

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 621.5

УТИЛІЗАЦІЯ ЕНЕРГІЇ ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ТУРБОДЕТАНДЕРНИХ УСТАНОВКАХ НА ОБ'ЄКТАХ ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

Р.М. Говдяк

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

Розглянуто історію створення та основні напрямки використання утилізаційних турбодетандерних установок. Наведено принципові схеми установок, опис їх роботи, конструктивні особливості. Дані технічні характеристики турбодетандерних установок, які розробляються і випускаються підприємствами України. Відображено їх енергетичну та економічну ефективність від впровадження на об'єктах газової промисловості України.

Ключові слова: утилізація, турбодетандерна установка, компресорна станція, газорозподільна станція, газорегуляторний пункт.

Рассмотрена история создания и основные направления использования утилизационных турбодетандерных установок. Приведены принципиальные схемы установок, описание их работы, конструктивные особенности. Даны технические характеристики турбодетандерных установок, разработанных и выпускаемых предприятиями Украины. Показана их энергетическая и экономическая эффективность от внедрения на объектах газовой промышленности Украины.

Ключевые слова: утилизация, турбодетандерная установка, компрессорная станция, газораспределительная станция, газорегуляторный пункт.

The history of creation and main directions of use of the utilization turbine expanders are examined. Principal unit structure diagrams, their operation descriptions, and design features are described. Technical features of the turbine expanders, designed and produced by Ukrainian enterprises, are presented. Their power and economic efficiencies due to their introduction at Ukrainian gas industry enterprises are shown.

Key words: utilization, turbine expander, compressor station, gas distribution station, gas control unit.

На сьогоднішній день енергія редукційного природного газу вважається однією із значних, проте мало використовуваних резервів вторинних енергоресурсів об'єктів газової промисловості.

Україна є однією із перших країн у світі в галузі утилізації енергії тиску природного газу та її використання для виробництва електроенергії і розробки утилізаційних турбодетандерних установок (УТДУ) для компресорних станцій (КС) газопроводів, газорозподільних станцій (ГРС), газорегуляторних пунктів (ГРП).

Як відомо, магістральні газопроводи працюють з робочим тиском 5,5-7,4 МПа. Потім газ редукується в ГРС до 0,3; 0,6 або 1,2 МПа і подається в розподільну мережу і далі – на ГРП і споживачам. При цьому енергія надлишкового тиску втрачається.

Інше відбувається в турбодетандерних установках. Процес розширення газу в утилізаційних турбодетандерних установках (УТДУ) близький до ізоентропійного, що забезпечує одержання максимальної величини енергії з одиниці маси установки, а, отже і мінімальної собівартості виробництва.

Крім того, на основі багаторічного досвіду робіт низькотемпературної підготовки природного газу в газовій промисловості відомо, що застосування турбодетандерних агрегатів обумовлює простоту, надійність, низьку металоємність конструкцій і широкий діапазон режимів, мінімальну кількість обслуговуючого персоналу, відсутність впливу на навколишнє середовище і невисокі капітальні і експлуатаційні витрати.

Турбодетандерні утилізаційні установки застосовуються на компресорних станціях магіст-

ральних газопроводів, ГРС, на ГРП різних енергетичних об'єктів, наприклад, теплових електричних станцій (ТЕС) та ін. Потужність турбодетандерів найчастіше використовується для приводу електрогенераторів. За оцінками фахівців, зокрема, АТ "Кріокор" (Росія), питомі капітальні витрати на спорудження подібних установок однічною потужністю порядку 5 МВт, впроваджених на ТЕС, у 2-3 рази нижчі, ніж у звичайних газо- і паротурбінних установках.

У деяких випадках турбодетандери служать для приводу компресорів, насосів і т.п. Зниження температури газу в турбодетандерах іноді використовується для одержання холоду.

Можна навести багато прикладів створення комплексних установок, наприклад, для одержання електроенергії і холоду. До них, зокрема, відносяться енергокриогенні комплекси, розроблені АТ "Кріокор".

Вперше використовувати перепад тиску природного газу на ГРС (ГРП) для вироблення електроенергії за допомогою турбодетандерів запропонували група інженерів і вчених на чолі з академіком М.Д. Міліонщиковим у 1947 р. У 1948 р. пропозицію цих авторів було експериментально перевірено на турбодетандерній установці ГРП Дашавського сажового заводу О.В. Александровим. Тиск газу на вході в турбодетандер становив 0,6-1 МПа, на виході – 0,12-0,13 МПа. Потужність установки становила 50-80 кВт.

У 1959 р. згідно проекту Інституту газу АН УРСР на ГРС-1 м. Києва було змонтовано дослідну установку виробництва електроенергії і холоду. У 1960-1961 рр. вона випробувана групою інженерів під керівництвом О.П. Кліменка.

Систематичні дослідження і вирішення проблем раціонального використання потенційної енергії дросельованих потоків газу почалися у 80-х роках в об'єднанні "Союзтурбогаз", нині ВАТ «Турбогаз». Тут зроблено оцінювання ресурсів потенційної енергії газу на ГРС і КС «Мінгазпрому», розроблено технологічні схеми утилізаційних установок, визначено параметри і характеристики обладнання установок і їхню економічну ефективність. Результати цих досліджень послужили основою рішення науково-технічної ради «Мінгазпрому» колишнього СРСР від 04.11.83 р. зі створення об'єднанням "Союзтурбогаз" утилізаційних установок УТДУ-2500 потужністю 2500 кВт для ГРС і УКС2-300 потужністю 300 кВт для КС газопроводів.

Існує декілька схем використання УТДУ.

Сьогодні, як відомо, перед транспортуванням по магістральних газопроводах газ проходить осушування (за необхідності і очищення) за допомогою спеціального обладнання, зокрема установок комплексної підготовки газу. При цьому від газу відокремлюється велика частина рідких (висококиплячих) високотемпературних або киплять за високої температури компонентів і вологи. Однак у газі перед ГРС і ГРП ще залишається деяка кількість парів води і висококиплячих домішок.

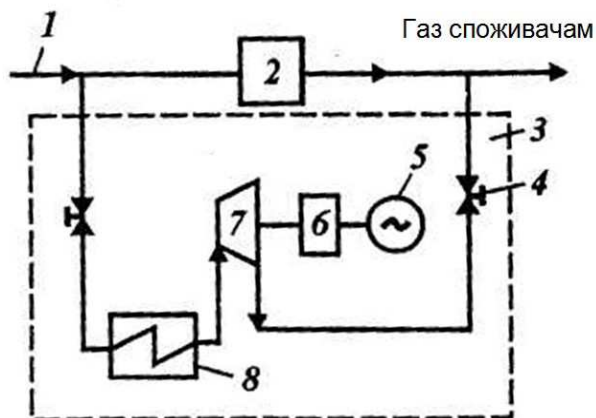
У результаті розширення газу в турбодетандері і відповідного зниження його температу-

ри можливе утворення конденсату і гідратів у газопроводах і арматурі і, як наслідок, їхнє забруднення і навіть закупорка (забивання засмічення). Крім того, при зниженні температури газу можливе замерзання вологи на зовнішніх поверхнях газопроводів і обмерзання ґрунту навколо них, що може призвести до їх деформації і руйнування. Помірної температури, як правило, вимагають і споживачі газу, наприклад енергетичні котли.

Для запобігання цих явищ у більшості УТДУ газ перед надходженням у турбодетандер підігрівается до певної температури, що залежить від призначення установки, ступеня осушування і складу газу і ступеня розширення газу в турбодетандері. Зазвичай, такий підігрів відбувається за температури газу після УТДУ (на вході до споживача газу) не нижче, ніж 0-2 °С. В деяких установках застосовується підігрів газу і після турбодетандера.

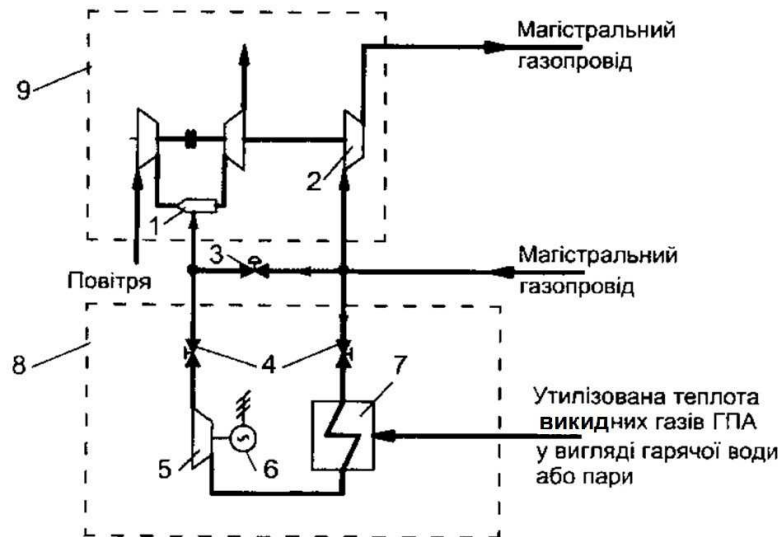
У відомих УТДУ підігрів газу до 60-100°С і більше здійснюється проміжним теплоносієм (водою, парою і т.п.) у спеціальних підігрівачах. Гарячий теплоносіє на ГРС і ГРП, зазвичай, одержує тепло від зовнішніх джерел (від парових котлів, теплових мереж). Краще становище в цьому відношенні на КС газопроводів і ТЕС, де для підігріву газу може використовуватись теплота викидних газів ГПА.

Переважає кількість УТДУ в Україні, Росії і інших країнах використовується для одержання електроенергії, тобто турбодетандери служать для приводу електрогенераторів. Типова схема такої установки щодо ГРС і ГРП зображено на рис. 1. Турбодетандерна установка підключається паралельно ГРС (ГРП). Оскільки при малих витратах газу через турбодетандер доцільно мати підвищену частоту обертання, між турбодетандером і електрогенератором розміщується редуктор. При великих витратах газу турбодетандер зв'язують з електрогенератором безпосередньо.



1 – підведення газу до ГРС; 2 – ГРС (ГРП);
3 – УТДУ; 4 – кран; 5 – електрогенератор;
6 – редуктор; 7 – турбодетандер;
8 – підігрівач газу

Рисунок 1 – Принципова схема УТДУ для вироблення електроенергії на ГРС (ГРП)



1 - камера згоряння ГТУ; 2 - нагнітач природного газу; 3 - вузол редукування; 4 - крани; 5 - турбодетандер; 6 - електрогенератор; 7 - підігрівник газу; 8 - УТДУ; 9 - газотурбінний агрегат

Рисунок 2 – Принципова схема УТДУ для вироблення електроенергії на КС

Схему типової УТДУ на КС зображено на рис. 2. Відвід газу до неї виконаний з магістрального газопроводу паралельно блоку підготовки і редукування паливного газу перед його подаванням в камери згоряння агрегатів.

Аналогічну схему застосовано і для газотурбінної електростанції, тільки в цьому випадку замість нагнітача природного газу встановлюється електрогенератор.

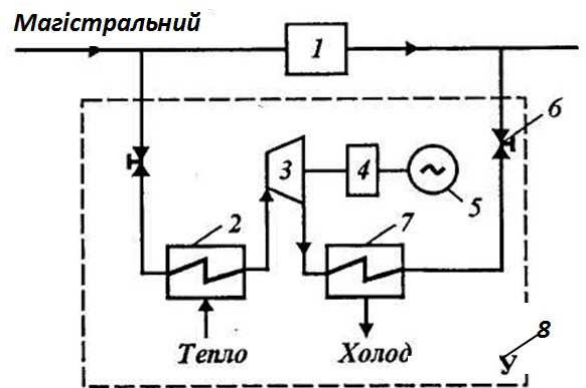
Практика проектування і експлуатації таких установок свідчить, що при одержанні 1 кВт·год додаткової електричної енергії витрачається 1,15-1,2 кВт·год теплоти.

Значна кількість УТДУ використовується для спільного одержання електроенергії і холоду. Схему однієї з можливих установок зображено на рис. 3 стосовно ГРС і ГРП. Порівняно з УТДУ (рис. 1), у даному випадку після турбодетандера розміщений споживач холоду, так що газ перед ним має необхідну мінусову температуру, достатню для рішення багатьох виробничих задач.

Одержання дуже низьких температур, необхідних, наприклад, для зрідження природного газу (метану), реалізується в УТДУ за дещо іншою схемою. На рис. 4 зображено принципову схему простої установки для зрідження метану на невеликий ГРС. Характерними рисами цієї УТДУ є відсутність підігріву газу, застосування теплообмінника для охолодження газу перед турбодетандером холодним зворотним потоком газу і дотискувального компресора. За опублікованими даними, у такий спосіб зріджується до 5 % від загальної витрати газу.

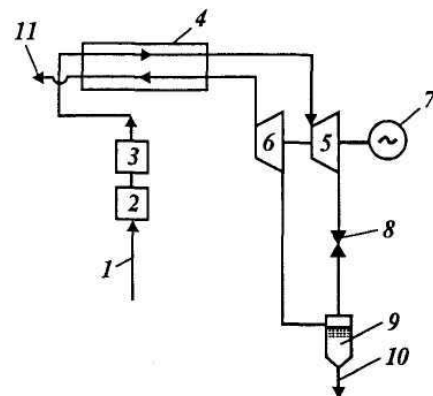
Наведені приклади схем утилізаційних установок не вичерпують усього різноманіття відомих у даний час схем інших установок.

У теперішній час в Україні турбодетандерні установки потужністю від 8 до 6000 кВт за сучасною технологією можуть виготовляти ВАТ „Турбогаз”, Криворізьке підприємство



1 - ГРС (ГРП); 2 - підігрівник газу; 3 - турбодетандер; 4 - редуктор; 5 - електрогенератор; 6 - кран; 7 - споживач холоду; 8 - УТДУ

Рисунок 3 – Принципова схема для виробітку електроенергії і холоду на ГРС (ГРП)



1 - підведення газу до ГРС; 2 - установка осушування газу; 3 - установка очищення газу; 4 - теплообмінник; 5 - турбодетандер; 6 - дотискувальний компресор; 7 - електрогенератор; 8 - дросель; 9 - сепаратор; 10 - відвід зрідженого метану; 11 - відвід газу споживачу

Рисунок 4 – Принципова схема для зрідження метану і вироблення електроенергії на ГРС

Таблиця 1 – Технічні характеристики утилізаційних турбодетандерних установок для виробітку електроенергії, які випускаються підприємствами України

а) ВАТ „Турбогаз”

Параметр	Од. виміру	Типи утилізаційних турбодетандерних установок				
		ДГА-8-380- Т-УХ.І2	УКС2-300	УТДУ-2500- УС-V1	БДГУ-4000	УГС-8-5,5- 6000-ЗУХ.І4
ЕУУ-6,5						
Номінальна потужність (діапазон)	кВт	8	300	2500	4000	6500
Витрати газу (діапазон) через турбодетандер	млн. м ³ /добу	0,043	0,5 (0,24÷0,55)	4,5 (0,3÷5,0)	4,32	8,0 (2,1÷8,8)
Тиск газу (діапазон), на вході	МПа	(2,5÷7,5)	5,0 (3,5÷7,5)	2,2 (1,2÷2,7)	3,8	3,7 (1,8÷5,5)
на виході		(0,6÷1,2)	2,1	1,0 (0,6÷1,2)	1,2	1,3
Температура газу, на вході	°С	(5÷40)	(60÷90)	35 (не нижче)	135-150	50 (не нижче)
на виході		мінус 10 (не нижче)	20	мінус 10 (не нижче)		мінус 10 (не нижче)
Частота обертання ротора турбодетандера	об /хв	3000	24480	3000	3000	3000
ротора електрогенератора		3000	3000	3000	3000	3000
Загальний ресурс	год (рік)	(20)	не менше ніж (10)	до капремонту не менше ніж (10)	не менше ніж 160000	-
Маса	т	0,6	16,0	48,0 (блок-бокс турбогенератора)	21,5	41,0 (блок турбо- генератора)
Підприємство-виробник				ВАТ „Турбогаз”		
						21,5 (блок детандер- генератора)

б) ВАТ ІВП „Енергія”, ДП НВКГ „Зоря-Машпроект”, ВАТ „Мотор Січ”

Параметр	Од. виміру	Типи утилізаційних турбодетандерних установок							
		ДГА-5000	ДГА-6000	ДГА-6000ВД	ДГА-2500СД	ДГА-2500СДп	ДГА-2500ВД	ДГА-3000СД	ЕТД-1000
Номінальна потужність (діапазон)	кВт	5000 (100÷190)	6000	6000	2200	2500	2500	3400	1000
Витрати газу (діапазон) через турбодетандер	тис. нм ³ /год		174	184	50	50	79	50	(39,2÷41,7)
Тиск газу (діапазон), на вході на виході	МПа	(0,6÷1,2) (0,1÷0,25)	(0,6÷1,2) (0,1÷0,25)	(3,0÷5,5) (0,6÷1,2)	2,3 0,25	2,3 0,19	4,0 1,02	2,5 0,22	до 5,5 (0,3÷1,2)
Температура газу, на вході на виході	°С	до 100 (0÷10)	до 100 (0÷10)	до 100 (0÷10)	+130 +15	+180 +70	+90 +10	+180 +25	30÷57 -10 ÷ +10
Частота обертання ротора турбодетандера ротора електрогенератора	об/хв	9600 3000	9600 3000	9600 3000		14000 3000			-
Загальний ресурс	год (рік)	120000	120000	120000	120000			(20)	
Габаритні розміри, не більше	м	8,6х3,0х3,1	-	-	12,0х2,9х3,2			8,00х3,00х2,35	
Маса	т	не більше ніж 26	не більше ніж 36	не більше ніж 28	31-33			20	
Підприємство-виробник		ВАТ ІВП „Енергія”			ДП НВКГ „Зоря-Машпроект”			ВАТ „Мотор Січ”	

Примітка: При складанні таблиці використано проекти ВАТ „Турбогаз”, Мотор Січ”, матеріали, які надали ДП НАКГ «Зоря» – Машпроект», ВАТ ІВП „Енергія” і дані робіт [1, 2].

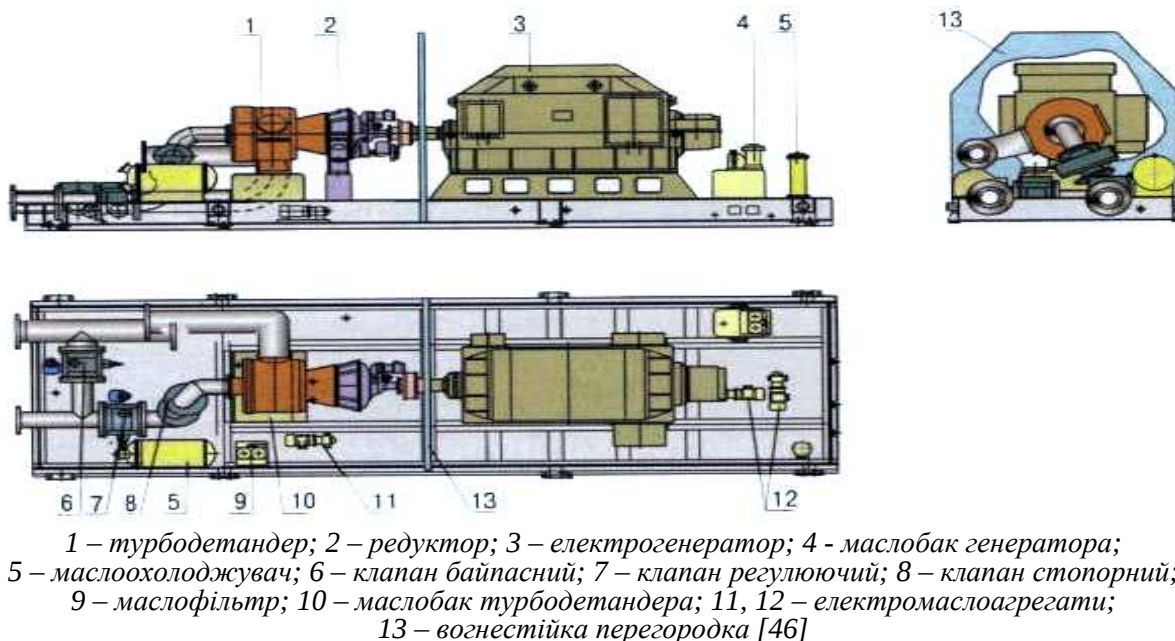


Рисунок 5 – Схема компонування установки ДГА-2500СД1

і ВАТ ІВП „Енергія”, ВАТ „Мотор Січ” (м. Запоріжжя), ДП НВКГ „Зоря-Машпроект” (м. Миколаїв). У Росії розробку і виготовлення УТДУ здійснює ВАТ „Констар”.

У табл. 1 наведено технічні характеристики турбодетандерних установок, які розроблені і випускаються підприємствами України.

За кордоном розробка і впровадження УТДУ почалися з 70-х років ХХ століття і у даний час охоплює більш, ніж 30 країн: США, Росію, Німеччину, Італію, Бельгію, Нідерланди, Ізраїль, Австрію тощо.

Висновки

Сьогодні в газотранспортній системі України працює 1425 газорозподільних станцій, через які щорічно надходить промисловим, комунально-побутовим та бюджетним споживачам приблизно 50 млрд. м³ природного газу.

Якщо весь природний газ, який споживається в Україні, подавати через турбодетандери, то на ГРС оціночно можливо отримати додатково понад 160 МВт генеруючих потужностей, що зможуть щорічно виробляти понад 1,4 млрд. кВт/год електроенергії [3].

У розподільній мережі експлуатується також понад 16000 газорегулювальних пунктів (ГРП), де тиск газу редукується з 1,2 або 0,6 МПа до 0,3-0,05 МПа. Якщо на всіх ГРП (теоретично) встановити турбодетандери, то можна мати понад 300 МВт генеруючих потужностей, які вироблятимуть 26,3 млрд. кВт/год електроенергії на рік.

При використанні турбодетандерів для редукування паливного газу на КС газопроводів можливо одержати приблизно 20 МВт генеруючих потужностей, які зможуть виробляти приблизно 170 млн. кВт/год електроенергії в рік.

Таким чином, якщо встановити турбодетандери на ГРС, ГРП і КС, то можна мати біля

480 МВт генеруючих потужностей, які щорічно будуть виробляти 28 млрд. кВт/рік електроенергії.

Слід зазначити, що впровадження УТДУ в Україні стримується певними факторами, основні з яких це значні питомі капіталовкладення в турбодетандерні установки.

Література

- 1 Степанець А.А. Энергосберегающие турбодетандерные установки / А.А. Степанець. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 1999. – 258 с.
- 2 Романов В.В. Новая детандер-генераторная установка НПКГ «Заря-Машпроект» / Романов В.В., Ситников В.В. // Газотрубинные технологии. – 2005. – № 2. – С. 40-42.
- 3 Костенко Д.А. Энергозберігаючий потенціал надлишкового тиску природного газу у газотранспортній системі України / Д.А. Костенко, В.О. Дмитренко // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 1. – С. 54.

Стаття надійшла до редакційної колегії
20.01.14

Рекомендована до друку
професором **Семчуком Я.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
академіком УНГА **Шелковським Б.І.**
(Українська нафтогазова академія,
відділення транспорту нафти і газу, м. Київ)

КЛАСИФІКАЦІЯ СПОСОБІВ ВИДОБУВАННЯ МЕТАНУ З ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ ДНА ЧОРНОГО МОРЯ

О.Ю. Витязь, Я.М. Фем'як, С.О. Овецький

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727182,
e-mail: oveckuj@rambler.ru

В даній статті розглядається питання щодо порівняно нового потенційного джерела енергії, а саме – газових гідратів та існуючих на сьогодні методів їхнього видобування, як на суші, так і на континентальному шельфі. Основну увагу приділено технологіям, які вже успішно реалізуються на основних газогідратних родовищах світу, а саме: Мессояхському родовищі газових гідратів, яке знаходиться на півночі Західного Сибіру, родовищі Купарук на Алясці, родовищі М'ялік (Канада), та скупченні родовищі в западині Нанкай на шельфі Японського моря.

Зацікавленість у вивченні газогідратів із кожним роком постає все гостріше у зв'язку із безперервним видобуванням таких традиційних вуглеводневих джерел енергії, як нафта, газ, газоконденсат тощо. Запаси газогідратів на планеті, за орієнтовними оцінками, складають не менше 250 трлн. м³. Це достатньо песимістична оцінка, але навіть вона переважає відомі запаси традиційного природного газу, що становлять за поточними даними BP Statistical Review 187,1 трлн. м³. Близько 98% світових запасів газових гідратів зосереджено в океані, 2% – на суші в зоні вічного холоду.

Наявні теоретичні розробки українських вчених і фактичні дані, отримані нами в ході вивчення газогідратів Чорного моря, підтверджують доцільність проведення комплексних досліджень з метою запровадження технологій практичного видобутку метану із газогідратів Чорного моря для потреб економіки України.

У даній статті представлено основні методи видобутку природних газових гідратів, які можуть бути успішно використані на родовищах Чорного моря. До таких методів відносять: метод циркуляції гарячої води по стовбуру свердловини, метод обігріву стовбура свердловини нагрівачами, пароциклічна обробка, термозаводнення, поступове розчинення верхнього шару скупчень газових гідратів водою, зниження гідростатичного тиску тощо.

Ключові слова: газогідрати, перспективне джерело енергії, океан, доцільність проведення комплексних досліджень в Чорному морі, основні методи видобутку газових гідратів.

В данной статье рассматривается вопрос о сравнительно новом потенциальном источнике энергии, а именно – газовых гидратов и существующих на сегодня методов их добычи, как на суше, так и на континентальном шельфе. Основное внимание уделено технологиям, которые уже успешно реализуются на основных газогидратных месторождениях мира, а именно: Мессояхском месторождении газовых гидратов, которое находится на севере Западной Сибири, месторождении Купарук на Аляске, месторождении М'ялик (Канада), и скоплениях месторождений во впадине Нанкай на шельфе Японского моря.

Заинтересованность в изучении газогидратов с каждым годом встает все острее, в связи с непрерывной добычей таких традиционных углеводородных источников энергии, как нефть, газ, газоконденсат и т.п. Запасы газогидратов на планете, по ориентировочным оценкам, составляют не менее 250 трлн. м³. Это достаточно пессимистическая оценка, но даже она превышает известные запасы традиционного природного газа, которые составляют по текущим данным BP Statistical Review 187,1 трлн. м³. Около 98 % мировых запасов газовых гидратов сосредоточено в океане, 2% – на суше в зоне вечной мерзлоты.

Имеющиеся теоретические разработки украинских ученых и фактические данные, полученные нами в ходе изучения газогидратов Чорного моря, подтверждают целесообразность проведения комплексных исследований с целью внедрения технологий практической добычи метана из газогидратов Чорного моря для нужд экономики Украины.

В данной статье представлены основные методы добычи природных газовых гидратов, которые могут быть успешно использованы на месторождениях Чорного моря. К таким методам относятся: метод циркуляции горячей воды по стволу скважины, метод обогрева ствола скважины нагревателями, пароциклічна обробка, термозаводнения, постепенное растворение верхнего слоя скоплений газовых гидратов водой, снижение гидростатического давления и другие.

Ключевые слова: газогидраты, перспективный источник энергии, океан, целесообразность проведения комплексных исследований в Чорном море, основные методы добычи газовых гидратов.

This article discusses a relatively new potential source of energy, namely, gas hydrates and existing methods of their production, both onshore and on the continental shelf. Emphasis is placed on the technologies that are successfully used on the main gas hydrate fields of the world, namely: Messoiakhske field of gas hydrates, which is located in the north of the Western Siberia, Alaska Kuparuk field, Mialik field (Canada), and the accumulation of fields in the Nankai basin on the Japan Sea shelf.

Interest in studying gas hydrates is increasing every year due to the continuous production of such traditional hydrocarbon energy sources as oil, gas, and gas condensate. Hydrate reserves on the planet, according to rough estimates, comprise at least 250 bln. m³. This is a rather pessimistic estimation, but even it exceeds the known reserves of conventional natural gas that are equal to 187,1 bln. m³ in accordance with the current data of the BP Statistical Review. Approximately 98% of the world gas hydrate reserves are concentrated in the ocean, and 2% are accumulated on land in permafrost.

The available theoretical developments of Ukrainian scientists and actual data obtained in the study of gas hydrates of the Black Sea, confirm the value of comprehensive research in order to introduce technology of methane practical extraction from the Black Sea hydrates for the needs of the Ukrainian economy.

This article presents the basic methods of extraction of natural gas hydrates, which can be successfully used on the fields of the Black Sea. Such methods include the method of hot water circulation in the well bore, method of heating the well bore by heaters, cyclic-steam stimulation treatment, thermal flooding, gradual dissolution of the top layer of gas hydrate with water, reduction of the hydrostatic pressure etc.

Key words: hydrates, promising source of energy, ocean, appropriateness of comprehensive research in the Black Sea, main methods of extraction of gas hydrates.

Постановка проблеми. Гігантські природні запаси газових гідратів роблять їх перспективним і важливим джерелом вуглеводнів в ХХІ столітті. Україна шукає нові джерела нетрадиційної енергії з моменту підняття цін на вуглеводневу сировину. Газогідрати – це джерело нової енергії, яке здатне збудувати майбутнє України без енергетичної залежності від інших країн. Гідрати вуглеводних газів у надрах викликають зацікавленість як потенційна корисна речовина і як нестабільний компонент техносфери, розкладання якої може мати небезпечні наслідки. Наявні теоретичні розробки українських вчених і фактичні дані, отримані ними в ході вивчення газогідратів Чорного моря, підтверджують доцільність проведення комплексних досліджень з метою запровадження технологій практичного видобутку метану із газогідратів Чорного моря для потреб економіки України. При розробці газогідратних родовищ і зміні термодинамічних умов, близьких до межі фазової стійкості газогідратів, можуть виникнути серйозні екологічні проблеми. Тому освоєння газогідратів Чорного моря може забезпечити енергетичну незалежність України лише за умови вибору ефективного та екологічно безпечного методу їх видобування.

За попередніми оцінками провідних науковців, в українській економічній зоні Чорного моря запаси метану в газогідратах відповідають 100-річному традиційному видобуванню метану в Україні. Таким чином, якщо видобувати метан з моря в тому ж обсязі, в якому видобувають на суші, його вистачить на 1000-1500 років [1, 2].

Видобування природних гідратів в Чорному морі пов'язане з рядом економічних і екологічних проблем, які необхідно розв'язати. У більшості випадків перехід невикористовуваного нетрадиційного джерела в розряд використовуваних залежить від розміру інвестицій та рівня розвитку технологій. Газові гідрати можуть вважатися потенційним джерелом вуглеводнів тільки в тому випадку, коли отримана в результаті енергія буде перевищувати енергію, необхідну для виділення з них метану.

Слід зауважити, що видобування метану з газогідратів має ряд застережень:

- порушення стійкості придонних відкладень на континентальних схилах;
- підшова зони газових гідратів може бути місцем різкого зниження міцності товщі осадових порід;
- присутність гідратів може перешкоджати нормальному ущільненню та консолідації донних відкладень.

Таким чином, будь-яка з технологій розробки родовищ метанових газових гідратів (МГ) може виявитися успішною лише в тому випадку, якщо буде виключено додаткове зниження стійкості порід і забезпечена належна екологія навколишнього середовища.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. В останні роки цікавість до проблеми газових гідратів в усьому світі значно посилилася. Зростання активності досліджень можна пояснити наступними основними чинниками:

- активізацією пошуків альтернативних джерел вуглеводневої сировини в країнах, що не володіють ресурсами енергоносіїв, оскільки газові гідрати є нетрадиційним джерелом вуглеводневої сировини, промислове освоєння якої може початися вже в найближчі роки;

- необхідністю оцінки ролі газових гідратів в приповерхневих шарах геосфери, особливо у зв'язку з їх можливим впливом на глобальні зміни клімату;

- вивченням закономірностей утворення і розкладання газових гідратів в земній корі в загальнотеоретичному плані з метою обґрунтування пошуків і розвідки традиційних родовищ вуглеводнів (природні гідратопроявлення можуть служити маркерами більш глибокозалегаючих традиційних родовищ нафти і газу);

- активним освоєнням родовищ вуглеводнів, розташованих у складних природних умовах (глибоководний шельф, полярні регіони), де проблема техногенних газогідратів загострюється;

- доцільністю скорочення експлуатаційних витрат на попередження гідратоутворення в промислових системах видобутку газу за рахунок переходу на ресурсозберігаючі та екологічно чисті технології;

- можливістю використання газогідратних технологій при розробці, зберіганні та транспорті природного газу.

Дослідження геологічних і технологічних проблем газових гідратів були розпочаті в середині 60-х років науковцями різних країн світу [3]. Спочатку ставилися і вирішувалися технологічні питання попередження гідратоутворення, потім тематика поступово розширювалася: включалися в сферу інтересів кінетичні аспекти гідратоутворення, далі значну увагу було приділено геологічним аспектам, зокрема можливостям існування газогідратних покладів, теоретичним проблемам їх освоєння.

У лютому 2011 року японське дослідницьке судно «Тікю», орендоване корпорацією «Japan Oil, Gas and Metals National Corp», поча-

ло пробне буріння свердловини під океанським дном в 70 км на південь від півострова Ацумі (поблизу міста Нагоя) з метою експериментів з видобутку газових гідратів. Передбачається пробурити три свердловини глибиною 260 м (глибина океану в цьому місці - близько кілометра) з метою перевірки можливості видобутку газових гідратів і проведення вимірювань. Очікується, що для переведення гідратів метану в газ буде використовуватися процес розгерметизації, розроблений корпорацією «Japan Oil, Gas and Metals National Corp». Повномасштабний пробний видобуток в даному районі було проведено в лютому - березні 2013 року, а промислова розробка запланована на 2018 рік. Станом на 14 березня 2013 року Японія стала першою країною, якій вдалося видобути природний газ з газогідратних покладів дна океану, що досі не вдавалося це зробити жодній країні світу [4].

Вчені Іркутського державного технічного університету вперше застосували новітню технологію для оцінки запасів газогідратів в озері Байкал. Ця подія відбулась 15 серпня 2013 року і стала суттєвим досягненням російських вчених в сфері пошуку та ідентифікації скупчень природних газових гідратів. Згідно з повідомленням, у розробці та виготовленні гідроакустичного комплексу брали участь вчені з Іркутська, Москви і Санкт-Петербурга. Комплекс успішно пройшов випробування на Байкалі: він може занурюватися на глибину до 1,6 тисячі метрів; здатний вивчати профіль придонних порід, морфологію, робити заміри температури, електропровідності, оцінювати вміст метану. У разі позитивної експертної оцінки фахівцями інших розвинутих країн, виробництво роботів-розвідників може набути масового характеру.

Новітні технології, що стосуються розвідки та освоєння газогідратів загалом з'являються не тільки в сфері технологій, призначених для їх пошуку, але і для їх безпосереднього видобування. Так, нещодавно було запропоновано нову технологію, яка відноситься до галузі газовидобутку, зокрема до видобутку газу з кристалогідратів. Технологію засновано на способі створення локальних перепадів тиску за рахунок застосування спеціальних гідродинамічних кавітаційних апаратів, які характеризуються мінімумом енергоспоживання, що робить в підсумку вирішення такого завдання економічно ефективним.

Властивість газових гідратів при відносно невеликих тисках концентрувати значні запаси газу привертає увагу фахівців досить тривалий час, оскільки технологічні пропозиції щодо зберігання та транспорту природного газу в гідратному стані з'явилися ще в 40-х роках минулого століття, але справжньої актуальності вони набули саме сьогодні, тобто на початку 21-го століття. Розрахунки економістів стверджують, що найбільш ефективним є морське транспортування газу в гідратному стані, причому додатковий економічний ефект може бути досягнутим за одночасної реалізації споживачам газу, що транспортується і чистої води, що

залишається після розкладання гідрату (при утворенні газогідратів вода очищається від домішок). Тому вчені передових країн світу активно працюють над цим питанням і вже досягли певних успіхів. Так, було створено проект з організації газогідратних сховищ газу в рівноважних умовах (під тиском) поблизу значних споживачів газу.

Спорудження подібного сховища не є складним: сховище являє собою батарею газгольдерів, розміщених в котловані або ангарі, що сполучена з газовою трубою. У весняно-літній період сховище заповнюється газом, що формує гідрати, в осінньо-зимовий - віддає газ при розкладанні гідратів з використанням низькопотенційного джерела теплоти. Будівництво подібних сховищ поблизу теплоенергоцентралей може істотно внормувати сезонну нерівномірність у виробництві газу і представляти собою реальну альтернативу будівництву ПСГ в деяких випадках.

В даний час активно розробляються технології щодо видобування газогідратів, зокрема з використанням сучасних методів інтенсифікації технологічних процесів (добавки ПАВ, які прискорюють тепломасоперенесення; використання гідрофобних нанопорошків; акустичний вплив різного діапазону, аж до отримання гідратів в ударних хвилях та ін.) [5].

Виділення невирішених частин загальної проблеми. Дослідження умов утворення, стабільного існування і властивостей гідратів у природних умовах дають змогу впевнено прогнозувати їх наявність у різних регіонах суші, Світового океану та, зокрема, в межах Чорного моря. Цілеспрямовані пошукові роботи, що проводяться як на суші, так і в акваторіях, завжди виявляли газогідратні поклади. За результатами сейсмічних і геоакустичних досліджень у Чорному морі виділено аномалії (типу BSR, VAMP'S), які свідчать про наявність газогідратів (див. рис. 1, 2). Такі ділянки відомі у Західно-Чорноморській западині, Бар'єрній антиклінальній зоні, на піднятті Паласа, у прогині Сорокіна, на Анапському виступі, біля підніжжя Кавказького континентального схилу. Взагалі у Чорному морі виявлено більше десятка відкладень газогідратів у приповерхневій товщі донних відкладів, в інтервалі залягання від 0,6 до 2,85 м (на Кримському континентальному схилі, на піднятті Паласа тощо). У деяких районах Чорного моря на глибинах 300-1000 м виявлено газогідратні поклади метану товща шару яких коливається від 400 до 800 м під дном моря. Нижня межа існування гідратів метану і сірководно залежить від глибини моря і величини термічного градієнта в розрізі порід.

Ресурси метану в покладах газогідратів навпроти Криму оцінюються в 20-25 трильйонів м³; кількість же метану у всьому Чорному морі за оцінками експедицій Української академії наук, а саме за результатами розбурювання і підйому зразків ґрунту морського дна більш, ніж у 400-х кернах – не менше 100 трильйонів м³. При цьому залишаються не дослі-

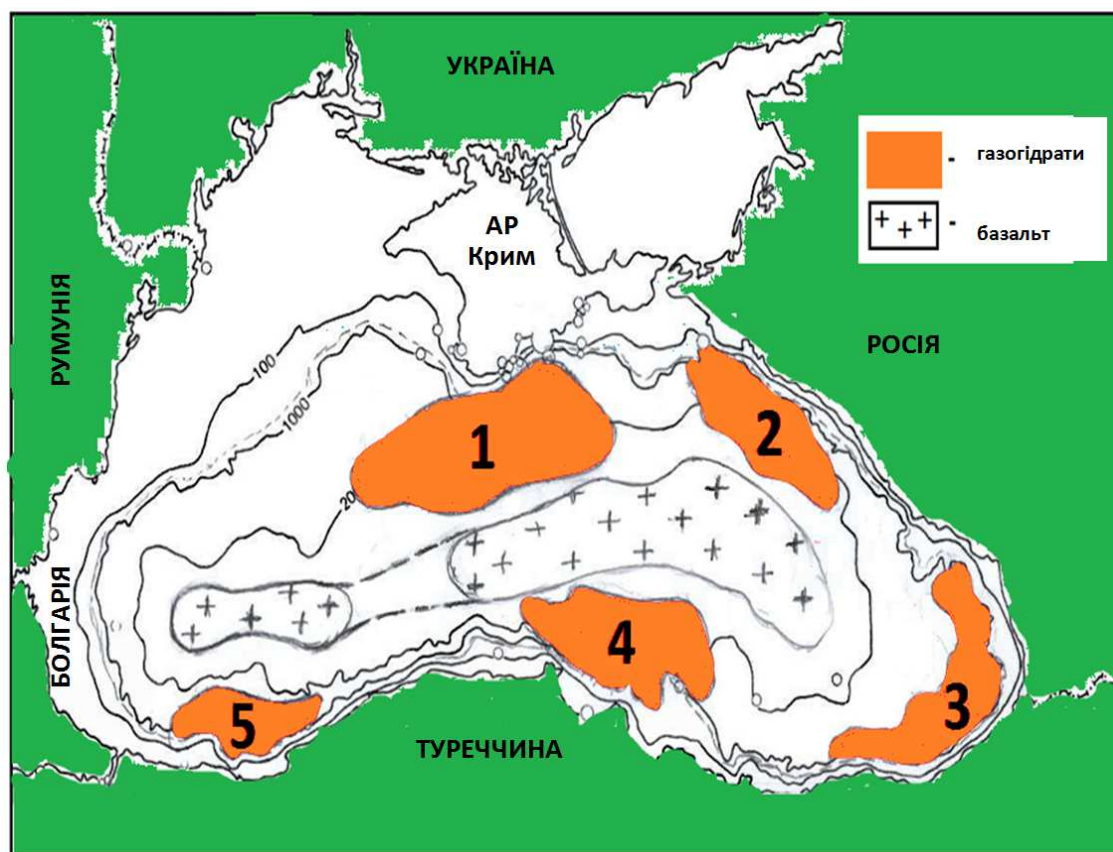
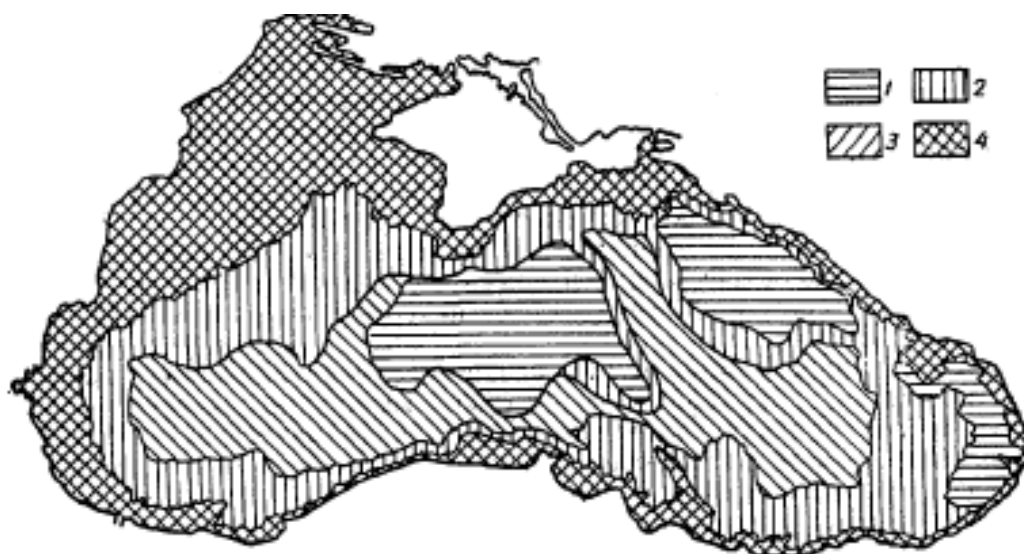


Рисунок 1 – Оглядова карта поширення газогідратів на дні Чорного моря
(за <http://www.gashydat.org/infodatb.htm>)



1 – високopersпективні; 2 – перспективні; 3 – малopersпективні; 4 – безpersпективні.

Рисунок 2 – Оглядова схема поширення зон газогідратів на дні Чорного моря
(за Е. Ф. Шнюковим, А. П. Зіборовим)

дженими регіони інших шельфів, континентального схилу, Чорноморської западини, Азовського моря [6].

Основна маса газогідратів припадає на Україну та Румунію, в меншому обсязі припадає на Туреччину, Болгарію і Росію. Якщо вихід метану знаходиться досить глибоко під водою, газ пов'язується у складі «теплого льоду». Але іноді товщу газогідратів проривають віль-

ні, дуже потужні викиди газу. Іноді такий «метановий фонтан» б'є днями, місяцями або навіть починає «працювати» періодично, то стихаючи, то знову прориваючись на поверхню моря. Такі феномени називають грязьовими вулканами, – адже газ, прямуючи з дна вгору, захоплює з собою маси донного ґрунту, каміння, води. У багатьох місцях з дна піднімаються менші струмені метану, що розпливаються у

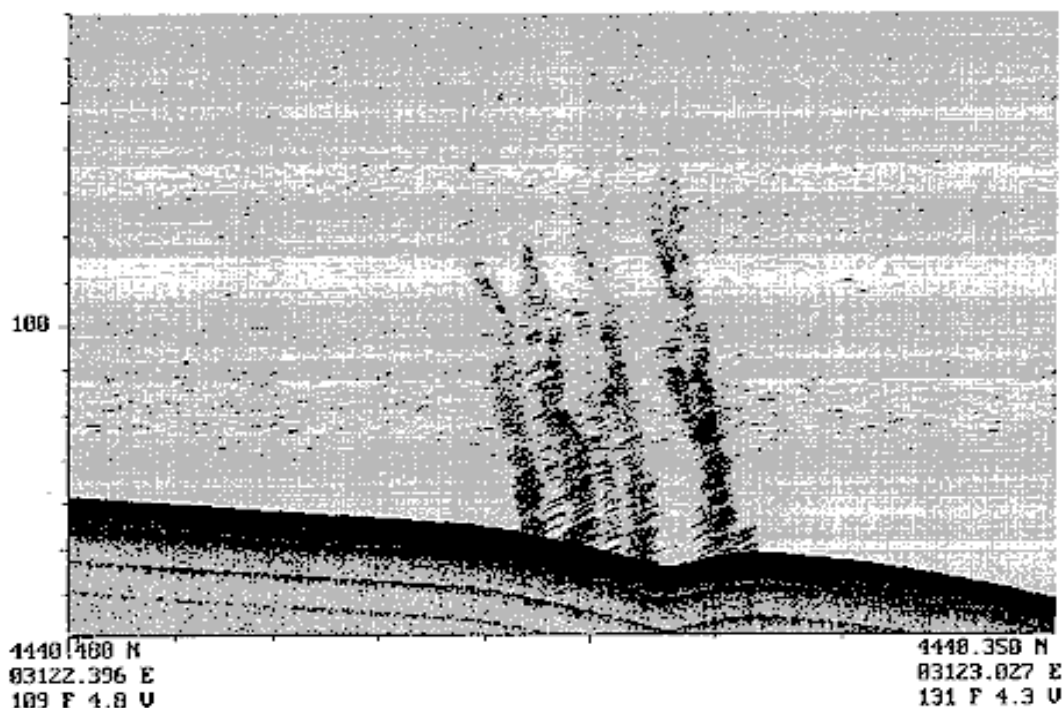


Рисунок 3 – Газовий факел метану на шельфі Чорного моря, що виходить на поверхню води

вигляді хмар, їх називають сипами: одні з них викидають газ рівним, постійним потоком, інші – пульсують, нагадуючи трубку курця, як це відображено на рис. 3.

У 2010 році німецько-українська експедиція виявила запаси газогідратів неподалік від м. Севастополя. Але для їх більш-менш точної оцінки потрібно провести широкомасштабні розвідувальні роботи.

Втім, говорити про те, що Україна в найближчому майбутньому зможе досягти енергетичної незалежності завдяки розробці чорноморських газогідратів, ще рано. Проблема в тому, що газ, укладений у крижаній пастці, дуже складно вилучити. За прогнозами та оцінками багатьох вчених різних країн світу ми можемо стверджувати, що Україна дуже багата нетрадиційними джерелами природного газу. У неї є великі запаси шахтного метану, є сланцевий газ, доведено наявність родовищ газогідратів. Однак всіх їх об'єднує велика складність і висока вартість видобутку, а також відсутність ефективних та економічно обґрунтованих технологій. Щоб бути на передньому краю прогресу в цій галузі, українським спеціалістам потрібні значні інвестиції на розвиток і фінансування дослідницько-промислових програм стосовно розробки природних газогідратів дна Чорного моря.

Газогідрати являють собою дуже перспективне джерело природного газу для України. Слід зазначити, що це своєрідна “занаچка на майбутнє”, коли традиційні запаси вуглеводнів будуть вичерпані, а на той час ми вже знайдемо способи і технології, що забезпечать нескладно і недорого видобувати такий газ.

Постановка задачі. Останнім часом в Японії, США, Канаді, Росії та інших країнах, що володіють величезними ресурсами газових гідратів, активізувався пошук інженерних рішень проблеми видобутку вуглеводнів з газових гідратів. Складність і незвичайність цієї проблеми в тому, що газовий гідрат - твердий матеріал, який мимовільно газифікується при зниженні тиску або підвищенні температури. Але зниження тиску без підведення тепла призводить до ендотермічного охолодження, контактна поверхня покривається кіркою льоду, яка обмежує дифузію та подальше утворення газу (самоконсервація). У багатьох випадках це тепло необхідно підводити в ґрунт на велику глибину, для чого науковцями розроблено ряд методів.

Слід зауважити, що в Чорному морі запаси донних газогідратів умовно можна віднести до двох критеріїв, не врахувавши які у нас можуть виникнути суттєві ускладнення при їх розробці: першим є те, що гідрати розташовані переважно в глибинних зонах, морське дно яких насичує сірководень; другим те, що газогідрати існують при тиску від $2 \cdot 10^{-8}$ до $2 \cdot 10^3$ МПа і температурі від 70 до 350 К і для утворення гідрату необхідними є: наявність води, газу, певного тиску та температури одночасно; хімічні зв'язки між молекулами відсутні; молекули води зв'язані водневим зв'язком, який легко руйнується при зниженні тиску та збільшенні температури (див. рис. 4).

Саме ці два критерії повинні нами бути враховані при виборі технологічних методів видобутку донних газогідратів у Чорному морі.

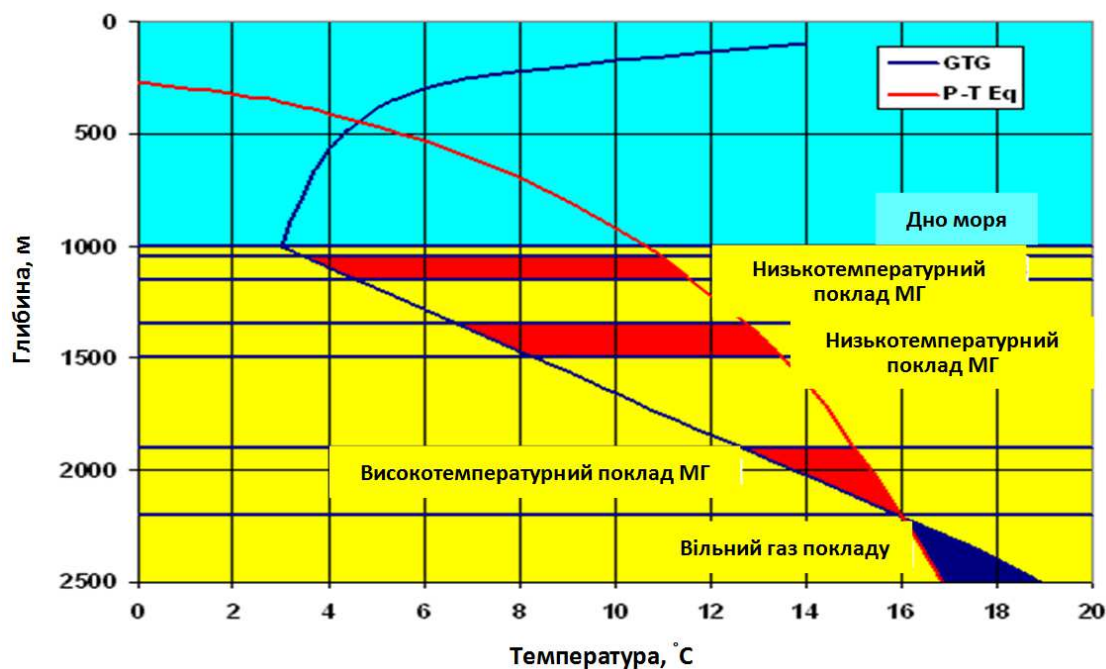


Рисунок 4 – Розподіл газогідратних покладів за глибиною залягання

Основний матеріал дослідження. На сьогоднішній день існує ряд методів видобування природних газових гідратів, кожен з яких має певні недоліки і переваги, і, в свою чергу включає багато варіантів реалізації процесу видобування з дна Чорного моря. Існують методи, які являють собою комбіноване поєднання деяких з них. Так, до загальних методів видобування природних газових гідратів відносять: термальні методи, які включають в себе циркуляцію гарячої рідини по стовбурі свердловини, пароциклічну обробку пласта, нагрівання стовбура свердловини електрообігрівачами, а також метод термозаводнення; метод зниження гідростатичного тиску, хімічні (інгібіторні) методи, а саме закачування в поклад газогідрату певних хімічних реагентів (діоксид вуглецю, метанол, нітроген тощо), і механічні методи видобування, які наразі вважаються малоперспективними. Як вже зазначено вище, існують і комбіновані методи видобування газу з гідратних покладів. Так, наприклад, поєднання термальних методів із методом зниження гідростатичного тиску дає майже 100%-ий ефект.

Ми пропонуємо провести розгляд існуючих методів видобування метану з природних газових гідратів на основі класифікаційної схеми, яка наводиться на рис. 5.

З наведеної на рис. 5 схеми, окремі способи мають комплексний характер, тому можуть бути віднесені до різних методів. Наприклад, найбільш розповсюджений на даний час є спосіб зниження тиску у свердловині, який застосовується у районах вічного холоду Росії і Канади.

Для видобування газу з газогідратів за допомогою зниження гідростатичного тиску [7] застосовують випуклий уловлювач продуктів розкладання газогідратів (УПРГ), який опускають на підвісному пристрої з борта плавзасобу

на морське дно (див. рис. 6). Ізольовують внутрішній об'єм УПРГ від зовнішнього морського середовища. Електронасосом відкачують з уловлювача морську воду з донними осадами, знижуючи в ньому гідростатичний тиск, в результаті чого газогідрат під уловлювачем розкладається на прісну воду і газ. Газ відбирають по гнучкій трубі в ємності плавзасобу, або в плавучі газгольдери, або на берег для подальшого використання. Вироблену прісну воду при необхідності подальшого використання відкачують по іншій гнучкій трубі зі своїм електронасосом на плавзасіб або на берег. Під дією власної ваги УПРГ опускається в западину до тих пір, поки процес розкладу газогідратів не дійде до підшви його пласта. УПРГ піднімають до поверхні дна і переміщують на сусідню ділянку газогідратних покладів.

Перевагами даного методу є:

- практично реалізується принцип зниження тиску для розкладання газогідратів;
- не потрібно дорогого громіздкого підводного буріння;
- не вимагається штучного нагрівання води для термічного розкладання газогідратів;
- не потрібно дорогого використання інгібіторів (метанолу та ін);
- можливість одночасного використання багатьох уловлювачів в комплексі.

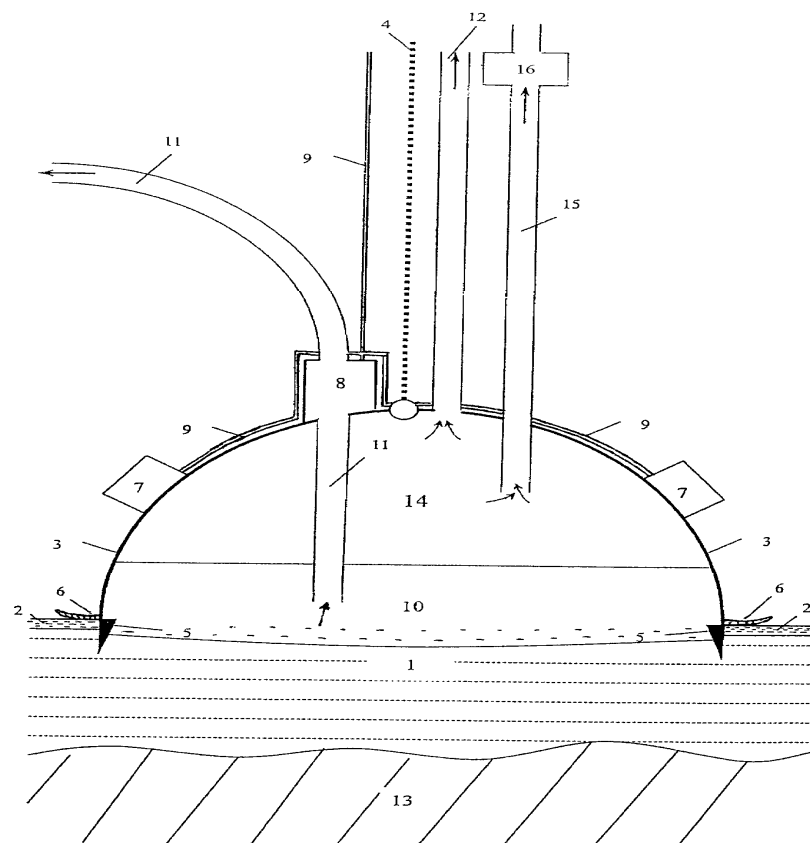
Недоліками даного методу є:

- великі енергозатрати та кількість електронасосів, які виконують певні операції;
- не враховані умови впливу сірководню на ковпак уловлювача та труб, які до нього під'єднані;
- довготривалість процесу при проведенні операції.

Методи теплової дії на пласт спрямовані на підвищення температури у привибійній зоні пласта (ПЗП). До них відносять метод циркуля-



Рисунок 5 – Схема класифікації методів видобування газу з газогідратних покладів



1 – поклад газових гідратів; 2 – донні осади; 3 – уловлювач продуктів розкладання газогідратів; 4 – підвісний пристрій (канат); 5 – край уловлювача по нижньому периметру; 6 – водонепроникний еластичний фартух; 7 – електровібратор; 8 – електронасос; 9 – електрокабель; 10 – мінеральна частина газогідратів; 11, 12, 15 – гнучкі труби; 13 – підшова газогідратного покладу; 14 – середня частина уловлювача; 16 – насос

Рисунок 6 – Схема видобування газу з газогідратів за допомогою зниження гідростатичного тиску

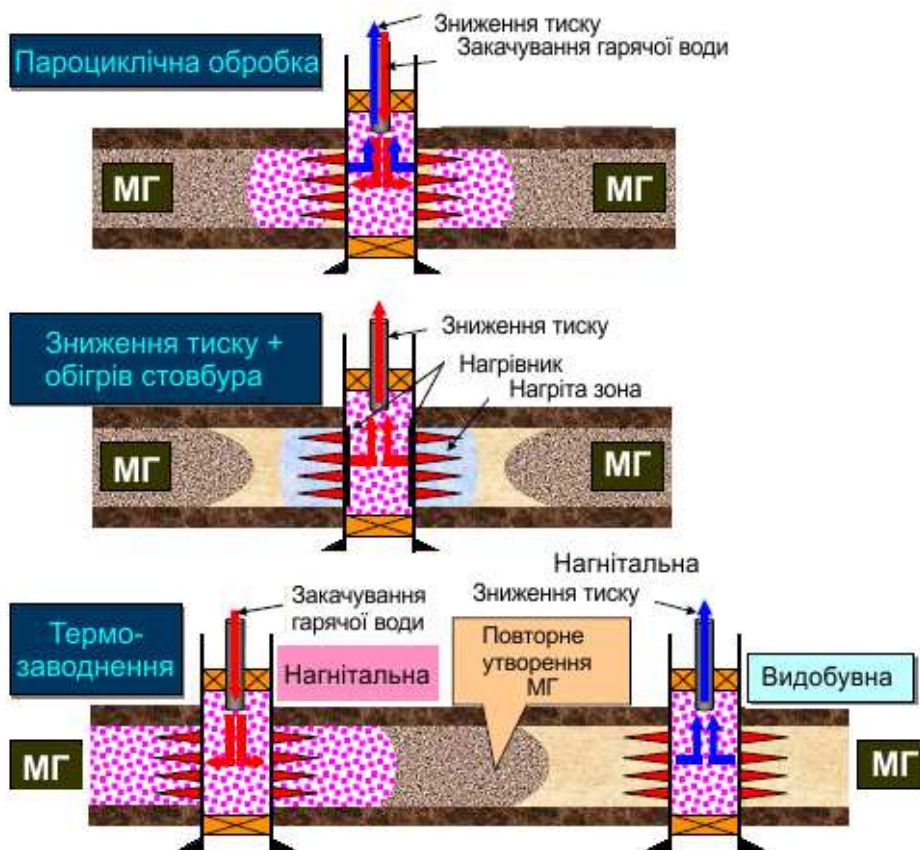


Рисунок 7 – Різновиди термальних методів впливу на пласт

ції гарячої води по стовбуру свердловини для підвищення температури на вибої, метод обігріву стовбура свердловини нагрівачами, встановленими на вибої для підвищення температури в пристовбурній зоні і пароциклічна обробка свердловини, яка передбачає закачування гарячої води в продуктивний горизонт, з подальшим глушінням на період, необхідний для достатнього переміщення тепла в пласті, після чого відбувається видобуток газу та води з тієї ж свердловини, через яку нагнітали гарячу воду. З іншого боку, при термозаводненні, тепло від гарячої води, яка нагнітається, рухається в напрямку інших свердловин, підвищуючи температуру, що, в свою чергу, спричиняє дисоціацію метанового гідрату (МГ) між свердловинами (метод термозаводнення).

При застосуванні методів циркуляції гарячої води та обігріву стовбура свердловини, в районі, де пластова температура досягає значення вищого за 3-фазову ідентичну температуру, відбувається дисоціація МГ і в той же час спостерігається підвищення тиску, яке пов'язане з газом, що виділяється з МГ. Дисоціація МГ припиняється в районі, де пластовий тиск стає рівним значенню 3-фазового ідентичного тиску. При застосуванні даних методів, процес збільшення зони з підвищеною температурою надзвичайно повільний, оскільки тепло переноситься завдяки теплопровідності. У 2002 році в районі родовища М'ялік (Канада) вперше в світі проведено дослідження, в результаті якого було досягнуто успіх з видобування метанового

газу з покладів МГ, застосувавши метод циркуляції гарячої води. При застосуванні методів, які базуються на закачуванні гарячої води в пласт, як це відображено на рис. 7, таких як пароциклічна обробка і термозаводнення, поширення тепла відбувається набагато швидше в порівнянні з іншими тепловими методами, а, отже, і збільшення зони дисоціації МГ, за умови, що нагнітання гарячої води буде рівномірним, тобто без ускладнень. Насправді, закачування гарячої води є складним процесом. Більше того, при термозаводненні, метановий газ, що виділяється внаслідок дисоціації МГ біля нагнітальної свердловини, охолоджується знову, в напрямку поширення видобувної свердловини і при цьому спостерігається вторинне утворення МГ між свердловинами, що, в свою чергу, миттєво знижує проникність і запобігає подальшому рівномірному нагнітання гарячої води.

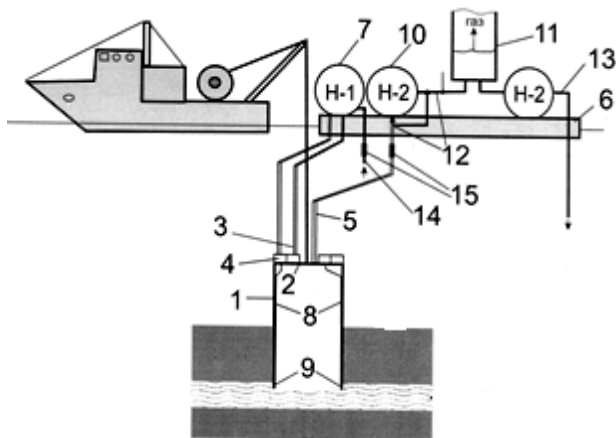
До переваг термальних методів слід віднести:

- простоту застосовуваного обладнання;
- відсутність шкідливих і небезпечних технологічних речовин.

Недоліками даних методів є:

- процес збільшення зони з підвищеною температурою надзвичайно повільний;
- для застосування у поверхневих покладах необхідна наявність додаткових пристроїв;
- складність процесу закачування води при високих тепловтратах.

Якщо поклад газогідратів знаходиться на дні моря, тоді застосування термальних способів зводиться до використання додаткового пристрою (дзвону), опущеного з плавзасобу на дно, як це зображено на рис. 8 - 9.



1 – дзвін; 2 – торцева поверхня дзвона; 3 – труба;
4 – пристрої баки; 5 – труби для відбору суміші;
6 – судно; 7, 10 – насоси; 8 – тонкі труби;
9 – гідранти-форсунки; 11 – бак-роздільник газу;
12 – система труб; 13 – трубопровід для відкачування води; 14 – труби для подачі води;
15 – односторонні клапани

Рисунок 8 – Загальна схема роботи при застосуванні насосів, встановлених на плавзасобі

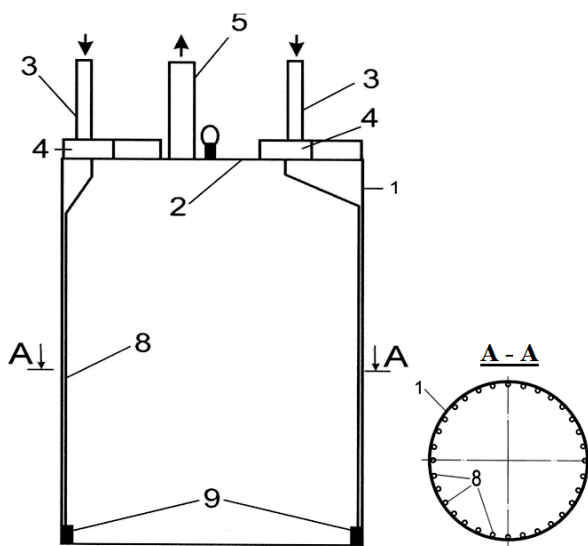


Рисунок 9 – Дзвін, повздовжній розріз

Дзвін 1 являє собою циліндричну металеву конструкцію, де на верхній торцевій поверхні 2 встановлені труби 3 з пристроями у вигляді баків 4 для розподілу і подачі води у труби 5 для відбору суміші, що утворюється. На платформі (див. рис. 8) 6 або судні розташовані насоси 7 і вимірні прилади для контролю подачі води. Насоси 7 можуть бути зануреними і розташованими на торцевій поверхні 2 дзвону 1 або встановленими в шарі води залежно від технологічної необхідності.

Вода, що надходить під тиском по трубах 3, розподіляється в середині пристроїв - баків 4, установлених на верхній торцевій поверхні 2 дзвону 1, і по тонких трубах 8, на кінцях яких розташовані гідранти-форсунки 9, виходить під напором в нижній торцевій частині дзвону. На платформі 6 також розміщують насос 10 і прилади для контролю за системою відкачування продукту, що утворюється, а також бак-роздільник 11. Система труб 12 з'єднує труби 5 для відбору суміші, що утворюється з газу і води з баком-роздільником 11 газу. Бак-роздільник 11 має насос і трубопровід 13 для відкачування води на глибину. На трубах 14 для закачування води з шару води з низьким вмістом газу і на трубах 5 для відбору водної суміші, що утворюється встановлено односторонні клапани 15.

Насоси можуть бути також зануреними і розташованими як поблизу дзвону, так і в шарі води з низьким вмістом метану.

Перевагами даного методу є:

- мобільність установок – все обладнання може бути розташоване на судні;
- зниження екологічного навантаження на територію видобутку газу;
- зниження матеріальних та експлуатаційних затрат, в залежності від інших методів видобутку газогідратів;
- робочою рідиною служить морська вода з природною температурою водоюми.

Недоліками даного методу є:

- не врахована можливість контакту сірководню з зануреним обладнанням;
- піднята на поверхню водо-газова суміш потребує розділення та очищення, що призводить до певних витрат;
- неможливість використання декількох дзвонів з одного судна. Це значно б збільшило продуктивність роботи за встановлений час.
- невідома максимальна допустима глибина для спуску глибинного обладнання з урахуванням донних тисків, температур, тощо.

Наступним методом отримання вуглеводнів з газових гідратів є сорбційна газифікація твердих газових гідратів (див. рис. 10).

Суть методу полягає у подачі в зону залягання газових гідратів відносно теплої морської води або води, взятої з рівня вищого залягання газових гідратів. Подача здійснюється через апарат, який забезпечує контакт з газовим гідратом, що призводить до розкладання гідрату. Потім рідина переноситься в іншу частину апарату, несучи захоплені пари вуглеводнів у вигляді бульбашок, які можуть бути легко відділені від рідини. Після короткої процедури запуску, процес та апаратура працюють в режимі самопідтримання.

Перевагами даного методу є:

- простота застосовуваного обладнання;
- відсутність енергетичних втрат при транспортуванні сорбента до пласта.

Недоліком цього способу є необхідність створення наземних споруд для подачі в зону залягання газогідрату через свердловину твердого сорбенту і подальшої регенерації сорбен-

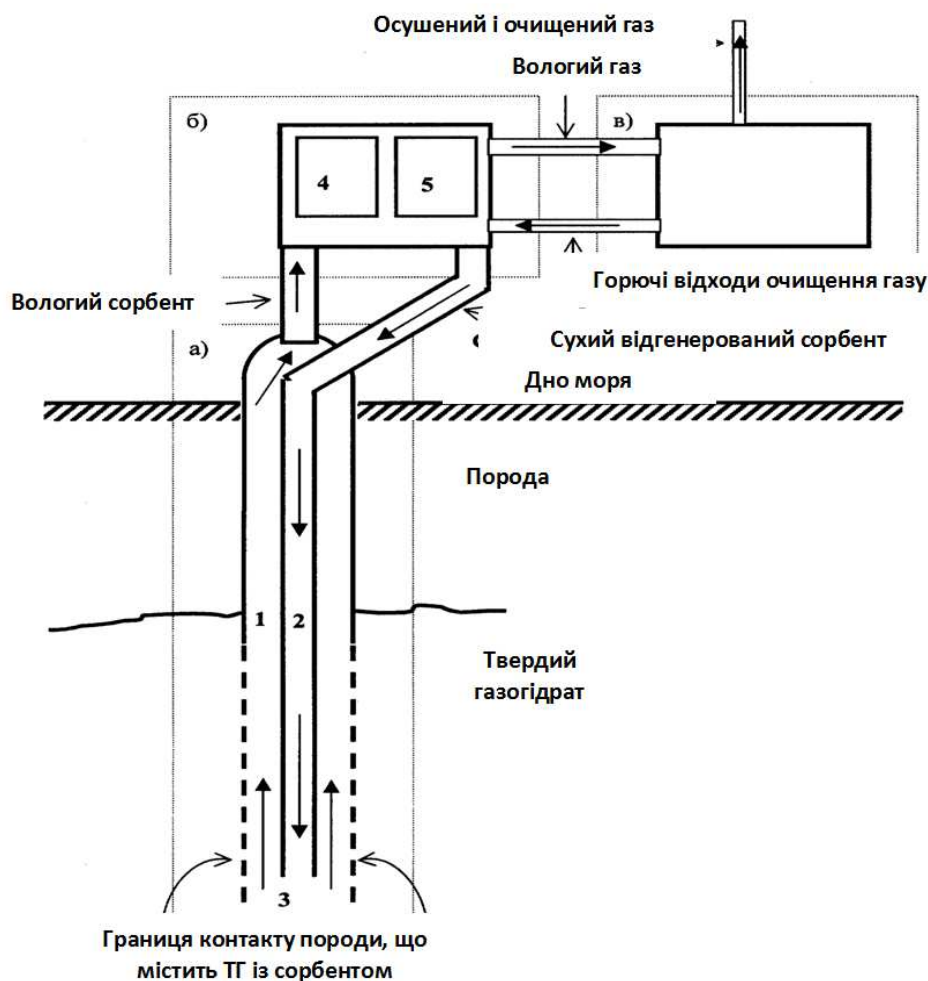


Рисунок 10 – Схема сорбційної газифікації твердих газових гідратів

ту, а також мала площа контакту сорбенту у вертикальному стовбурі свердловини з породою, що містить газогідрат.

Висновки

Проведені нами дослідження щодо можливості застосування вищенаведених способів видобування природних газогідратів насамперед пов'язані з рядом економічних і екологічних проблем, які необхідно першочергово розв'язати. У більшості випадків перехід невикористовуваного нетрадиційного джерела в розряд використовуваних залежить від розміру інвестицій та рівня розвитку технологій. Газові гідрати можуть вважатися потенційним джерелом вуглеводнів тільки в тому випадку, коли можна довести, що отримана в результаті енергія буде перевищувати енергію, необхідну для виділення метану.

Недоліки наведених прикладів і класифікаційна схема методів видобування газу з газогідратних покладів дають можливість зробити наступні загальні висновки:

- теплові методи є дуже енерговитратні;
- спалювання частини метану у покладі може призвести до неконтрольованого горіння;
- застосування інгібіторів гідратуутворення складне і небезпечне для обладнання;

- механічні способи руйнування гідратів є малоперспективними;

- процес з використанням зниження гідростатичного тиску є малодобітним, як і застосування сорбентів;

- для видобування газу з найрозповсюдженіших у Чорному морі газогідратних покладів на глибинах 300–500 м під дном акваторії є використання заміщуючих гідратуутворюючих газів, а саме сірководню. Для інтенсифікації припливу газу пропонується застосовувати постійний або тимчасовий ударно-кавітаційний вплив.

Література

- 1 Шпак П.Ф. Газогідрати Чорного моря – новий вид енергетичної сировини України / П. Ф. Шпак, В. Х. Геворк'ян, П. Ф. Гожик та ін. // Вісник НАН України. – 1994. – № 11-12. – С. 43 – 49.
- 2 Шнюков Ф.А. Минеральные богатства Черного моря / Ф. А. Шнюков, А. П. Зиборов. – К., 2004. – 286 с.
- 3 Оровецкий Ю. П. Горячие пояса Земли / Ю. П. Оровецкий, В. П. Кобалев. – Киев: Наукова думка, 2006. – 310 с.

4 Алиев Н. А. Концептуальные проблемы организации рентабельной разработки полезных ископаемых со дна морей и океанов / Н. А. Алиев, В. П. Шулико // Сборник трудов НИИГМ им. М. М. Федорова. – Донецк, 2009.

5 Овецкий С. О. Визначення основних напрямків дослідження можливості видобування донних гідратів / С. О. Овецкий, О. Ю. Витязь, Я. М. Фем'як, Я. П. Галик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №2. – С. 7–14.

6 Femyak Y.M. Natural gas hydrates of Black Sea / Y. M. Femyak, O.Y. Vytyaz, S. O. Ovetskiy. // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика – 2013” 7–11 жовтня 2013 р. – Івано-Франківськ, 2013. – С. 60–62.

7 Vytyaz O.Y. Physical methods of extraction of natural gas hydrates from the Black Sea bottom / O.Y. Vytyaz, Y.M. Femyak, S.O. Ovetskiy, S.S. Fomin. // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика – 2013” 7–11 жовтня 2013 р. – Івано-Франківськ, 2013. – С. 23–25.

Стаття надійшла до редакційної колегії
22.01.14

Рекомендована до друку
*професором **Копеєм Б.В.***
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
*професором **Павленком А.М.***
(Полтавський національний технічний
університет ім. Ю. Кондратюка, м. Полтава)

Техніка і технології

УДК 665.632 078

ЧИННИКИ, ЩО ВИЗНАЧАЮТЬ ОСОБЛИВОСТІ ПІДГОТОВКИ ТА СТИСНЕННЯ ГАЗУ ПРИ РЕАЛІЗАЦІЇ ТРАНСПОРТНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ CNG

А. П. Джус

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,
e-mail: andriy_dzhus@i.ua

Проведено аналіз чинників, що визначають особливості підготовки та стиснення газу при реалізації транспортної технології CNG. З міркувань енергоефективності технологічних процесів встановлено доцільність підготовки продукції свердловин шляхом низькотемпературної сепарації з використанням турбодетандерних агрегатів. Для забезпечення роботи компресорних установок з високим коефіцієнтом корисної дії необхідним є використання продукції високорозвинених західних виробників, які пропонують різні моделі компресорів, що мають широкий спектр регулювання тисків і продуктивностей шляхом підбору відповідних циліндрів.

З метою врахування особливостей реалізації окремого проекту та встановлення його оптимальних параметрів, необхідно розглядати комплекс обладнання для забезпечення підготовки і стиснення газу, як складну багаторівневу систему з великою кількістю внутрішніх і зовнішніх зв'язків. Це вимагає системного підходу під час її формування, а для раціонального вирішення розглянутої наукової задачі необхідною є побудова алгебраїчної математичної моделі.

Ключові слова: транспортна технологія CNG, підготовка та стиснення газу, турбодетандерні агрегати, компресори

Проведен анализ чинников, определяющих особенности подготовки и сжатия газа при реализации транспортной технологии CNG. Из соображений энергоэффективности технологических процессов установлена целесообразность подготовки продукции скважин путем низкотемпературной сепарации с использованием турбодетандерных агрегатов. Для обеспечения работы компрессорных установок с высоким коэффициентом полезного действия необходимо использование продукции высокоразвитых западных производителей, которые предлагают различные модели компрессоров, имеющих широкий диапазон регулировки давления и производительностей путем подбора соответствующих цилиндров.

С целью учета особенностей реализации отдельного проекта и установления его оптимальных параметров, необходимо рассматривать комплекс оборудования, предназначенного для подготовки и сжатия газа, как сложную многоуровневую систему с большим количеством внутренних и внешних связей. Это требует системного подхода при ее формировании, а для рационального решения рассматриваемой научной задачи необходимо построение алгебраической математической модели.

Ключевые слова: транспортная технология CNG, подготовка и сжатие газа, турбодетандерные агрегаты, компрессоры

Analysis of factors, that determine gas conditioning and compressing peculiarities when realizing CNG transportation technology, has been conducted. Appropriateness of well production conditioning by low temperature separation with the help of turbine expanders has been determined on the basis of technical processes energy efficiency. In order to operate compression units with high efficiency factor it is needed to utilize the products of highly developed western manufacturers suggesting different compressor models that have a wide range of pressure and performance settings by means of selecting the appropriate cylinders. In order to take into account the individual project realization peculiarities and to determine its optimal parameters it is needed to consider a complex of equipment for gas conditioning and compressing as a sophisticated multistage system with a lot of internal and external connections. It requires a systematic approach to its formation and there is a need to build an algebraic mathematical model for an efficient solution of the considered scientific problem.

Key words: CNG transportation technology, gas conditioning and compressing, turbine expanders, compressors

Вступ

Освоєння ресурсів нафти і газу шельфової зони та континентального схилу є актуальною проблемою, від вирішення якої залежить приріст запасів і зростання видобутку вуглеводнів Україною.

Акваторія Чорного моря, що належить Україні, є однією з найбільших нерозроблених зон світу, багатих на вуглеводні. Оскільки за своєю геологічною структурою даний район подібний до басейну Каспійського моря, що є основним регіоном із видобутку нафти й газу в світі, припускають, що Чорне море має аналогічний потенціал. Завдяки новітнім технологіям глибоководних досліджень Україна отримала можливість проводити розвідувальні роботи в зоні українського шельфу Чорного моря. Першим кроком у цьому напрямку стане детальне дослідження і розробка Прикерченської ділянки чорноморського шельфу.

Аналіз літературних даних та постановка задачі

Ще наприкінці 1990-х – початку 2000-х років на шельфі Чорного моря відкрито ряд перспективних вуглеводневих родовищ [1]. Серед них нафтове родовище Субботіна, яке знаходиться в Прикерченській ділянці Чорного моря і планується до освоєння у найближчі роки. Також виявлено декілька високоперспективних структур, серед яких: Глибока, Південно-Керченська, Абіха, Палласа, Якірна, Морська, Личагіна, Союзна. Глибина моря на Прикерченській ділянці – у межах 30-500 метрів.

Як зазначалось в [2, 3] одним із шляхів, що дасть змогу прискорити введення в експлуатацію середніх і малих родовищ природного газу на континентальному шельфі та родовищ, розташованих у глибоководних зонах, є використання транспортної технології CNG. Доцільним буде застосування цієї технології і на нафтових родовищах, таких як Субботіна, де видобуватиметься незначна кількість попутного газу, що може накопичуватися за рахунок стиснення.

Згідно [1] особливості систем, що забезпечують реалізацію технології CNG, значною мірою визначаються специфікою конкретних проектів морського транспортування газу. Склад і параметри елементів систем залежать, в першу чергу, від параметрів джерела постачання газу. В складі судна CNG, призначеного для приймання газу з офшорних родовищ, необхідно передбачити систему комплексної підготовки. На судні також повинна бути розміщена система компримування газу для забезпечення його подачі в ємності на борту. Для акваторії Чорного моря кращим є варіант використання спеціальних барж виробничо-транспортного типу, які пришвартовуються до зануреного прийомного буя типу STL (Submerged Turret Loading) або до видобувної платформи на шельфі. При цьому доцільно застосовувати два типи барж. Баржі першого типу комплектуються технологічним промисло-

вим обладнанням для очищення, осушення, стиснення та проміжного накопичування видобутого газу. Баржі другого типу використовуються безпосередньо для транспортування стисненого газу.

Що стосується барж другого типу, то, попередньо встановивши оптимальні їх параметри, вони можуть використовуватися за різних умов. Для окремого проекту необхідно встановити тільки потрібну їх кількість.

Баржі ж першого типу повинні містити технологічне промислове обладнання, параметри якого визначатимуться в основному наявним тиском газу, його кількістю та якісним складом. Для визначення оптимального способу підготовки та стиснення газу необхідно побудувати розрахункову математичну модель, яка враховує ряд чинників, що так чи інакше впливають на раціональність згаданих вище процесів та спорудження технологічних суден або барж загалом.

Серед цілої низки чинників, які мають певний вплив на раціональність процесів, що реалізуються на технологічних морських транспортних засобах, необхідно виділити найбільш вагомі, а саме технологічні та економічні. Таким чином, при проектуванні обладнання, для забезпечення підготовки і стиснення газу, необхідно розв'язати задачу оптимізації його складу, виходячи із умов економічної ефективності роботи всього комплексу.

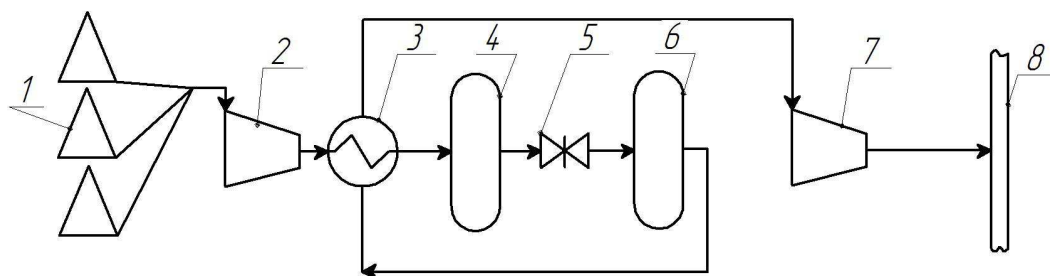
Опис вирішення задачі

Необхідність забезпечення на технологічних морських транспортних засобах (ТМТЗ) двох окремих процесів, складність взаємозв'язку між окремими підсистемами, вплив зовнішніх чинників не дають можливості створювати абсолютно адекватні математичні моделі. Математична модель цілісного комплексу здатна охоплювати основні його закономірності, залишаючи осторонь другорядні чинники, вплив яких може призвести до наявності певних похибок. Для побудови оптимізаційної моделі необхідно встановити сукупність параметрів, що визначають функціонування ТМТЗ, встановити залежність між параметрами і характеристиками, сформулювати оптимізаційні критерії.

Функціонування і формування комплексу необхідно розглядати як два процеси: перший – підготовка продукції, другий – стиснення газу до необхідного тиску. При формуванні першого необхідно враховувати особливості другого і навпаки. Загалом процес, що реалізується на ТМТЗ, необхідно розглядати як послідовну зміну стану газу.

Для належного моделювання першого процесу необхідно попередньо провести аналіз особливостей його реалізації безпосередньо на промислах.

Газ з українських родовищ має високий вміст вологи та рідких фракцій. На численних пунктах первинної обробки газу, так званих УКПГ (установка комплексної підготовки газу),



1 – свердловина, 2 – компресор, 3 – теплообмінник, 4 – сепаратор першого ступеня, 5 – дросель, 6 – сепаратор другого ступеня, 7 – компресор, 8 – газопровід

Рисунок 1 – Типова схема низькотемпературної сепарації з використанням дросель-ефекту

виконується очищення та видалення конденсату з газу, що надходить з декількох свердловин. Для ефективного видалення вологи, конденсату та отримання також скрапленого вуглеводневого газу переважно використовується принцип низькотемпературної сепарації (НТС), який полягає в охолодженні газу до низьких температур (зазвичай -30°C). Типовим для УКПГ в Україні є використання НТС з дроселем, в якому газ розширюється та охолоджується за рахунок ефекту дроселювання (або ефекту Джоуля-Томсона) [4].

У випадках, коли тиск газу, що надходить з свердловин, на вході в УКПГ недостатній для отримання необхідної температури після дроселя, використовують допоміжне стиснення в компресорі. Також, якщо після дроселювання тиск газу недостатній для подачі його в газопровід, він додатково стискається в компресорі.

Схема НТС з дроселюванням газу набула широкого розповсюдження завдяки тому, що вона вкрай проста, не містить рухомих частин та має найвищу надійність. Її експлуатація не потребує значних зусиль та високої кваліфікації обслуговуючого персоналу.

Однак відомо, що для функціонування систем із дроселюванням необхідно більший перепад тиску, у порівнянні з турбодетандерною установкою, для досягнення однакової температури.

Так як при дроселюванні енергія тиску газу не використовується, це стало мотивом поступової заміни існуючих систем дроселювання природного газу, в яких охолоджується газ для його сепарації, на більш енергоощадливу технологію з використанням турбодетандерів [5].

Збільшення ефективності підготовки природного газу на родовищах є можливим за рахунок підвищення технічного рівня облаштування промислів шляхом використання автоматизованих установок комплексної підготовки газу, що використовують турбодетандерні агрегати (ТДА). В установках підготовки газу, що використовують ТДА для охолодження газу, низькотемпературна сепарація, як правило, здійснюється без споживання енергії від зовнішніх джерел. Це – енергоефективний технологічний процес на відміну від альтернативних варіантів з дроселюванням.

Відомі також проекти, відповідно до яких застосовуються такі самі за принципом дії тур-

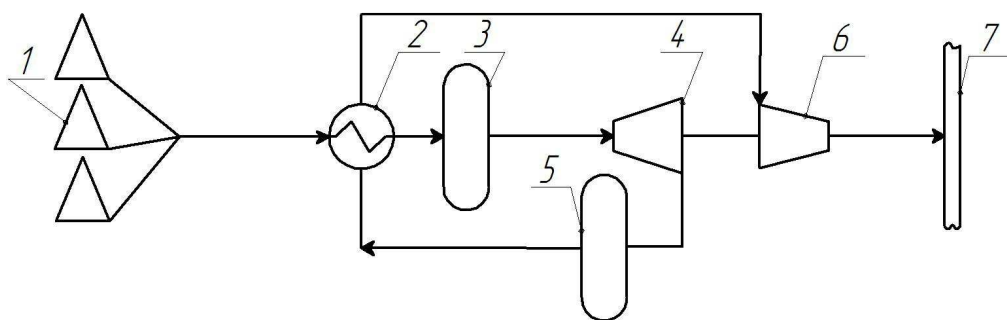
бодетандерні установки, але рекуперована енергія розширення газу в детандері використовується для приводу не електрогенератора, а газового компресора, який стискає газ після детандеру до вищого тиску для подачі його в газопровід.

Загалом на практиці схеми установок низькотемпературної сепарації можуть дещо відрізнятися між собою, однак принципи їх побудови є незмінними. Так, наприклад, Східно-Полтавська установка комплексної підготовки газу до 2009 року працювала за типовою схемою низькотемпературної сепарації з використанням дросель-ефекту (рис. 1). Відповідно до схеми газоводоконденсатна суміш (ГВКС) від свердловин Східно-Полтавського газоконденсатного родовища через вузол входу потрапляє в сепаратор першого ступеня. Після сепаратора газ надходить до міжтрубного простору рекуперативного теплообмінника, де охолоджується зворотнім потоком газу. Попередньо охолоджений газ направляється на дросель, де за рахунок перепаду тиску відбувається його охолодження до необхідної температури. В подальшому газ надходить в сепаратор другого ступеня, де з нього виділяється газовий конденсат та вологи, що сконденсувались в результаті охолодження. Очищений в сепараторі другого ступеня газ підігрівається в трубному просторі теплообмінника, стискається в компресорі та через вузол заміру потрапляє в магістральний газопровід.

Рідинна фаза (нестабільний конденсат та пластова вода) з сепараторів першого та другого ступеня направляється в розділювачі рідини. Газ вивітрювання конденсату з розділювачів рідини надходить в сепаратор другого ступеня та сепаратор власних потреб. Вуглеводнева продукція (нестабільний конденсат), відокремлена від пластової води, подається в ємності збору конденсату або підпірну ємність для подальшого відвантаження насосами в конденсатопровід.

Впроваджена у 2009 році установка підготовки газу із турбодетандером аналогічна установці з дроселем, єдиною відмінністю є використання замість дроселя турбодетандерного агрегату (рис.1 і 2).

Впровадження турбодетандеру дає змогу отримувати необхідну низьку температуру газу (і відповідно якісно виділяти з газу вологу та



1 – свердловина, 2 – теплообмінник, 3 – сепаратор першого ступеня, 4 – турбодетандер, 5 – сепаратор другого ступеня, 6 – компресор, 7 – газопровід

Рисунок 2 – Схема низькотемпературної сепарації з використанням турбодетандеру

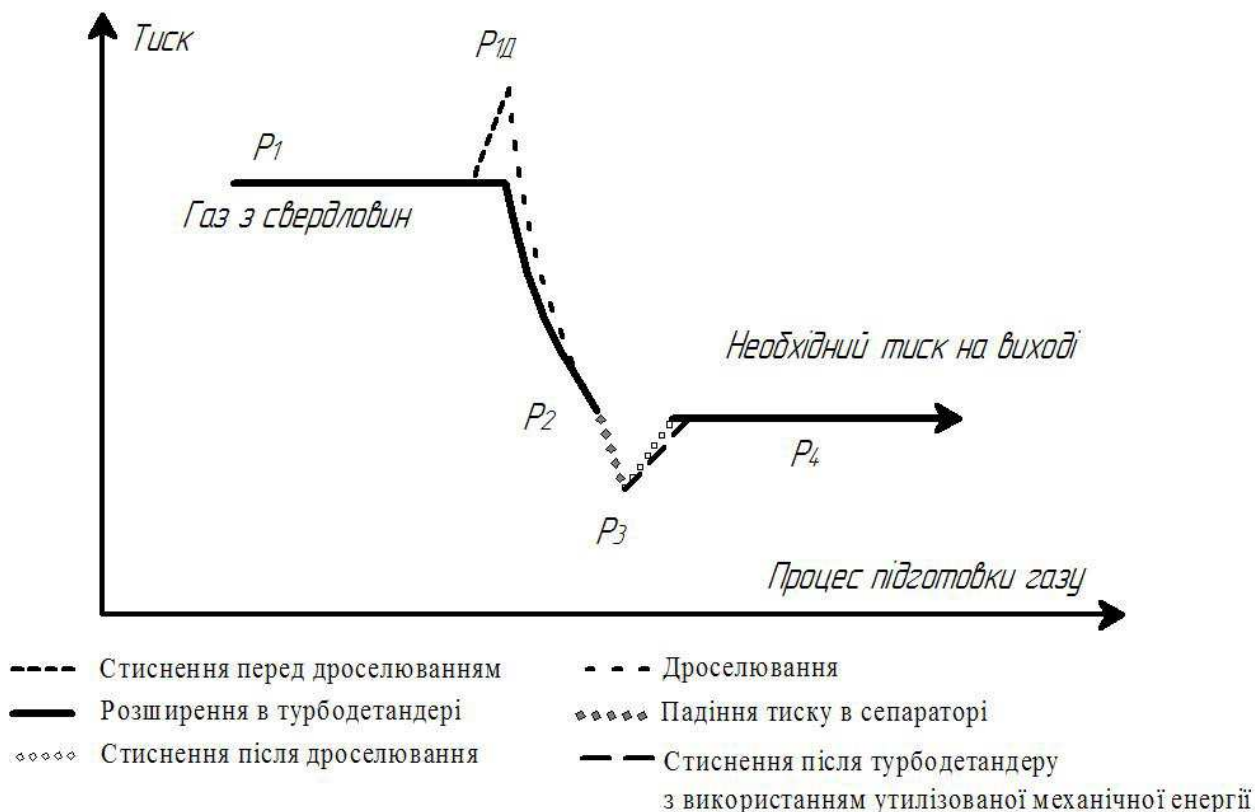


Рисунок 3 – Спрощена діаграма зміни тиску газу в процесі низькотемпературної сепарації на УКПГ шляхом дроселювання та з використанням турбодетандеру

конденсат), використовуючи менший перепад тиску, а також рекуперувати частку енергії газу, шляхом приведення в дію компресора.

Схематична діаграма тиску газу, що проходить через процес низькотемпературної сепарації на УКПГ для двох варіантів – дроселювання та використання турбодетандеру зображено нижче (рис. 3).

У першому варіанті використовується типова схема, в якій для низькотемпературної сепарації низька температура газу отримується шляхом його дроселювання. Для роботи дроселя потрібен високий початковий тиск $P_{1Д}$ на вході до нього, більший ніж є фактично на вході до турбодетандеру P_1 . Це пов'язане з тим, що ефект Джоуля-Томсона, який реалізується з використанням дроселя, дає зниження температури газу на 4...6°C при перепаді тиску в 1 МПа,

тоді як ТД на цьому ж перепаді тиску знижує температуру на 10...12°C. Таким чином, в разі недостатнього фактичного тиску газу перед дроселем P_1 потрібне дотискання газу компресором до тиску $P_{1Д}$, що дасть змогу отримати необхідну низьку температуру після дроселювання. Тиск $P_{1Д}$, необхідний перед дроселем, розраховується з використанням коефіцієнту Джоуля-Томсона, фактичних необхідних температури та тиску, що повинні мати місце після дроселя для кожної установки. Коефіцієнт Джоуля-Томсона, згідно його визначення, є показником відношення зміни температури газу до падіння його тиску. Для розрахунків коефіцієнту Джоуля-Томсона використовуються стандартні довідкові дані Національного Інституту Стандартів та Технологій (США) [6] (Standard reference Data) для метану, параметри газу в

Таблиця 1 – Параметри турбодетандерних агрегатів в установках комплексної підготовки газу

Тип агрегату	Витрата газу, млн. м ³ /добу	Потужність на валу, кВт	Детандер				Компресор	
			P _{вх} , МПа	P _{вих} , МПа	T _{вх} , °C	T _{вих} , °C	P _{вх} , МПа	P _{вих} , МПа
МТДА-0,5-3,8-МП-У2	0,585-0,387	124	3,88	2,9-3,2	-23....-14	-30	2,79-3,0	3,15-3,3
МТДА-0,5-4,0-МП-У2	0,49-0,31	160	4,2-4,1	2,55-2,45	-5....5	-30....-25	2,5-2,3	3,0
МТДА-0,6-4,5-МП-У2	0,62-0,38	186	4,5	2,95	-10....-5	-30....-25	2,8-2,7	3,5-3,4

кінці та на початку дроселювання. Температура на початку дроселювання відома, а тиск визначається шляхом ітерацій.

Щодо ТДА, то вони проектується під необхідні параметри, або вибираються із переліку пропонованих виробниками. На сьогодні провідним вітчизняним виробником ТДА є ПАТ "Турбогаз" м. Харків. Одним із основних напрямків роботи підприємства є розроблення та впровадження ТДА в установках підготовки природного газу. Ним розроблені і промислово випускаються ТДА продуктивністю від 0,5 до 40 млн. м³/добу при рівнях тисків до 20 МПа. Турбодетандерні агрегати розраховані на роботу в широкому діапазоні складу газу, в тому числі для роботи на попутному нафтовому газі та газі з високим вмістом крапельної рідини (до 5 г/м³) і механічних домішок (0,1 г/м³), а також з наявністю сірководню та вуглекислого газу.

Ще в 2009 році на УКПГ структурних підрозділів ГПУ "Полтавагазвидобування" введено в дію три ТДА: УКПГ "Східна-Полтава" – МТДА-0,5-3,8-МП-У2; УКПГ "Чутово" – МТДА-0,5-4,0-МП-У2; УКПГ "Абазівка" – МТДА-0,6-4,5-МП-У2. Основні параметри цих агрегатів наведені в таблиці 1[5].

З наведеної характеристики ТДА, які за параметрами є близькими до потенційно використовуваних в складі ТМТЗ, слід зауважити, що при пониженні тиску в детандері в границях 2 МПа, рівень його підвищення в компресорі становить близько 30%, тобто до 0,6 МПа. Таким чином, з використанням ТДА зниження температури газу на 25...30°C досягається шляхом втрати тиску близько 1,5 МПа, що у 3...4 рази менше у порівнянні із використанням дроселя.

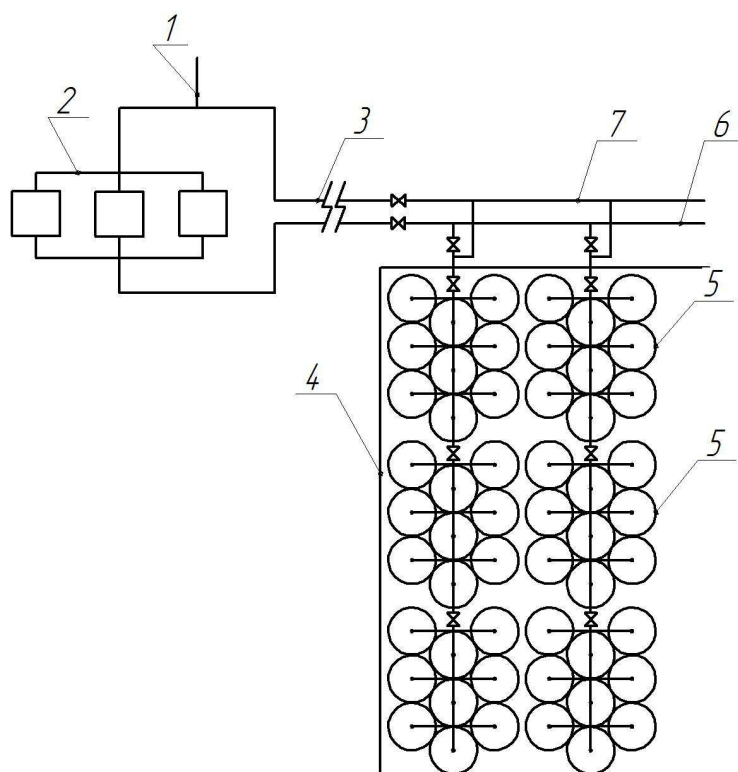
Другий етап процесу завантаження транспортних суден реалізується з використанням компресорів. При цьому компресори використовуються як при завантаженні транспортного судна газом джерела постачання, так і газом вантажної системи ТМТЗ. В окремих випадках виникає необхідність одночасної реалізації цих процесів. Параметри і кількість компресорних установок, якими комплектуватимуться ТМТЗ, повинні відповідати умовам розробки родовища, враховувати особливості підготовки продукції свердловин та можливість зміни кількості

газу, що підлягає транспортуванню. Наявність високих устьових тисків сприятиме зменшенню затрат на стиснення газу та можливості використання менш потужних компресорних установок. Загалом тип та параметри використовуваних компресорів визначатимуться параметрами процесу завантаження загалом та окремих етапів зокрема.

Якщо розглядати процес стиснення газу в компресорі у поєднанні із процесом заповнення ємності, то необхідно зазначити, що він супроводжується постійним збільшенням тиску в ємності і відповідно на виході компресора. Іншими словами можна сказати, що у міру наповнення ємності різниця між затраченою роботою компресорної установки і корисною роботою стиснення газу в ємності поступово зменшується. При чому, чим меншою буде ця різниця, тим більшою ефективністю характеризуватиметься процес стиснення газу в ємності до необхідного тиску.

За результатами патентного пошуку стосовно питань реалізації процесу заповнення вантажних систем транспортних засобів слід зауважити, що в більшості із джерел декларується принцип "почергового заповнення" ємностей вантажної системи [7, 8]. Для прикладу розглянемо схему наведену нижче [7].

Як показано на рисунку 4, природний газ подають у систему завантаження по трубопроводу 1 зазвичай під тиском від 3,5 МПа до 5 МПа. Частина газу може проходити безпосередньо через завантажувальний термінал до трубопроводу 7 для підняття тиску в невеликій кількості відсіків 5 від значення приблизно 1,4 МПа, яке є тиском "порожніх" відсіків, до тиску в трубопроводі. Потім ці відсіки підключають до трубопроводу 6, а невелика кількість інших порожніх відсіків під'єднують до трубопроводу 7. Значна частина газу з підвідного трубопроводу стискається до високого тиску за допомогою компресорного обладнання 2 системи завантаження. Стиснений газ подається через трубопровідну систему 3 до трубопроводу 6 для подальшого накопичення стисненого природного газу на морському транспортному засобі 4. Таким чином, в приєднаних до цього трубопроводу відсіках 5 піднімають тиск до величини, близької до повного розрахункового тиску, наприклад до 19 МПа. Процес відкриття



1 – підвідний трубопровід, 2 – компресорне обладнання, 3 – трубопровідна система завантажувального терміналу, 4 – морський транспортний засіб, 5 – вантажні відсіки, 6 – трубопровід високого тиску, 7 – трубопровід низького тиску

Рисунок 4 – Спрощена схема реалізації принципу "почергового заповнення" ємностей вантажної системи

та підключення груп відсіків одного за іншим називається "почерговим заповненням".

У вище описаній згідно [7] системі транспортування стисненого природного газу обладнання для завантаження складається в основному з компресорних установок, що працюють з високим коефіцієнтом корисної дії. Цього досягається шляхом використання трубопроводів високого та низького тиску, що забезпечує можливість компресорам здійснювати корисну роботу шляхом стиснення газу з підвідного трубопроводу до повного розрахункового тиску в деяких відсіках, в той час як інші відсіки наповнюються з цього ж трубопроводу. Технологія відкриття відсіків по черзі групами розрахована за часом таким чином, що протитиск в компресорі постійно близький до оптимального тиску. Завдяки цьому зводиться до мінімуму необхідна потужність компресора і забезпечується максимальна ефективність процесу завантаження.

Однак, при низьких значеннях тиску у підвідному трубопроводі різниця між тиском "порожніх" відсіків і наявним тиском може бути незначною порівняно із необхідним його збільшенням для досягнення повного розрахункового тиску. При цьому зрозуміло, що протитиск в компресорі коливатиметься в доволі широкому діапазоні і, відповідно, знижуватиметься ефективність процесу завантаження. За таких умов доцільною є реалізація процесу стиснення газу від тиску в підвідному трубопроводі до повного розрахункового тиску в декілька ета-

пів. Для забезпечення стиснення хоча б у два етапи необхідно здійснити вибір обладнання з максимальним узгодженням його параметрів. З метою зменшення затрат на стиснення газу на першому етапі при оптимальному навантаженні повинні працювати більш потужні компресори з приводом від газового двигуна внутрішнього згорання. Можливі неузгодження в продуктивностях слід коректувати за рахунок введення в дію на другому етапі компресорів більшої продуктивності з приводом від електричного двигуна, що є більш придатними до частого періодичного введення в дію. Необхідним є також використання компресорів, що містять вузол регулювання їх продуктивності в певному діапазоні.

ТМТЗ повинен забезпечувати можливість проміжного накопичування видобутого газу. Зважаючи на це, невід'ємним його елементом є ємності з максимальним робочим тиском, близьким до повного розрахункового тиску. Їх наявність не тільки забезпечує можливість накопичення газу в період від'єднання та під'єднання транспортних засобів, а й сприяє узгодженню роботи компресорного обладнання, з допомогою якого реалізуються етапи стиснення газу.

Аналізуючи можливі варіанти забезпечення ТМТЗ компресорами з необхідними параметрами слід зазначити, що на сьогодні вітчизняне машинобудівництво здатне випускати відповідну техніку на рівні кращих світових зразків.

Спрямування замовлень щодо виготовлення газоперекачувальних агрегатів (ГПА) на вітчизняні підприємства сприятиме поживленню економіки країни. Основним виробником газоперекачувальних агрегатів не тільки в Україні, але і на теренах колишнього СНД є ВАТ "Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе". Ще влітку 2002 року на цьому підприємстві спільно з ВАТ "Первомайськдизельмаш" виготовлений та успішно пройшов випробування новий агрегат сучасного типу для компримування природного газу і подачі його до магістрального газопроводу ГПА-П-0,5/4-46С, який повинен започаткувати ряд ГПА невеликої потужності для газових родовищ з падаючим видобутком. Саме такі агрегати потрібні для забезпечення стиснення газу на першому етапі завантаження транспортних засобів. Газоперекачувальний агрегат ГПА-П-0,5/4-46С укомплектований компресором 4ГМ10-10/4-46С і газовим поршневим двигуном 6ГЧН-25/34-2 виробництва ВАТ "Первомайськдизельмаш". Компресор двоступеневий чотирициліндровий з горизонтальним розташуванням циліндрів, двигун - шестициліндровий з рядним розташуванням циліндрів. Двигун працює за схемою з попереднім змішуванням паливного газу і повітря в колекторі перед циліндрами з електронною системою запалювання і регулювання обертів. До складу агрегату входить система автоматичного керування [9].

Проаналізувавши світовий ринок компресоробудування, можна виділити основних виробників компресорів, які здатні забезпечити стиснення газу для його транспортування спеціальними ємностями:

- Пензкомпресормаш (Росія);
- Краснодарський компресорний завод (Росія);
- Артенерго (Росія);
- J.P.SAUER&SOHN (Німеччина);
- CompAir (Великобританія);
- Ajax (США);
- Ariel (США).

Найкращою альтернативою вітчизняним компресорам є продукція високорозвинених західних виробників. Корпорація Ariel – найбільший у світі виробник поршневих компресорів. Їхні компресори використовуються у світовій нафтогазовій промисловості і енергетиці для видобутку нафти і газу, переробки газу, транспорту, зберігання і розподілу природного газу від свердловини до кінцевого споживача. Компресори Ariel для нафтохімії і нафтопереробки розроблені відповідно до міжнародного стандарту API - 618. Будучи визнаним світовим лідером у своїй галузі, Корпорація Ariel задає стандарт в області конструювання і виробництва, передових наукових дослідженнях і розробках, а також надаючи неперевершену технічну підтримку.

Корпорацією випускається цілий ряд моделей компресорів, основними перевагами яких є [10]:

- високі ефективність і якість („світовий стандарт”);
- високі гарантійні обов’язки;

– надійна система сервісу, постачання запчастин (95% запчастин постачається упродовж 24 годин), навчання персоналу замовника, гарантійне і післягарантійне обслуговування та інше;

– помірна вартість як основного обладнання, так і запчастин;

– можливість швидкого постачання.

Коротку характеристику поршневих компресорів, що випускаються корпорацією Ariel наведено в таблиці 2 [10].

Для оцінки можливості використання окремих компресорів з метою реалізації процесу завантаження морських транспортних засобів наведемо приклади вже реалізованих на сьогодні проектів. Цікавими є проекти, що передбачають стиснення газу до максимально необхідного значення, а також до тиску, який є характерним першому етапу стиснення. Коротка характеристика таких проектів подана в таблиці 3 [9].

Аналізуючи подану інформацію, необхідно зауважити, що вже при середніх потужностях компресорів (див. табл. 2, серія JGT/4) забезпечується стиснення газу до максимально необхідного тиску, а продуктивність при цьому є достатньою для одночасного завантаження газу з трьох свердловин аналогічних нещодавно пробуреним на Одеському родовищі.

Загалом газоперекачувальні агрегати укомплектовані компресорами Ariel та газовими двигунами Caterpillar є високонадійними та найбільш поширеними в світі. Комплектування опозитних баз компресорів циліндрами з різними параметрами дає змогу оптимально підібрати обладнання для заданих умов експлуатації і тим самим мінімізувати затрати на завантаження транспортних засобів. Проаналізувавши існуючі варіанти, також слід зазначити, що загальна вартість будівництва компресорних станцій з імпортними блочними ГПА нижча, ніж при будівництві їх з вітчизняними агрегатами.

Загалом існує також ряд чинників, які закласти в математичну модель доволі складно. Проте вони можуть слугувати аргументами на користь окремих рішень або бути додатковим аналітичним матеріалом.

Висновки

За результатами аналізу слід зазначити, що при проектуванні ТМТЗ вимоги щодо енергоефективності технологічних процесів будуть виноситись на перше місце. Таким чином, при виборі схеми підготовки продукції свердловин шляхом НТС використанню ТДА віддаватиметься перевага не зважаючи на зниження надійності системи в цілому. Що стосується особливостей реалізації процесу, то необхідним є узгодження із наявними початковими параметрами газу та наступним етапом, що полягає у стисненні газу до необхідного тиску.

Для реалізації процесу стиснення газу доцільним є використання компресорів високорозвинених західних виробників, якими пропону-

Таблиця 2 – Коротка характеристика поршневих компресорів Ariel

Тип (серія) бази	Назва бази (в знаменнику подано число рядів) Номинальна потужність Номинальна частота обертання					
<u>Серія KBB, KBV</u> Циліндри на тиск до 46,2 МПа (462 бар)	KBB/4 4972 кВт 900 об/хв	KBB/6 7427 кВт 900 об/хв	KBV/4 4972 кВт 750 об/хв	KBV/6 7427 кВт 750 об/хв		
<u>Серія KBZ, KBU</u> Циліндри на тиск до 53,8 МПа (538 бар)	KBZ/2 1939 кВт 1000 об/хв	KBZ/4 3878 кВт 1000 об/хв	KBZ/6 5817 кВт 1000 об/хв	KBU/2 1939 кВт 1200 об/хв	KBU/4 3878 кВт 1200 об/хв	KBU/6 5817 кВт 1200 об/хв
<u>Серія JGC, JGD</u> Циліндри на тиск до 53,8 МПа (538 бар)	JGC/2 1544 кВт 1000 об/хв	JGC/4 3087 кВт 1000 об/хв	JGC/6 4631 кВт 1000 об/хв	JGD/2 1544 кВт 1200 об/хв	JGD/4 3087 кВт 1200 об/хв	JGD/6 4631 кВт 1200 об/хв
<u>Серія JGK, JGT</u> Циліндри на тиск до 53,8 МПа (538 бар)	JGK/2 947 кВт 1200 об/хв	JGK/4 1894 кВт 1200 об/хв	JGK/6 2841 кВт 1200 об/хв	JGT/2 969 кВт 1500 об/хв	JGT/4 1939 кВт 1500 об/хв	JGT/6 2908 кВт 1500 об/хв
<u>Серія JGR, JGJ</u> Циліндри на тиск до 42,1 МПа (421 бар)	JGR/2 321 кВт 1200 об/хв	JGR/4 641 кВт 1200 об/хв	JGJ/2 462 кВт 1800 об/хв	JGJ/4 925 кВт 1800 об/хв	JGJ/6 1387 кВт 1800 об/хв	
<u>Серія JG, JGA</u> Циліндри на тиск до 42,1 МПа (421 бар)	JG/2 188 кВт 1500 об/хв	JG/4 376 кВт 1500 об/хв	JGA/2 209 кВт 1800 об/хв	JGA/4 418 кВт 1800 об/хв	JGA/6 626 кВт 1800 об/хв	
<u>Серія JGN, JGQ</u> Циліндри на тиск до 42,1 МПа (421 бар)	JGN/1 94 кВт 1500 об/хв	JGN/2 188 кВт 1500 об/хв	JGQ/1 104 кВт 1800 об/хв	JGQ/2 209 кВт 1800 об/хв		
<u>Серія JGM, JGP</u> Циліндри на тиск до 42,1 МПа (421 бар)	JGM/1 63 кВт 1500 об/хв	JGM/2 125 кВт 1500 об/хв	JGP/1 63 кВт 1800 об/хв	JGP/2 127 кВт 1800 об/хв		

Таблиця 3 – Коротка характеристика проектів реалізованих з використанням компресорів Ariel

Продуктивність, тис. м ³ /год	Витрата газу, млн. м ³ /добу	Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Потужність установки, МВт
30	0,72	4,1	21	2
16	0,374	4,1	9,3	0,63
10	0,240	2,0	6,7	0,71

ється широкий ряд продукції, здатної забезпечити реалізацію проектів з довільними параметрами.

Загалом, комплекс обладнання для забезпечення підготовки і стиснення газу є складною багаторівневою системою з великою кількістю внутрішніх і зовнішніх зв'язків, що вимагає системного підходу при його формуванні.

Для раціонального вирішення розглянутої наукової задачі необхідною є побудова алгебраїчної математичної моделі, завдання якої полягає в виявленні оптимального способу підготовки, а також оптимізації елементів засобів компримування, що формулюється як екстремальні задачі математичного програмування.

Література

1 Крижанівський Є. І. Техніко-економічні аспекти транспортування природного газу із морських родовищ / Є. І. Крижанівський,

О. Г. Дзьоба, А. П. Джус, Ю. В. Міронов // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2013. – № 2(35) – С. 7 – 15.

2 Джус А. П. Використання CNG технологій при освоєнні родовищ Чорного та Азовського морів / А. П. Джус // Нафтогазова енергетика 2013: матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – С. 128-131.

3 Пронин Е. Н. Морская транспортировка компримированного газа / Е. Н. Пронин, С. Е. Поденок // Информационный бюллетень. Национальная газомоторная ассоциация. – 2004. – № 1 (15). [Электронный ресурс]: Режим доступу: http://www.ngvrus.ru/st15_4.shtml.

4 Joule–Thomson effect [Электронный ресурс]: Режим доступу: http://en.wikipedia.org/wiki/Joule%E2%80%93Thomson_effect

5 Низкотемпературные турбодетандерные агрегаты [Электронный ресурс]: Режим доступа: http://turbogaz.com.ua/user_files/ntda_ru_2013.pdf

6 Стандартні довідкові дані Національного Інституту Стандартів та Технології. [Електронний ресурс]: Режим доступу: <http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

7 Пат. № 2145689 Российская федерация МПК F17C1/00, F17C5/00, F17C7/00 Судловая система для транспортировки сжатого газа / Стеннинг Дейвид Дж. (СА), Крэн Джеймс Э. (СА), патентообладатель Энрон Эл-Эн-Джи Дивелопмент Корп. (US), заявл. 28.10.1996, опубл. 20.02.2000.

8 Пат. № 2155696 Российская федерация МПК B63B25/14 Судловая система транспортировки газа / Стеннинг Дейвид Дж. (СА), Крэн Джеймс Э. (СА), патентообладатель Энрон Эл-Эн-Джи Дивелопмент Корп. (US), заявл. 26.09.1997, опубл. 10.09.2000.

9 Копей Б.В. Оптимізація проектів дотискних компресорних станцій / Б. В. Копей, Є. І. Крижанівський, Ю. О. Бобошко // Динамика роторных систем и вибрационных процессов: Сборник трудов международной научно-технической конференции, 12-19 декабря 2004 г. – Хмельницкий: ХНУ, 2004. – С. 39-45.

10 ARIEL. Компрессоры мирового стандарта. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://ru.arielcorp.com/>

*Стаття надійшла до редакційної колегії
17.02.14*

*Рекомендована до друку
професором **Копеєм Б.В.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Болонним В.Т.**
(ДВНЗ «Дрогобицький коледж нафти і газу»,
м. Дрогобич)*

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКІСНИХ КОНСТРУКТОРСЬКИХ ПОКАЗНИКІВ ЦЕМЕНТОВАНИХ ШАРОШОК ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ ВДОСКОНАЛЕННЯМ ТЕХНОЛОГІЇ ЇХ ВИГОТОВЛЕННЯ

¹Р.С. Яким, ²Ю.Д.Петрина, ²І.С.Яким

¹Дрогобицький державний педагогічний університет ім. Івана Франка;
82100, м. Дрогобич, вул. І.Франка, 24, тел. 0679070484, e-mail: Jakym.r@online.ua

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024,
e-mail: public@nung.edu.ua

Дослідження має на меті вирішення проблеми забезпечення якісних показників цементованих шарошок тришарошкових бурових доліт. Дослідження проводились в умовах реального виробництва бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних та натурних випробовувань. Досліджено характер деформації шарошок бурових доліт залежно від фізико-механічних і технологічних показників долотних сталей та параметрів термічних технологічних обробок. Теоретично і експериментально обґрунтовано розроблені шляхи у вдосконаленні технології виготовлення шарошок, що мінімізує їх деформацію. З цієї метою сформульовані вимоги до технології виготовлення заготовок для шарошок доліт. Розв'язано задачу встановленими вимогами до параметрів прогартування долотних сталей що схильні до деформації при термообробках, а також вдосконаленням параметрів операцій термічного зміцнення деталей бурових доліт.

Ключові слова: цементация, долотна сталь, деформація, прогартування

Целью исследования есть решение проблемы обеспечения качественных показателей цементованных шарошек трехшарошечных буровых долот. Исследования осуществляли в условиях реального производства буровых долот, при математическом планировании экспериментов, комплексным использованием экспериментальных лабораторных и натурных испытаний. Исследован характер деформации шарошек буровых долот в зависимости от физико-механических и технологических показателей долотных сталей и параметров термических технологических обработок. Теоретически и экспериментально обоснованы разработанные пути совершенствования технологии изготовления шарошек, что минимизирует их деформацию. С этой целью сформулированы требования к технологии изготовления заготовок для шарошек долот. Решено задачу установленными требованиями к параметрам прокаливания долотных сталей, которые склонны к деформации при термообработках, а также совершенствованием параметров операций термического упрочнения деталей буровых долот.

Ключевые слова: цементация, долотная сталь, деформация, прокаливание

The aim of this study is to solve the problem of increase of qualitative characteristics of carburized cones of three-cone drilling bits. The study was carried out in the conditions of real drilling bits production under mathematical planning of experiments, and complex utilization of experimental laboratory and field operating tests. The deformation nature of the drilling bit cones depending on physical-and-mechanical and process characteristics of the bit steels and thermal treatment parameters was examined. The developed approaches to cone manufacturing method improvement that minimizes their deformation was grounded both theoretically and experimentally. With this purpose there are some requirement made to the manufacturing method of billets for cone drilling bits. The problem is solved by the set requirements to the parameters of calcined bit steels that can deform when being thermally treated and also by improvement of parameters of the drilling bit details heat strengthening processes.

Key words: carburization, drilling bit steel, deformation, calcination

Досягнення високих експлуатаційних показників тришарошкових бурових доліт неможливе без підвищення вимог до якості матеріалів і їх зміцнення, вдосконалення технології долотобудування. Для таких доліт застосовують високоміцні долотні сталі, які піддаються складній хімікотермічній обробці, а технологічний процес їх виготовлення є одним з найскладніших в нафтогазовому машинобудуванні. Хіміко-термічна обробка (ХТО) долотних сталей є доволі складним технологічним процесом, що вимагає враховувати цілий комплекс вимог для забезпечення якості деталей доліт [1]. Тим не менше, застосування існуючої технології, яка включає повторні нагріви після цементації веде

до непрогнозованого виникнення деформацій та викривлень шарошки і цапфи лапи. Все це нівелює якісні конструкторські параметри отримані як на попередніх, так і на наступних (викінчувальних) операціях механічного оброблення.

Як відомо, є два види деформації деталей, що піддаються цементації. У першому випадку це відбувається внаслідок зміни питомого об'єму сталі при фазових перетвореннях. У другому – деформація деталей виникає через утворення напружень при неоднаковому і нерівномірному фазовому перетворенні різних зон об'єму деталі. Перший вид деформації є немінучий і його попередити неможливо, його мо-

жна хіба врахувати при призначенні допусків і припусків у проектуванні технологічних операцій. Другий вид деформації можна зменшити, знижуючи величину внутрішніх напружень і зменшення їх нерівномірності у об'ємі деталі при її термообробці. [2-4].

Відомо, що досить ефективним методом зниження деформацій при ХТО є застосування безпосереднього гартування з підстуджуванням замість гартування з подвійного нагріву. Ще більшого ефекту можна досягнути при ступеневому гартуванні в гарячій оливі (150-200°C) та фіксації деталей в пресах, а також жорсткому контролю вуглецевого потенціалу [2]. Зауважимо, що більшість подібних рекомендацій добре себе зарекомендували при виготовленні деталей типу шестерень. Порівняно з ними лапи і шарошки доліт мають на порядок вищу складність, містять ділянки що не підлягають цементації. Деталі доліт неможливо фіксувати, при їх складанні в цементацийні ящики, як це можливо здійснити для деталей типу шестерень. Тому в долотобудуванні намітився специфічний напрямок у вдосконаленні технології ХТО.

За існуючою заводською технологією, ХТО шарошок бурових доліт, температура підстуджування деталей після цементації складає $900 \pm 10^\circ\text{C}$ [1]. Зауважимо, що згідно даних [3] підстуджування до температури 820-840°C не змінює параметр решітки аустеніту, тобто відсутнє виділення із аустеніту вуглецю у вигляді карбідів. Одночасно таке підстуджування значно знижує теплові напруження через зменшення градієнта температур при охолодженні. Також деформація і викривлення деталей доліт суттєво зростає у міру забрудненості та перевищення терміну придатності оливи в якій здійснюється охолодження термооброблених шарошок і лап доліт. Таким чином на розглядуваний стадії ХТО є нереалізовані резерви зменшення деформації. З іншої сторони відчувається брак чітких даних про взаємозв'язок між фізико-механічними, технологічними показниками долотних сталей та параметрами технологічного процесу виготовлення деталей доліт. Зокрема немає чітких вимог до параметрів прогартування долотних сталей.

Виходячи з вище викладеного, ціллі даного дослідження є вирішення проблеми забезпечення якісних показників цементованих деталей тришарошкових бурових доліт. Відтак поставлено задачу розкрити взаємозв'язок між фізико-механічними та технологічними показниками долотних сталей, параметрами технологічного процесу виготовлення та якісними конструкторськими показниками порожнин шарошок бурових доліт.

Дослідження проводились в умовах реального виробництва шарошкових бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, статистичної обробки отриманих даних, комплексним застосуванням стандартних експериментальних лабораторних та натурних випробувань.

Порівнюючи вплив різних видів технологічних обробок на деформацію деталей, встановлено [2-4], що найбільша деформація виникає після цементації. Зазначимо, що практично всі автори вказують на дуже суттєвий вплив виготовлення заготовки, а саме виготовлення поковки. Якість уковки і температурний режим можуть спричинити негативний технологічний спадок який різко проявляється у деформації та викривленні деталей складного перерізу при їх цементації.

Встановлено [5], що на поковках шарошок із сталі 14ХНЗМА зберігається смугастість в мікроструктурі. Така структура дає розсіювання мікротвердості, що погіршує експлуатаційні показники деталей доліт.

Відомо, що попередній відпал (нагрів не вище 760°C , витримка 45-60хв) перед гартуванням цементованих деталей з хромопелітних сталей дає на робочій поверхні зміцнений шар з дрібнодисперсними карбідами, які рівномірно розподілені по об'єму [6]. Також розроблені параметри ступінчатого режиму ізотермічного відпалу [3]: нагрів до $920-950^\circ\text{C}$, охолодження до 650°C , витримка 3-4 год і охолодження до кімнатної температури на повітрі. При малій товщині цементованого шару, наприклад до 1,3мм, така термообробка дає мінімальні значення деформації.

Сформульовано вимоги до комплексного вдосконалення технології виготовлення бурових доліт [7] однак при механічному обробленні порожнин шарошок доліт виявляються проблеми спричинені значними відхиленнями розмірів від регламентованих конструкторсько-технологічною документацією. Зокрема, встановлено, що зниження точності конструкторських параметрів бігових доріжок дає зростання значень деформацій і викривлень деталей після ХТО. Це спричинює труднощі при механічному обробленні порожнин шарошок доліт.

Розточування шарошок слід здійснювати з жорстким дотриманням операційних розмірів, звести до мінімуму конусність та овальність роликів бігових доріжок. З цієї метою вивчали вплив ХТО на відхилення від номінальних розмірів порожнин шарошок (сталі 14ХНЗМА) різних типорозмірів бурових доліт. Зокрема вимірюванням були піддані партії (в кожній 30 шт.) шарошок бурових доліт діаметром 224,5; 444,5; 490.

Отже, результати вимірювання конструкторських елементів шарошок долота типу 224,5 ОК подано в табл. 1. Зафіксовані відхилення вимагають додаткових затрат на механічне оброблення. Тут оброблення точінням на VSC-250 необхідно вести не за один, а за 2 проходи. Відтак час на операцію механічного оброблення порожнини однієї такої шарошки збільшується до 12,06хв. аналогічну картину спостерігали і для шарошок бурових доліт типу 250,8 ТКЗ.

Шарошки долота типу 393,7 М вимагали призначення збільшення припуску на механічне оброблення кулькової бігової доріжки замкового підшипника кочення. Це вимагає об-

Таблиця 1 – Відхилення розмірів від номінальних розмірів бігових доріжок порожнини шарошок бурових доліт типу 224,5 ОК

Конструктивний елемент порожнин шарошок	Показник відхилення	Значення показників		
		Шарошка №1	Шарошка №2	Шарошка №3
КБД	min, мм	+0,92	+0,90	+0,90
	max, мм	+1,00	+1,10	+1,20
	$\bar{x}$, мм	+0,952	+0,988	+1,045
	s	0,017	0,043	0,066
ВБД	min, мм	+0,54	+0,45	+0,48
	max, мм	+0,95	+1,20	+1,00
	$\bar{x}$, мм	+0,79	+0,759	+0,75
	s	0,094	0,18	0,125
МБД	min, мм	+0,30	+0,35	+0,30
	max, мм	+0,70	+0,65	+0,85
	$\bar{x}$, мм	+0,488	+0,525	+0,625
	s	0,083	0,066	0,12
Зміщення торця шарошки відносно осі КБД	min, мм	+0,12	+0,12	+0,10
	max, мм	+0,13	+0,15	+0,18
	$\bar{x}$, мм	+0,125	+0,133	+0,138
	s	0,03	0,008	0,018

s – середньоквадратична похибка вимірювань

Таблиця 2 – Відхилення розмірів від номінальних розмірів бігових доріжок порожнини шарошок (заготовка яких виготовлена способом литва) бурових доліт типу 444,5 МСЗ

Конструктивний елемент порожнин шарошок	Показник відхилення	Значення показників		
		Шарошка №1	Шарошка №2	Шарошка №3
КБД	min, мм	+1,15	+0,80	+1,15
	max, мм	+1,30	+1,20	+1,20
	$\bar{x}$, мм	+1,212	+0,988	+1,188
	s	0,031	0,088	0,013
ВБД	min, мм	+0,70	+0,75	+0,80
	max, мм	+1,30	+1,27	+1,25
	$\bar{x}$, мм	+1,05	+1,10	+1,058
	s	0,132	0,121	0,11
МБД	min, мм	+0,60	+0,62	+0,50
	max, мм	+0,75	+0,70	+0,80
	$\bar{x}$, мм	+0,667	+0,672	+0,65
	s	0,031	0,019	0,065
Зміщення торця шарошки відносно осі КБД	min, мм	+0,40	+0,38	+0,30
	max, мм	+0,60	+0,50	+0,40
	$\bar{x}$, мм	+0,468	+0,438	+0,357
	s	0,045	0,052	0,022

s – середньоквадратична похибка вимірювань

робляти цей елемент у три проходи. У цілому, час на операцію механічного оброблення порожнини однієї такої шарошки збільшується до 37,5хв.

Відхилення розмірів порожнини шарошки для доліт типу 444,5 МСЗ подано в табл. 2., а для доліт типу 444,5 МЗ в табл. 3.

Тут також зафіксовано збільшення деформацій особливо по розмірах кулькової та великої роликової бігової доріжки. З отриманих да-

них впливає також те, що чим складніший контур перерізу шарошок вздовж їх осі тим більше проявляються деформації і викривлення.

Припуск на механічне оброблення великої бігової доріжки роликового підшипника кочення шарошок доліт діаметром 444,5 збільшується і час на оброблення цієї поверхні зріс на 15 хв. У цілому час на операцію механічного оброблення порожнини однієї шарошки типу 444,5 М збільшується до 32,35хв, а для шарош-

Таблиця 3 – Відхилення розмірів від номінальних розмірів бігових доріжок порожнини шарошок (заготовка яких виготовлена способом литва) бурових доліт типу 444,5 МЗ

Конструктивний елемент порожнин шарошок	Показник відхилення	Значення показників		
		Шарошка №1	Шарошка №2	Шарошка №3
КБД	min, мм	+0,75	+0,70	+0,60
	max, мм	+0,90	+0,85	+0,81
	$\bar{x}$, мм	+0,817	+0,767	+0,703
	s	0,044	0,044	0,061
ВБД	min, мм	+0,80	+0,80	+0,70
	max, мм	+1,10	+1,00	+1,10
	$\bar{x}$, мм	+0,967	+0,867	+0,90
	s	0,088	0,067	0,10
МБД	min, мм	+0,55	+0,55	+0,55
	max, мм	+0,70	+0,60	+0,75
	$\bar{x}$, мм	+0,488	+0,583	+0,633
	s	0,058	0,017	0,06
Зміщення торця шарошки відносно осі КБД	min, мм	+0,42	+0,40	+0,35
	max, мм	+0,69	+0,52	+0,46
	$\bar{x}$, мм	+0,515	+0,455	+0,39
	s	0,061	0,032	0,026

s – середньоквадратична похибка вимірювань

Таблиця 4 – Відхилення розмірів від номінальних розмірів бігових доріжок порожнини шарошок бурових доліт типу РТБ 490 С (заготовка яких виготовлена способом литва)

Конструктивний елемент порожнин шарошок	Показник відхилення	Значення показників		
		Шарошка №1	Шарошка №2	Шарошка №3
МБД	min, мм	+0,75	+0,75	+0,80
	max, мм	+1,00	+1,20	+1,10
	$\bar{x}$, мм	+0,913	+0,938	+0,963
	s	0,055	0,103	0,063
КБД	min, мм	+0,90	+0,80	+0,75
	max, мм	+1,35	+1,70	+1,30
	$\bar{x}$, мм	+1,138	+1,30	+1,137
	s	0,111	0,196	0,131
ВБД	конусність	0,20-0,4	0,25-0,50	0,30-0,4
	овальність	0,15-0,25	0,20-0,30	0,1-0,20
	min, мм	+0,80	+1,00	+0,90
	max, мм	+0,90	+1,25	+1,10
	$\bar{x}$, мм	+0,875	+1,087	+1,00
	s	0,048	0,059	0,041

s – середньоквадратична похибка вимірювань

ки долота типу 444,5 МСЗ час збільшується до 50 хв.

Механічне оброблення порожнини шарошки долота типу РТБ 490 С також необхідно здійснювати за 2 проходи, відтак час на цю операцію збільшується до 54,04хв. Припуск на механічне оброблення необхідно призначати відповідно до відхилень які подано в табл. 4.

Для більш точного встановлення параметрів деформацій і викривлень порожнин шарошок досліджено партію шарошок типу 444,5 М. Вимірювання проводили згідно схеми, що по-

дана на рис. 1. Зафіксовані відхилення розмірів подано в табл. 5.

Вивчення взаємозв'язку між конструкторськими параметрами шарошок та їх схильністю до деформацій показав наступне. Для доліт діаметром 224,5, у яких шарошки виконуються під вставне породоруйнівне оснащення, максимальне відхилення розмірів фіксували на шарошках №3. В шарошках з фрезерованим породоруйнівним оснащенням максимальні відхилення виявлено в шарошках №1 та №2. У всіх шарошках максимальні відхилення розмірів

Таблиця 5 – Відхилення розмірів від номінальних розмірів бігових доріжок порожнини шарошок бурових доліт типу 444,5 М

Елемент конструкції відповідно до схеми рис. 1		Значення припуску		
		Шарошка №1	Шарошка №2	Шарошка №3
ВБД	B_1	+0,24	-0,12	-0,18
	Γ_1	+0,79	+0,51	-0,08
	B_2	-0,03	+0,95	+0,72
	Γ_2	+0,44	+0,35	+0,78
МБД	B_1	+0,86	+0,95	+0,80
	Γ_1	+1,20	+0,76	+0,76
	B_2	+0,93	+1,15	+0,81
	Γ_2	+0,85	+0,78	+0,80
КБД	B_1	+0,88	+1,05	+1,00
	Γ_1	+1,15	+0,81	+0,64
	B_2	+1,00	+0,87	+0,88
	Γ_2	+0,90	+0,95	+0,75
Зміщення КБД, мм	B	+0,30	-0,08	+0,10
	Γ	0,00	+0,20	-0,05

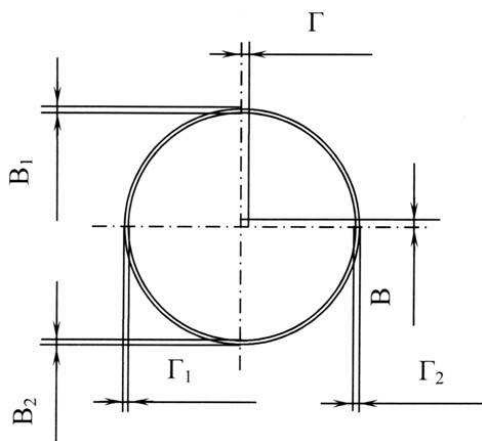


Рисунок 1 – Схема обмірювання бігових доріжок порожнин шарошок бурових доліт

зафіксовано на великій роликовій біговій доріжці (ВБД) та на кульковій біговій доріжці (КБД). Зауважимо, що ВБД сприймає найбільші навантаження в процесі роботи долота і визначає вантажність опори секції долота, а КБД є частиною замкового підшипника, який визначає роботу всіх роликових рядів опори долота. А це означає, що до технології механічного оброблення цих відповідальних елементів опори повинні висуватись підвищені вимоги. Повинні забезпечуватись висока однорідність фізико-механічних показників зміцнених шарів, стала товщина цементованих шарів тощо. Критеріями якості загартованих шарів КБД та ВБД є висока тріщиностійкість та контактна витривалість.

Аналізом відхилень від номінальних розмірів у різних точках перерізу бігових доріжок згідно рис. 1 встановлено (табл. 5), що після операції механічного оброблення зміцнений шар буде мати неоднорідну товщину. У окремих місцях товщина цементованого шару може зменшуватись до 0,1-0,3мм. Відтак виникають

ділянки бігових доріжок з різко пониженою концентрацією вуглецю й твердістю, що різко знижує контактну витривалість опор доліт.

Шліфування порожнин шарошок із значними відхиленнями розмірів від номінальних спричинює утворення припалів, мікротріщин на бігових доріжках. У ділянці бігової доріжки КБД шарошки виникають небезпечні перерізи. Неоднаковість товщини загартованого шару, мікротріщини в ньому (рис. 2) призводить до розколювання тіла шарошок ще на першій годині роботи долота на вибої.

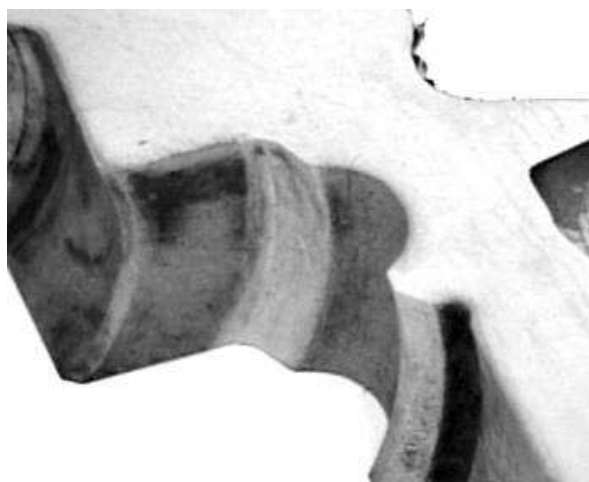


Рисунок 2 – Загальний вигляд темплету шарошки з тріщиною на глибину 2,1 мм вздовж цементованої кулькової бігової доріжки (товщина цементованого шару 1,3-1,6мм)

Токарне оброблення порожнин шарошок також супроводжується проблемами через збільшення вібрацій, зниження стійкості токарних різців. За таких умов важко досягти високої якості конструкторських показників бігових доріжок. Це також різко знижує довговічність опор доліт.

Таблиця 6 – Відхилення розмірів від номінальних розмірів бігових доріжок порожнин шарошок (заготовка яких виготовлена способом литва) бурових доліт типу 224,5 Т

Конструктивний елемент порожнин шарошок	Показник відхилення	Значення показників		
		Шарошка №1	Шарошка №2	Шарошка №3
КБД	min, мм	+0,85	+1,00	+0,75
	max, мм	+1,92	+1,45	+1,30
	$\bar{x}$, мм	+1,468	+1,213	+1,012
	s	0,246	0,101	0,12
ВБД	min, мм	+1,54	+1,35	+1,48
	max, мм	+2,15	+2,20	+1,90
	$\bar{x}$, мм	+0,1,873	+1,763	+1,67
	s	0,132	0,184	0,106
МБД	min, мм	+0,65	+0,55	+0,55
	max, мм	+1,15	+1,12	+1,00
	$\bar{x}$, мм	+0,873	+0,805	+0,712
	s	0,105	0,118	0,101
Зміщення торця шарошки відносно осі КБД	min, мм	+0,2	+0,20	+0,23
	max, мм	+0,30	+0,32	+0,35
	$\bar{x}$, мм	+0,242	+0,263	+0,285
	s	0,022	0,025	0,026

s – середньоквадратична похибка вимірювань

Таблиця 7 – Хімічний склад досліджуваних сталей

Сталь	Процентний вміст хімічних елементів, %										
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Cu	V	Al	P	S
20ХН3А	0,21	0,31	0,45	0,84	3,05	0,06	0,19	0,01	0,03	0,015	0,015
14ХН3МА	0,13	0,27	0,64	1,25	3,23	0,11	0,20	0,02	0,02	0,015	0,015

Таблиця 8 – Фізико-механічні показники досліджуваних сталей

Сталь	Твердість у стані поставки, НВ	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	ψ , %	KCU, Дж/см ²
20ХН3А	240	1030	932	10	45	12
14ХН3МА	265	980	882	12	50	11

Вивчення впливу способу виготовлення заготовки шарошки показало, що заготовки з литої сталі проти поковок дають більші значення відхилень розмірів. Вимірюваннями встановлено, що відхилення від номінальних для литих шарошок збільшуються майже в 2 рази (табл. 6). Зокрема, шарошки доліт типу 244,5 Т виготовлені литвом вимагали збільшення кількості проходів при шліфуванні порожнини після ХТО до 3 разів.

Відомо, що величина об'ємних змін при гартуванні прямо пропорційна вмісту вуглецю в сталі і кількості утвореного мартенситу після гартування. При збільшенні прогартування сталі деформація також зростає. В [4] описано різке підвищення деформацій шестерень виготовлених зі сталей що володіли підвищеною прогартуваністю. Тому висунуті рекомендації щодо контролю сталі по цьому параметру. Стосовно долотних сталей та деталей доліт такі дані відсутні. Відтак, другий етап досліджень присвячено вивченню впливу фізико-механі-

чних показників та прогартування долотних сталей на деформацію і викривлення шарошок доліт.

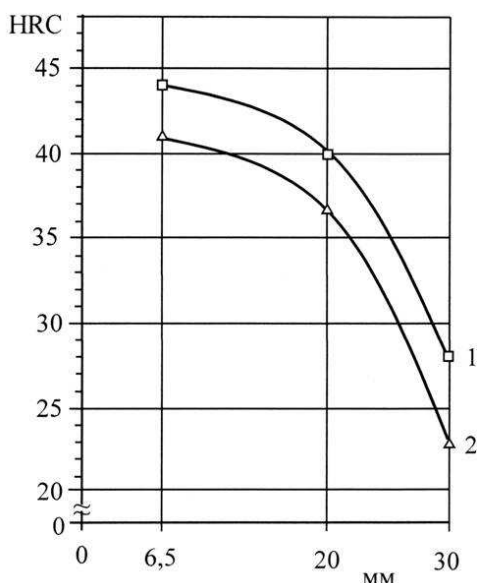
Досліджували сталі хімічний склад яких подано в табл. 7, а фізико-механічні показники в табл. 8.

Перша партія шарошок (94 шт) доліт типу 224,5 ОК була виготовлена зі сталі 14ХН3МА. Після гарячого об'ємного кування і охолодження на повітрі заготовки шарошок проходили нормалізацію від температури 880-900°C з охолодженням на повітрі та високим відпуском при 680°C з охолодженням разом з пічкою до 550°C, потім на повітрі. У результаті отримували повну фазову перекристалізацію сталі, і як наслідок – відновлення величини зерна перегрітої сталі поковки, підвищення однорідності та дрібнозернистості структури. Це також покращує технологічні показники сталі поковки.

Друга партія шарошок (25 шт) була виготовлена зі сталі 20ХН3А. Згідно заводських параметрів провели виготовлення поковок. Далі

заготовки пройшли чорнове обточування. Заготовки піддавали проміжному високому відпуску при температурі 650°C на двох перших етапах і 580°C на останньому. Температура підстуджування після цементації дорівнювала $830 \pm 10^\circ\text{C}$.

Досліджувані сталі випробували на прогартування, результати яких подано на рис. 3. В обох випадках для дослідних сталей 20ХН3А і 14ХН3МА прогартування на відстані від торця 6,5 мм та 30 мм мають значну різницю (HRC16 і HRC18 відповідно для сталей 20ХН3А і 14ХН3МА). Такий перепад твердості у перерізі термооброблених деталей є найбільш імовірною причиною зростання їх деформацій і викривлень.



1 – Сталь 20ХН3А, 2 – Сталь 14ХН3МА

Рисунок 3 – Прогартуваність досліджуваних сталей

Перед ХТО в 4-х шарошках з 10-ти (перша партія), при їх обмірюванні, зафіксовано конусність великої роликової бігової доріжки у межах від 0,03 до 0,07 мм. У другій партії шарошок конусність роликової бігової доріжки зафіксована у межах від 0,02 до 0,03 мм. Це свідчить про недостатню жорсткість вимог до технологічної операції чорнового точіння порожнини шарошки.

Згідно серійної технології середнє значення величини конусності ВБД шарошки з першої партії після цементації з високого відпуску дорівнювало 0,076 мм, у другій партії – 0,119 мм.

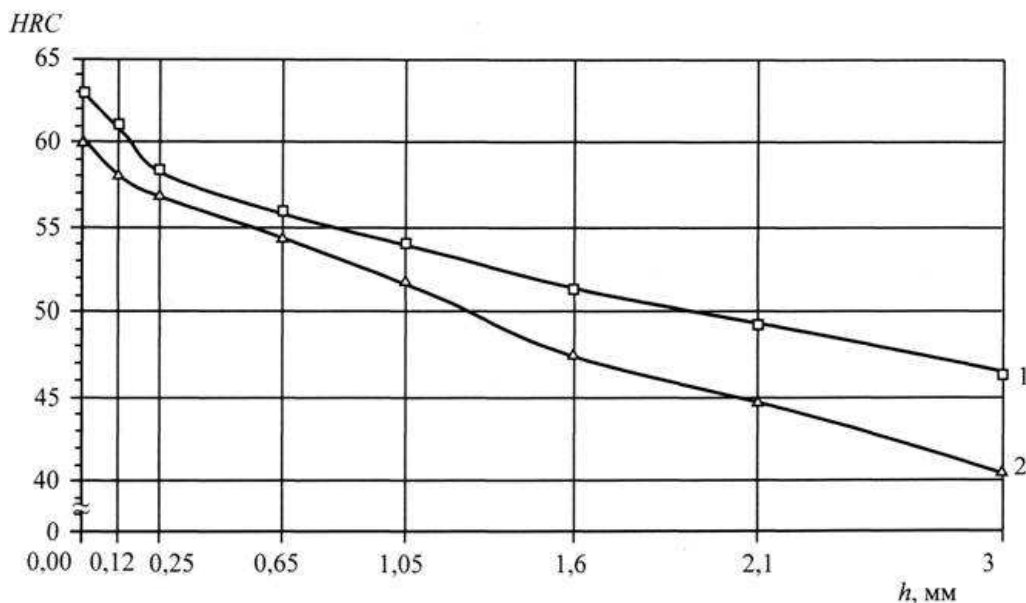
Здійснено стандартний аналіз досліджуваних сталей на спеціально підготовлених темплетях шарошок по показниках розподілу твердості (рис. 4) та концентрації вуглецю (рис. 5) від поверхні в серцевину великої бігової доріжки. Встановлено деяку відмінність у величині значень при практично однаковому характері отриманих кривих 1 і 2 (рис. 4, 5), що підтверджує якість ХТО.

Після повної ХТО конусність роликової бігової доріжки шарошки з першої партії шарошок дорівнювала 0,08 мм, у другій партії – 0,136 мм.

Згідно експериментальної технології середнє значення величини конусності роликової бігової доріжки шарошок з першої партії після цементації в високого відпуску дорівнювало 0,012 мм, у другій партії – 0,029 мм.

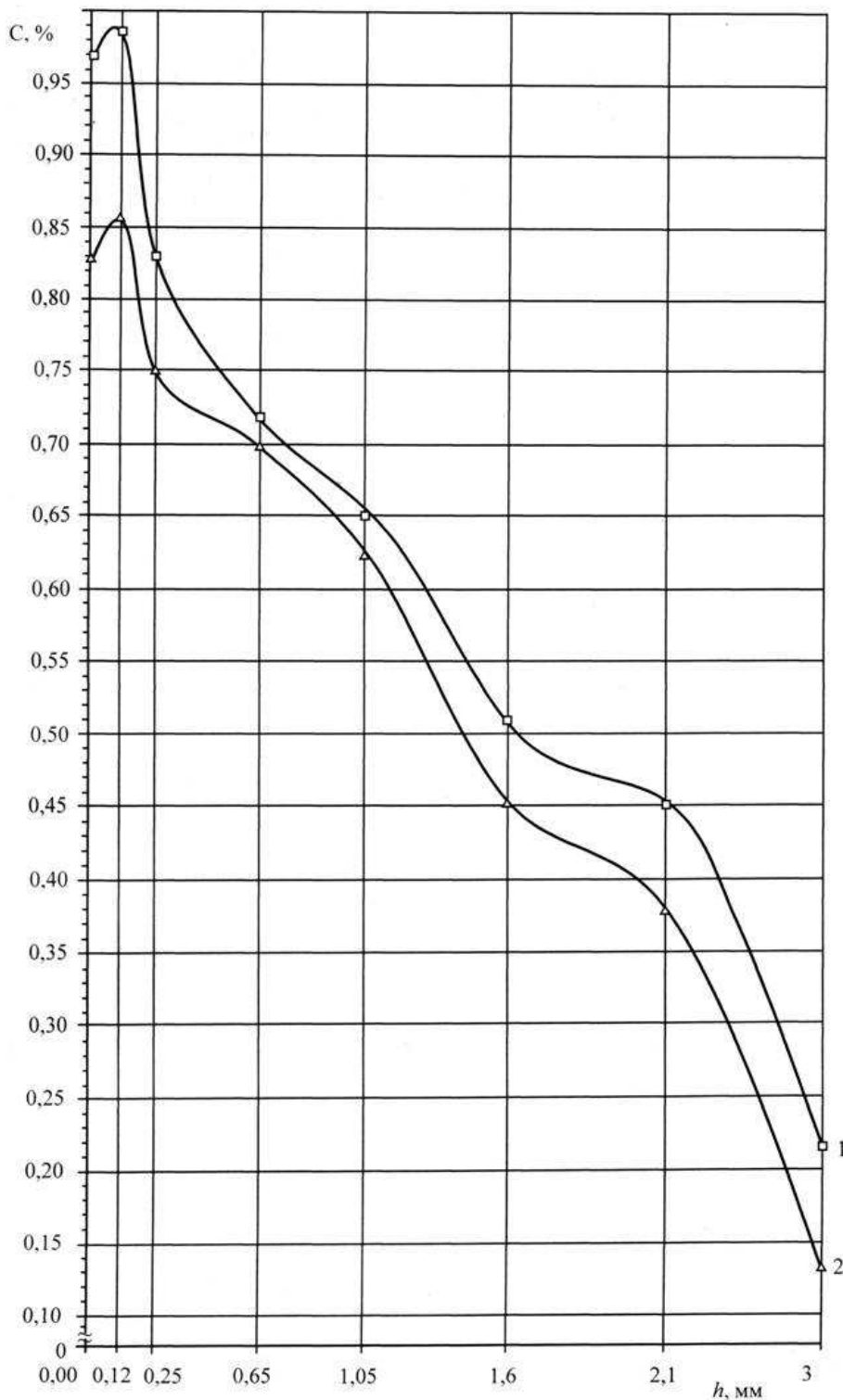
Після повної ХТО конусність роликової бігової доріжки шарошки з першої партії дорівнювала 0,038 мм, у другій партії – 0,052 мм.

Ці дані показують, що деформації є менші після проведення операції високотемпературного відпуску для зняття внутрішніх напружень після чорнового розточування порожнини шарошки. Ця операція порівняно з попередньою термічною обробкою шарошок (нормалізація +



1 – Сталь 20ХН3А, 2 – Сталь 14ХН3МА

Рисунок 4 – Розподіл твердості від поверхні в серцевину після цементації і гартування на великій біговій доріжці шарошки



1 – Сталь 20ХНЗА, 2 – Сталь 14ХНЗМА

Рисунок 5 – Пошарова концентрація вуглецю на великій біговій доріжці шарошок

відпуск) забезпечує зменшення деформацій шарошок після повної ХТО в 2-2,5 рази. Такі результати добре узгоджуються з даними робіт [2, 3].

Для встановлення взаємозв'язку між прогартовуваністю долатної сталі й концентрацією вуглецю в серцевині шарошки та схильністю до утворення конусності на ВБД шарошок провели експериментальні дослідження.

Отже, досліджували вплив двох факторів: прогартовування сталі (різниця між твердістю в точках на відстані від поверхні 6,5 мм та 30 мм), позначили „Л” і процентним вмістом вуглецю в серцевині шарошок, який позначили „С” на величину утвореної конусності великої бігової доріжки шарошок, позначали „К”.

Забезпечення відтворення експериментами всіх необхідних комбінацій з досліджуваних

Таблиця 9 – Матриця планування експерименту

№ дослідів i	Фактори			К				S_i
	X_0	X_1	X_2	Повтори дослідів, y_{in}			$\bar{y}_i$	
1	+	+	–	0,120	0,125	0,130	0,125	$5,0 \times 10^{-3}$
2	+	+	+	0,185	0,190	0,200	0,192	$7,6 \times 10^{-3}$
3	+	–	+	0,028	0,032	0,029	0,030	$2,1 \times 10^{-3}$
4	+	–	–	0,060	0,068	0,070	0,066	$5,3 \times 10^{-3}$

факторів був вибраний план повного двофакторного експерименту 2^2 [8].

Кодові значення факторів будуть відповідно X_1 , X_2 .

$$X_1 = \frac{H - 0,5(H_{\max} + H_{\min})}{0,5(H_{\max} - H_{\min})}, \quad (1)$$

$$X_2 = \frac{C - 0,5(C_{\max} + C_{\min})}{0,5(C_{\max} - C_{\min})}. \quad (2)$$

Граничні значення прогартовування сталі $H_{\max} = HRC15$ і $H_{\min} = HRC5$, а концентрації вуглецю $C_{\max} = 0,2\%C$ і $C_{\min} = 0,13\%C$.

Одержимо:

$$X_1 = 0,2H - 2, \quad (3)$$

$$X_2 = 28,571C - 4,714. \quad (4)$$

Як відклик D виберемо емпіричне рівняння регресії у вигляді полінома першого порядку:

$$K = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2, \quad (5)$$

де β_0 , β_1 , β_2 – коефіцієнти функції.

Відповідно оцінку функції відклику (емпіричного рівняння регресії) шукається у вигляді:

$$\hat{K} = b_0 + b_1 X_1 + b_2 X_2, \quad (6)$$

де b_0 , b_1 , b_2 – оцінки коефіцієнтів β_0 , β_1 , β_2 .

Згідно плану експерименту було проведено $N = 4$ дослідів, з числом повторів кожного дослідів $m = 3$, необхідна кількість дослідних зразків $mN = 12$.

Середнє значення напрацювання $\bar{y}_i$ і середнє квадратичне відхилення S_i визначається за стандартними формулами [8]:

$$\bar{y}_i = \frac{1}{3} \sum_{n=1}^3 y_{in}, \quad (7)$$

$$S_i = \sqrt{\frac{1}{2} \left(\sum_{n=1}^3 y_{in}^2 - \frac{\left(\sum_{n=1}^3 y_{in} \right)^2}{3} \right)}, \quad (8)$$

де y_{in} – потокове значення величини конусності ВБД.

Матриця плану експерименту, значення відклику, представлені в табл. 9.

За результатами досліджень оцінки коефіцієнтів функції відклику:

$$b_0 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \bar{y}_i = 0,103, \quad (9)$$

$$b_1 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_{1i} \bar{y}_i = 0,055, \quad (10)$$

$$b_2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_{2i} \bar{y}_i = 0,008. \quad (11)$$

Оцінка функції відклику в кодованих значеннях факторів:

$$\hat{K} = 0,103 + 0,055X_1 + 0,008X_2. \quad (12)$$

Підставимо замість X_1 , X_2 їхні значення (3, 4), отримаємо оцінку залежності середнього значення конусності ВБД шарошки після ХТО від прогартовування і вмісту вуглецю в долотній сталі шарошок:

$$\hat{K} = -0,045 + 0,011H + 0,229C. \quad (13)$$

Статистичний аналіз результатів дослідження починається з перевірки однорідності дисперсій.

Критичне значення критерію Кохрена:

$$G = \frac{S_{\max}^2}{\sum_{i=1}^N S_i^2} = 0,501. \quad (14)$$

Оскільки при довірчій ймовірності $P_{\text{ДОВ}} = 0,95$ і числах вільності $k_1 = m - 1 = 2$, $k_2 = N = 4$ критичне значення критерію Кохрена – $G_{\text{КР}} = 0,7679$, що вибирається з [9], гіпотеза про однорідність дисперсій підтверджується, оскільки $G_{\text{КР}} > G$.

Для перевірки адекватності моделі провели додатковий експеримент у центрі плану експерименту. Отже випробували три шарошки у яких сталь мала: $H = HRC10$ та $C = 0,16\%C$. У результаті встановлені значення конусності на ВБД: 0,039 мм, 0,045 мм, 0,041 мм, відтак середнє значення рівне і середнє квадратичне відхилення значення конусності ВБД шарошок, у додатковому досліді:

$$\bar{y}_D = 0,042, \quad S_D^2 = 31 \times 10^{-3}. \quad (15)$$

Для знаходження границь, в яких знаходиться істинна величина середнього значення конусності ВБД шарошок визначалися верхня

(K_{max}) і нижня (K_{min}) границі довірчого інтервалу:

$$K_{max} = \bar{y}_D + t \frac{S_D}{\sqrt{N}}, \quad (16)$$

$$K_{min} = \bar{y}_D - t \frac{S_D}{\sqrt{N}}, \quad (17)$$

де $N = 3$ – число повторів додаткового дослідження, $t = 4,303$ – квантиль розподілу Стюдента [9], який вибирається залежно від числа вільності $k = N - 1 = 2$.

$$K_{max} = 0,11, K_{min} = 0,094. \quad (18)$$

Розрахована величина оцінки середнього значення напрацювання додаткового дослідження:

$$\hat{K} = 0,102. \quad (19)$$

Розрахована величина (19) знаходиться в межах довірчого інтервалу (18), що є основним для прийняття гіпотези про адекватність моделі.

Для перевірки значимості коефіцієнтів в моделі оброблюється дисперсію відтворення:

$$S_y^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S_i^2 = 2,892 \times 10^{-5}. \quad (20)$$

Дисперсія коефіцієнтів моделі:

$$S_b^2 = \frac{S_y^2}{mN} = 2,41 \times 10^{-6}. \quad (21)$$

Експериментальні значення критерію Стюдента t_1 , t_2 для коефіцієнтів b_1 , b_2 , відповідно рівні:

$$t_1 = \frac{|b_1|}{\sqrt{S_b^2}} = 35,484, \quad (22)$$

$$t_2 = \frac{|b_2|}{\sqrt{S_b^2}} = 5,161. \quad (24)$$

Для встановлення значимості коефіцієнтів моделі необхідно порівняти отримані значення з табличними. Табличне значення критерію Стюдента $t = 2,306$ – квантиль розподілу Стюдента [9], який вибирається залежно від числа вільності $k = (m - 1)N = (3 - 1)4 = 8$, та довірчої ймовірності $P_{дов} = 0,95$. Оскільки табличне значення критерію Стюдента менше за експериментальні значення цього критерію (22, 24) то можна твердити, що всі коефіцієнти моделі значимі. Отже, визначена залежність у визначених межах залишається в силі. Ця залежність (13) дає можливість розрахувати і прогнозувати утворення конусності ВБД шарошок до літ на етапах вибору матеріалів та підготовки виробництва, при призначенні параметрів допусків на механічне оброблення порожнин шарошок.

За допомогою програмного продукту Mathcad була побудована модель залежності середнього значення утворення конусності на ВБД шарошок від досліджуваних факторів (рис. 6).

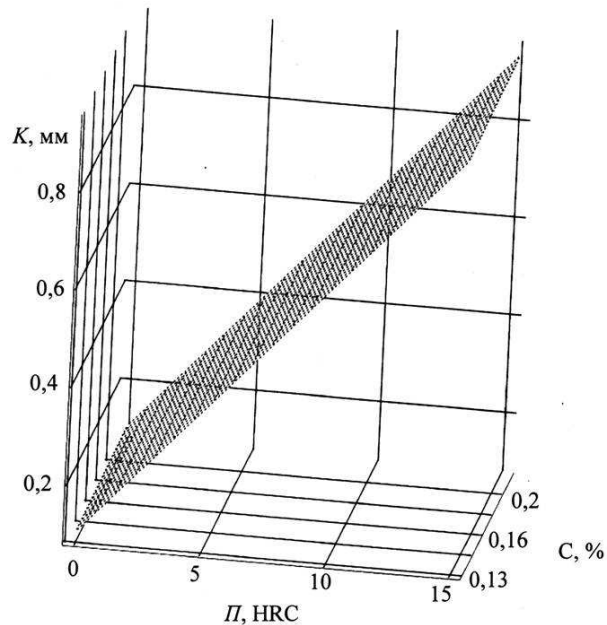


Рисунок 6 – Модель впливу прогартовування (P) та вмісту вуглецю в серцевині шарошки (C) на середнє значення конусності ВБД (K) шарошок після ХТО

Зокрема, при зростанні значень досліджуваних факторів в заданих межах, спостерігалось різке збільшення величини конусності ВБД шарошок після ХТО (рис. 6). При цьому показник прогартовування має приблизно в 6,7 разів більший вплив на виникнення конусності ВБД шарошок порівняно з показником вмісту вуглецю в серцевині сталі шарошки.

Отримані експериментальні дані показують, що зменшенню деформації сприяє:

Застосування сталей що дають мінімальний перепад значень концентрації вуглецю між поверхневими шарами цементованого шару і серцевиною. Зокрема вищий вміст вуглецю в сталі 20ХН3А порівняно зі сталлю 14ХН3МА (21%С проти 13%С) забезпечує такі вимоги.

Перспективним є введення вхідного заводського контролю за показником прогартовування, а саме – різниці між твердістю на відстані від торця 6,5мм та на відстані від торця 30мм. При цьому пропонується встановити допустиме значення такої різниці не більшим HRC10.

Проведення нормалізації і високого відпуску замість ізотермічного відпалу при виготовленні заготовок. Обмеження температури нагріву заготовок під шарошку і завершення гарячої пластичної деформації при температурах нижче температур рекристалізації аустенітного зерна ($<1100^\circ\text{C}$).

Жорсткий контроль температури підстуджування після цементації, яка повинна дорівнювати $830 \pm 10^\circ\text{C}$. Температури підстуджування рівні $900 \pm 10^\circ\text{C}$ за умов експериментальних досліджень виявилися не оптимальними.

Заготовки з плавок сталей через які виникають підвищені відхилення розмірів від номінальних слід піддавати проміжній термічній обробці після їх чорнового токарного оброб-

лення (рекристалізаційний відпал, або високий відпуск).

Перспективним є впровадження точіння у розмір перед ХТО звівши до мінімуму фінішні механічні операції після термообробки.

У цілому, можна передбачати, що поєднання всіх вище перерахованих заходів забезпечить сталість деформації і викривлень шарошок в межах до 0,10-0,12мм навіть при несприятливому різкому перепаді розподілу вуглецю та твердості у загартованому перерізі бігових доріжок шарошок бурових доліт.

Висновки

У результаті досліджено характер деформації шарошок бурових доліт залежно від фізико-механічних і технологічних показників долотних сталей та параметрів термічних технологічних обробок. Теоретично і експериментально обґрунтовано розроблені шляхи у вдосконаленні технології виготовлення бурових доліт, що мінімізує деформацію шарошок. З цією метою сформульовані вимоги до технології виготовлення заготовок для шарошок доліт. Для таких заготовок рекомендується нагрів до 1100°C і завершення гарячої пластичної деформації при температурах нижче температур рекристалізації аустенітного зерна. Заготовки піддають нормалізації і високому відпуску. Також встановлені вимогами до параметрів прогартовування долотних сталей, що схильні до деформації: різниця між твердістю на відстані від торця 6,5мм та на відстані від торця 30мм не повинна перевищувати HRC10. Рекомендується застосовувати плавки долотних сталей котрі дають мінімальний перепад значень концентрації вуглецю між поверхневими шарами загартованого цементованого шару і серцевиною. При ХТО слід ретельно дотримуватись температури підстуджування після цементації, яка повинна бути рівною $830 \pm 10^\circ\text{C}$. У випадках виявлення схильності плавки долотної сталі до виникнення деформацій шарошок слід заготовки після чорнового точіння піддавати рекристалізаційному відпалу, або високому відпуску.

Створені нові шляхи підвищення якісних показників цементованих шарошок тришарошкових бурових доліт апробовані в умовах реального виробництва і прийняті до подальшого вдосконалення якості й підвищення конкурентоздатності доліт.

Надалі перспективним є розробка нових технологій для підвищення точності конструкторських параметрів та забезпечення сприятливого технологічного спадку на етапах механічного оброблення деталей бурових доліт. Це повинно підвищити якісні експлуатаційні показники вітчизняних тришарошкових бурових доліт, їх конкурентоздатність на світовому ринку бурової техніки.

Література

- 1 Яким Р.С. Теорія і практика забезпечення якості та експлуатаційних показників цементованих деталей шарошкових бурових доліт: монографія / Р.С. Яким, Ю.Д. Петрина. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 189 с.
- 2 Термическая обработка в машиностроении: справочник / [А.В. Арендарчук, А.А. Астафьев, Ю.А. Башнин и др.] ; под ред. Ю.М. Лахтина, А.Г. Рахштадта – М.: Машиностроение, 1980. – 783 с.
- 3 Сагарадзе В.С. Повышение надежности цементуемых деталей / В.С. Сагарадзе. – М.: Машиностроение, 1975. – 216 с.
- 4 Козловский И.С. Химико-термическая обработка шестерен / И.С. Козловский. – М.: Машиностроение, 1970. – 230 с.
- 5 Вдовин А.А. Исследование структуры и твердости штамповки шарошки из стали 14ХНЗМА / А.А. Вдовин, Т.М. Пугачева // Тезисы докладов XXXIII Самарской областной студенческой научной конференции. Ч.1. Общественные, естественные и технические науки (18-28 апреля 2007 г. Самара) / Министерство культуры и молодежной политики Самарской области; ГУ агентство по реализации молодежной политики; Совет ректоров вузов Самарской области; Самарский областной совет по научной работе студентов. – Самара: ЗАО „Издательский дом Федоров”, 2007. – С. 147 – 148.
- 6 Желиховская Э.Н. Отжиг с целью оптимизации распределения, размеров и формы карбидной фазы в цементированном слое / Э.Н. Желиховская, А.С. Заваров, С.В. Грачев // Металловедение и термическая обработка металлов. – 1989. – № 6. – С. 24 – 26.
- 7 Яким Р.С. Прогресивні підходи у вдосконаленні технології виготовлення тришарошкових бурових доліт / Р.С. Яким, Ю.Д. Петрина, І.С. Яким // 11-тий міжнародний симпозіум українських інженерів-механіків у Львові: праці. (Львів 25-27 травня 2013 р.) / М-во освіти і науки України, Нац. ун-т „Львівська політехніка” [та ін.]. – Львів: КІНПАТРИ ЛТД. – 2013. – С. 175 – 176.
- 8 Петрина Ю.Д. Основи наукових досліджень для інженерів: навч. посіб. для вищих технічних закладів освіти / Ю.Д. Петрина, Р.С. Яким. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 153 с.
- 9 Большев Л.Н. Таблицы математической статистики / Л.Н. Большев, Н.В. Смирнов. – М.: Наука, 1965. – 464 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
15.01.14

Рекомендована до друку
професором **Крилем Я.А.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Гевком Б.М.**
(Тернопільський національний технічний
університет імені Івана Пулюя, м. Тернопіль)

УДОСКОНАЛЕНИЙ МЕТОД ВАКУУМНОГО ГАЗОТЕРМОЦИКЛІЧНОГО ІОННО-ПЛАЗМОВОГО АЗОТУВАННЯ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

¹Б.О. Чернов, ²А.В. Рутковський, ³М.Я. Ткач

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: public@nung.edu.ua

²ІПМ ім. Г.С. Писаренка НАН України; 01014, м. Київ, вул. Тимірязєвська, 2,
тел. (044) 2866957

³НУОУ ім. Івана Черняхівського; 03149, м. Київ, пр. Повітрофлотський, 28,
тел. (044) 2710600

Наведено аналіз аварій і пошкодження елементів бурильної колони при бурінні нафтових і газових свердловин на родовищах України та Росії, класифікацію видів аварій. Для зміцнення елементів бурильної колони запропоновано удосконалений метод вакуумного газотермоциклічного іонно-плазмового азотування. Приведено характеристики установки ВІПА-1 для здійснення технологічного процесу вакуумного газотермоциклічного азотування у плазмі пульсуючого тліючого розряду для зміцнення поверхневих шарів елементів бурильної колони. Розроблено автоматизовану систему контролю та управління технологічним процесом зміцнення. Розроблено технологію вакуумного іонно-плазмового азотування, що поєднує подачу на вхід вакуумної установки для азотування пульсуючого струму з високою напругою та періодичність чергування циклів насичення та розсмоктування азоту як за насичуючою здатністю атмосфери, так і за температурою.

Ключові слова: буріння, свердловина.

Приведен анализ аварий с бурильными колоннами и разрушений элементов бурильной колонны при бурении нефтяных и газовых скважин на месторождениях Украины и России, классификацию видов повреждений. Для упрочнения элементов бурильной колонны предложен усовершенствованный метод вакуумного газотермоциклического ионно-плазменного азотирования. Приведены характеристики установки ВИПА-1 для проведения технологического процесса вакуумного ионно-плазменного азотирования в плазме тлеющего пульсирующего разряда при упрочнении внешних поверхностей элементов бурильной колонны. Создана технология вакуумного ионно-плазменного азотирования, которая объединяет подачу на вход вакуумной установки для азотирования пульсационного тока высокого напряжения с периодичностью чередования циклов насыщения и адгезии азота при оптимальных параметрах насыщающей атмосферы и температуры.

Ключевые слова: бурение, скважина.

The analysis of drill string accidents and damages of the drill string elements during drilling of oil and gas wells on the fields of Ukraine and Russia and classification of accidents types are shown. We have suggested an improved method of vacuum gas-thermal-cycle ion-plasma nitriding for strengthening of the drill string elements. The characteristics of the VIPA-1 installation for conducting the technological process of vacuum gas-thermal-cycle ion-plasma nitriding in glow discharge pulsing plasma for hardening surface layers of the drill string elements are provided. The automated control and management system of technological hardening process was developed. The technology of vacuum ion-plasma nitriding that combines the high voltage pulsating current infeed rate of the vacuum installation for nitriding and cycle intervals of nitrogen saturation and diffusion both in accordance with the atmosphere saturation capacity and temperature was developed.

Key words: drilling, well.

Для буріння нафтових і газових свердловин використовується бурильна колона, яка з'єднує породоруйнівний інструмент з наземним обладнанням і складається з ведучої труби, бурильних і обважнених бурильних труб, які з'єднуються між собою за допомогою різьби.

Колона бурильних труб передає долоту необхідне навантаження і крутний момент, забезпечує подачу промивальної рідини на вибій. Таким чином, елементи бурильної колони працюють в складному напруженому стані при дії значних статичних та динамічних навантажень, що часто призводить до аварій та ускладнень в

процесі буріння похило –скерованих і горизонтальних свердловин.

Аналіз аварій бурильних колон при спорудженні глибоких свердловин на нафтових і газових підприємствах України за останні десять років свідчить, що переважно руйнувалися різьбові з'єднання (56% від загального числа пошкоджень). Так, поломки по трубній різьбі складають 28% від загального числа відмов елементів бурильної колони. Поломки замкових різьбових з'єднань обважнених бурильних труб складають 30%. Поломки по тілу бурильної труби складають 19%.

Аналогічна картина спостерігається при бурінні експлуатаційних свердловин на нафтових і газових родовищах в Тюменській області (Росія) (1). Розподіл аварій за видами, що відбулися за останні 10 років наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Розподіл аварій за видами

№ з/п	Види аварій	Кількість аварій, шт.	Відсоткове співвідношення, %
1	Прихоплення бурильних колон	470	40,59
2	Аварії з обсадними колонами	327	28,24
3	Аварії з елементами бурильної колони	135	11,66
4	Інші аварії	102	8,81
5	Аварії з вибійними двигунами	68	5,87
6	Аварії з долотами	30	2,59
7	Аварії через невідале цементування	13	1,12
8	Падіння у свердловину сторонніх предметів	13	1,12
Усього аварій		1158	100

Вартість труб в загальній вартості бурового устаткування становить близько 60%.

Аналіз розподілу аварій за видами свідчить, що найбільш часто виникають прихвати бурильних колон. За оцінками фахівців, головною причиною зростання цього виду аварій є недостатня професійна підготовленість бурових майстрів, технологів і бурильників. Аварії із бурильними колонами виникають внаслідок корозійно-втомного руйнування елементів бурильної колони та абразивного зносу.

Результати дослідження великої кількості аварій з бурильними трубами свідчить про те, що руйнування труб зазвичай носить втомний характер. Явища втоми у трубах виникають у результаті дії змінних навантажень, до яких відноситься змінний вигин, крутильний удар і коливання бурильної колони. Основний фактор, що призводить до утворення змінних напружень, знакозмінний вигин, що виникає при обертанні колони.

Аналіз аварійності з бурильними трубами свідчить, що при роторному способі буріння 85...90% аварій відбувається з різьбовими з'єднаннями бурильних труб, бурильних замків та інших елементів колони (табл. 2) [2].

При роторному способі буріння часто зустрічається руйнування труби по різьбовому з'єднанні у потовщеному місці, що становить 60...70% від загального числа аварій. В окремих випадках число це доходить до 90%.

Зрив різьби відбувається внаслідок деформації руйнування різьбового з'єднання через

зношування різьби, розмиву різьбового з'єднання промивальною рідиною, заїдання різьби при згинчуванні (рис. 1).

Таблиця 2 – Аварії бурильних колон при роторному способі буріння

№ з/п	Назва аварій	Відсоткове співвідношення, %
1	Злам бурильних труб по тілу	9,5
2	Злам бурильних труб у потовщених кінцях	46,8
3	Зрив бурильних труб по 8-нитковій нарізці	11,2
4	Злам бурильного замка	4,2
5	Зрив різьбового з'єднання бурильного замка	9,6
6	Злам і зрив різьбового з'єднання важкого низу	10,5
7	Злам труб, передавачів і зрив по різьбі	8,2



Рисунок 1 – Зношення різьбового з'єднання

При турбінному способі буріння кількість зламів доведено до мінімуму, і вихід труб з ладу відбувається, як правило, через зношення різьбових з'єднань, а також розмив різьб і тіла труб.

Таким чином, при бурінні і освоєнні нафтових і газових свердловин важливими елементами, які значною мірою визначають надійність бурильних і обсадних труб, є різьбові з'єднання. Експлуатаційні характеристики конічних різьбових з'єднань труб, значною мірою впливають на технічні показники буріння і економічну ефективність будівництва свердловин. Вирішення цих питань неможливе без впровадження сучасних технологічних процесів зміцнення труб та вивчення закономірностей зміни механічних характеристик різьбових з'єднань, які багато в чому залежать від конструктивних, технологічних та експлуатаційних факторів.

Одним із напрямків підвищення довговічності елементів бурильної і обсадної колони є використання досягнень у галузі нанесення захисних покриттів і зміцнення поверхневих шарів.

Технологічні процеси термічної обробки труб необхідні, але не достатні, вони обмежені рівнем розвитку реалізації нормалізації, загартування та відпуску.

У той же час, спираючись на досягнення науки, можливості виробництва, а також досвіду розвитку технологій зміцнення, як закордо-

ном, так і в Україні, є можливість підвищення механічних властивостей труб шляхом впровадження сучасних технологічних процесів.

При роторному способі буріння внаслідок сил тертя між бурильними замками і стінками стовбура свердловини відбувається інтенсивне зношування бурильних замків та списування їх в металобрухт. Надійність та довговічність бурильних замків в загальному визначається їх міцністю, витривалістю, зносостійкістю, твердістю та іншими властивостями в залежності від умов експлуатації. Практично всі вищезгадані властивості суттєво залежать від стану поверхневого шару. В умовах експлуатації поверхневий шар бурильного замка, різьби та інших елементів бурильної колони підлягає найбільш сильній механічній, тепловій, хімічній, фізичній дії та їх комбінації. При цьому він зазнає різноманітних змін, які часто призводять до погіршення його фізико-механічних властивостей.

В інституті проблем міцності ім. Г.С.Писаренка розроблено технологічний процес зміцнення поверхонь елементів конструкцій загального машинобудування методом вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування [3,4]. Елементи бурильної колони конструктивно і умовами експлуатації суттєво відрізняються від конструкцій загального машинобудування, і відповідно, для розробки технології зміцнення із застосуванням даного методу необхідний комплекс теоретичних та експериментальних досліджень. На основі аналізу літературних джерел та результатів експериментальних досліджень експериментальних зразків і натурних конструкцій бурильних замків встановлено, що найбільш ефективним є технологічний процес вакуумного газотермічного азотування у плазмі пульсуючого тліючого розряду. Теоретичні наукові основи удосконаленого методу зміцнення елементів бурильної колони приведені у роботі [5]. Дослідження технологічних процесів зміцнення поверхневих шарів елементів бурильної колони проводилися із застосуванням установки ВІПА-1 конструкції інституту проблем міцності ім. Г.С. Писаренка НАН України, загальний вигляд якої наведено на рис. 2.



Рисунок 2 – Загальний вигляд установки ВІПА-1

Установка складається з вакуумної камери; системи відкачування атмосфери та газів (вакуумування); системи забезпечення газом; системи вимірювання та регулювання температури; системи електроживлення; автоматизованої системи контролю та управління (АСКУ) технологічним процесом.

Вакуумну камеру виконано з нержавіючої сталі із теплозахисним екраном, водяним охолодженням і складається з корпусу та кришки. Завантаження деталей у камеру проводиться зверху за допомогою спеціальної підвіски при піднятій та відведеній у бік кришки. У корпусі камери є віконця для візуального спостереження за деталями в процесі азотування, а у кришці – віконце для встановлення пірометра. Крім того, у корпусі камери є отвори для створення вакууму, подавання робочої суміші.

Система вакуумування призначена для створення необхідного робочого тиску у вакуумній камері. До складу системи входять: два насоси – робочий та пусковий, клапани КЕМ-1 та КЕМ-2, вимірювальний прилад типу РВЕ-4, трубопроводи. Робочий насос використовується для підтримання у вакуумній камері робочого тиску (вакууму) на сталому режимі протягом усього циклу вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування. Пусковий насос включається короткочасно на початку вакуумування камери з метою скорочення тривалості процесу відкачування. Клапани КЕМ-1 та КЕМ-2 призначені для аварійного відключення робочого і пускового насосів у випадку непередбаченого знеструмлення (вимикання електроенергії).

Система забезпечення газом призначена для подавання у вакуумну камеру газів і газової суміші необхідного складу і якості, та складається з балонів із робочими газами, редукторів, що встановлені на балонах, шлангів для подавання робочих газів. Точне дозування кількості газової суміші, що подається у вакуумну камеру, здійснюється за допомогою регулятора. Вимірювання та контроль робочого тиску газової суміші у вакуумній камері здійснюються за допомогою приладу типу РВЕ-4. До складу системи вимірювання та регулювання температури входять пірометр і блок індикації й регулювання температури (БІРТ). Інформація про поточну температуру деталі у вакуумній камері подається від пірометра на БІРТ, на якому поперіодно встановлюються верхнє та нижнє порогове значення температури для деталей, що азотуються.

Система електроживлення складається з тиристорного регулятора напруги, понижуючого та підвищуючого трансформаторів, випрямляча, давача короткого замикання (ДКЗ). На регуляторі встановлюється максимальне значення напруги та швидкість її зростання. Разом з величиною вихідної напруги, що подається на деталь, та значенням падіння напруги ці параметри відображуються на індикаторі регулятора напруги. Для стабілізації розряду застосовується пристрій гасіння дуги. При переході тліючого розряду у дуговий подається імпульс на

теристори, які запираються. При цьому зменшується напруга, що подається на електроди установки, і дуговий розряд знову переходить у аномальний тліючий.

Вентилі, що знаходяться на всіх трубопроводах, які входять до вакуумної камери, призначені для тестової перевірки систем вакуумування та забезпечення газом.

Основні технічні дані ВІПА-1 наведені у табл. 3.

Таблиця 3 – Основні технічні дані установки ВІПА-1

Найменування основних параметрів і характеристик	Значення параметрів і характеристик
Розміри робочої камери: Діаметр, мм висота, мм	600 1200
Розміри деталей, що обробляються: діаметр, мм довжина, мм	до 500 до 700
Максимальна маса садки, кг	400
Тривалість циклу зміцнення деталі, год.	0,5 ... 24
Температура азотування, °C	300...900
Товщина азотованого шару, мм	до 0,8
Максимальна витрата робочого газу, л/год.	30
Споживча потужність, кВт	20
Напруга мережі, В	220
Витрата води для охолодження, м ³	2
Маса установки, кг	650
Площа, яку займає установка, м ²	6

Для забезпечення процесу за заданими режимами у залежності від необхідної структури та товщини дифузійного шару, здійснення автоматичного контролю параметрів технологічного процесу, підвищення безпеки робіт та відтворюваності результатів поверхневого зміцнення створено діючий комплекс технологічного забезпечення процесу зміцнення поверхневих шарів деталей вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування на основі автоматизованої системи контролю та управління (АСКУ) (рис. 3).

АСКУ включає наступні елементи: система електроживлення (блок задавання та регулювання напруги; датчик короткого замикання); система вимірювання та регулювання температури (датчик короткого замикання; блок індикації та регулювання температури); система вакуумування (блок вимірювання вакууму; блок управління системою вакуумування; вакуумні насоси та клапани); блок забезпечення газом; вакуумна камера; блок комутації з ПЕОМ.

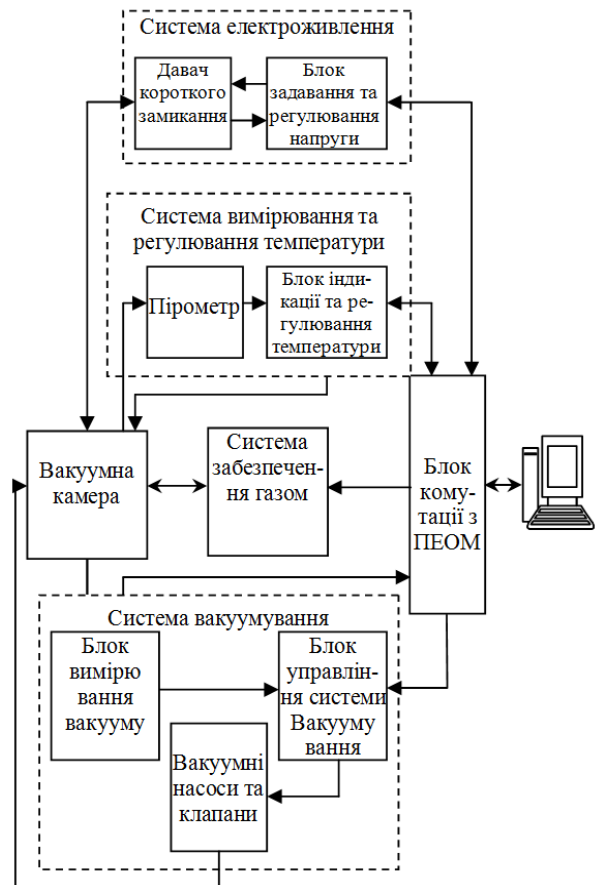


Рисунок 3 – Функціональна схема АСКУ технологічним процесом

До основних параметрів автоматизованої системи контролю та управління технологічним процесом відносяться:

1. Система вимірювання та регулювання температури.

а) пірометр часткового випромінювання типу "Смотрич 1-1-03":

- діапазон вимірювання температури, °C – 300...700;

- межа припустимого значення похибки, % – 1%;

- час встановлення показань, с – 0,025;

споживча потужність, Вт – 25.

б) вимірювальний та регулюючий прилад типу РТЭ-4.1-12-220:

- межа припустимої приведеної похибки, % – 0,25;

- максимальний струм комутації, А – 2;

- кількість аналогових входів, шт. – 1;

- кількість дискретних виходів, шт. – 2;

споживча потужність, Вт – 5.

2. Система електроживлення:

- діапазон задавання вихідної напруги, В – 0...1000;

дискретність задавання напруги, В – 1;

похибка вимірювання напруги, % – 1;

3. Система вакуумування:

- тип реєструючого пристрою – РВЭ-4.1 (з манометричним перетворювачем ПМТ-6.3);

- діапазон вимірювання тиску, Па – $10^{-1} \dots 10^5$;

- максимальний струм комутації вихідних сигналів, А – 2;
- максимальна напруга комутації, В – 250;
- кількість вихідних дискретних сигналів, шт. – 2.

АСКУ працює наступним чином. Після завантажування у вакуумну камеру (ВК) деталь оператор на ПЕОМ задає необхідне значення тиску газу у ВК. Через блок комутації (БК) з ПЕОМ команда поступає на блок управління системи вакуумування (БУСВ) і далі на електромагнітні клапани (КЕМ – 1, КЕМ – 2) та вакуумні насоси (ВН – пусковий та робочий). Ступінь вакуумування у ВК вимірюється за допомогою блоку вимірювання вакууму, інформація з якого поступає через БК на ПЕОМ. Після досягнення заданої величини вакуумування у ВК автоматично відключається пусковий ВН та включається робочий ВН. При цьому оператор задає на ПЕОМ робочу ступінь вакуумування у ВК. Управління подачею газу у ВК протягом усього процесу дифузійного насичення здійснюється через БК та блок забезпечення газом (БЗГ). Величину робочого тиску у камері в процесі азотування підтримують в залежності від площі, маси та конфігурації деталі, що обробляється.

Для забезпечення необхідних параметрів технологічного процесу вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування на ПЕОМ АСКУ задають швидкість зростання робочої напруги, що подається на електроди установки, та її максимальне значення. Через БК сигнал поступає на блок задавання та регулювання напруги (БЗРН) і далі через давач короткого замикання (ДКЗ), на установку вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування. ДКЗ спрацьовує у разі переходу у ВК тліючого розряду у дуговий. Він подає сигнал на тиристорний регулятор напруги (що входить до складу БЗРН), і напруга на деталі знижується на величину, визначену цим регулятором (попередньо задану оператором з ПЕОМ через БК).

Температурний режим процесу задають шляхом встановлення оператором (з ПЕОМ через БК) на блоці індикації та регулювання температури (БРТ) верхнього та нижнього порогів температури. Інформація про поточну температуру деталі у ВК знімається пірометром системи вимірювання та регулювання температури і потрапляє до БРТ. При досягненні заданої температури процесу азотування відбувається автоматичне зниження вихідної напруги та охолодження деталі до величини нижнього порогу температури. Потім вихідна напруга знову автоматично підвищується до досягнення верхнього порогу температури деталі. Таким чином, відбувається автоматичне регулювання процесу азотування: величини спрацювання регулятора напруги (верхнього та нижнього порогів температури) можуть задаватися у межах 1...200°C, що дає змогу подавати на деталь пульсуючу напругу та отримувати пульсуючі термоцикли, що значно підвищує швидкість дифузійного насичення деталі азотом.

Час азотування залежить від матеріалу деталі, маси садки, необхідної товщини, фазового складу дифузійного шару.

Під час технологічного процесу вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування АСКУ виконує наступні функції програмного забезпечення:

- вимірювання температури за допомогою пірометру;
- обмін даними з електронним пристроєм установки;
- автоматичне управління температурою процесу за допомогою ПЕОМ;
- генерування повідомлень про критичний та аварійний стан технологічних параметрів процесу та стабілізація його режимів;
- архівування історії зміни параметрів;
- відображення значень поточних параметрів у реальному часі, аварійних повідомлень, архіву історії зміни параметрів на дисплеї автоматизованого робочого місця (АРМа) диспетчера (рис. 4);
- експорт даних архіву історії у таблиці Microsoft Excel.

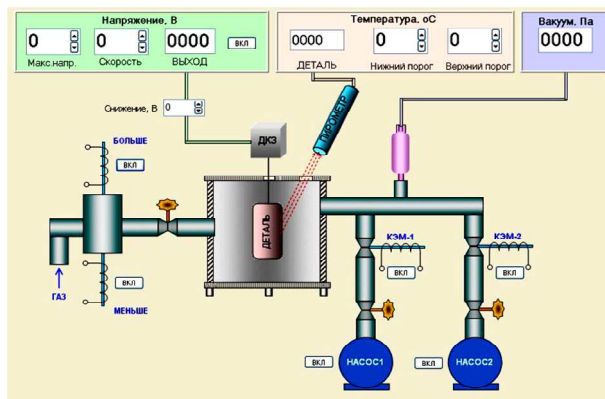


Рисунок 4 – Дисплей АСКУ технологічним процесом вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування

Виходячи з мети роботи та спираючись на досвід попередніх дослідників, розроблено технологію вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування. При такій організації процесу відбувається поєднання переваг подавання на вхід вакуумної установки для азотування пульсуючого струму з високою напругою та періодичного чергування циклів насичення та розсмоктування азоту як за насичуючою здатністю атмосфери, так і за температурою.

Технологічний процес вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування складається з трьох послідовних блоків: підготовчих операцій; дифузійного насичення деталей; завершальних операцій (рис. 5.).

Підготовчі операції полягають у підготовці деталей та обладнання: промивання та просушування деталей і вакуумної камери, перевірка герметичності агрегатів системи вакуумування тощо.

Дифузійне насичення деталей включає: катодне очищення; власне дифузійне насичення; охолодження у вакуумній камері.

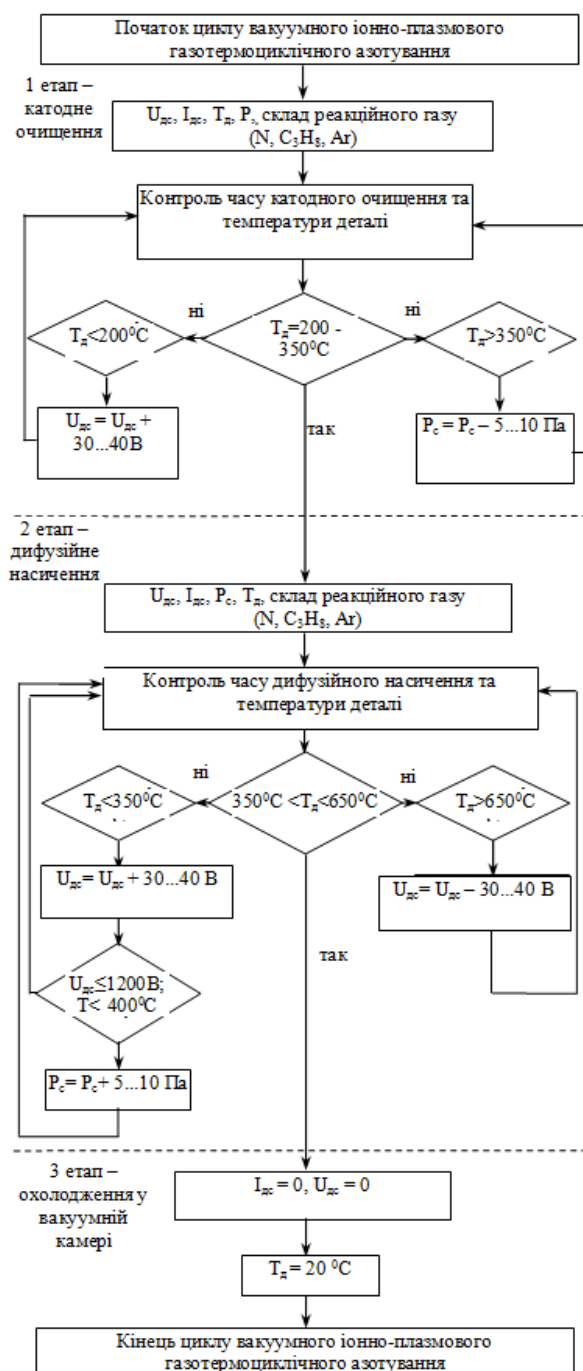


Рисунок 5 – Алгоритм технологічного процесу вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування.

Протягом всього процесу вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування важливо ретельно контролювати та витримувати визначені значення технологічних параметрів.

Технологічний процес відбувається наступним чином. Деталь поміщують у герметичний контейнер та з'єднують з негативним полюсом джерела струму, а стінки контейнера – з позитивним. З контейнера відкачують повітря до тиску 1,33 Па, продувають його робочим газом протягом 5...15 хв при тискові 1330 Па, знову відкачують контейнер до тиску 1,33 Па, за до-

помогою спеціальної установки подають на електроди пульсуючу напругу 1100...1400 В та збуджують тліючий розряд.

На цій стадії протягом 5...60 хв здійснюється катодне розпилення, при якому деталь очищується. На етапі катодного очищення контролюється температура розігріву деталі T_d та час очищення. Якщо протягом 5...20 хв деталь не нагрівається до температури $T_d = 200^\circ\text{C}$, то збільшують напругу на 30...40 В, яка подається на установку.

Процес вимірювання температури повторюють та приймають рішення щодо необхідності подальшого збільшення напруги – і так рухаються за циклом. Якщо T_d перевищує 350°C , то зменшують тиск на 5...10 Па у вакуумній камері, вимірюють температуру T_d та приймають рішення щодо необхідності подальшого зменшення тиску.

Далі напругу понижують до робочої, а тиск підвищують до 25...250 Па. При цих параметрах здійснюється власне процес дифузійного насичення азотом, причому напруга 1000...1200 В є пульсуючою з тривалістю імпульсу подачі струму $t = 10...20$ мс та величиною періоду подачі імпульсів $T = 40$ мс. При цьому скважність Q , яка дорівнює відношенню величини періоду T подачі імпульсів до тривалості t одиночного імпульсу, знаходиться у межах 2...4. Величину скважності Q у таких межах обрано тому, що при $Q < 2$ можливе виникнення дугових розрядів, які спричиняють пошкодження поверхні деталі, а при $Q > 4$ зменшується ефективність іонної обробки.

На етапі дифузійного насичення контролюється температура розігріву деталі T_d та час насичення. Якщо T_d перевищує 650°C , тоді зменшують напругу на 30...40 В, яка подається на установку, знову вимірюють температуру та приймають рішення щодо необхідності подальшого зменшення напруги – і так рухаються за циклом. Якщо ж температура деталі T_d стає меншою за 350°C то на 30...40 В збільшують напругу, яка подається на установку, знову вимірюють температуру та приймають рішення щодо необхідності подальшого збільшення напруги – і так рухаються за циклом. У разі, коли напругу підвищено до 1200 В, а температура T_d залишається меншою за 350°C – на 5...10 Па підвищують тиск у вакуумній камері, вимірюють температуру та приймають рішення щодо необхідності подальшого підвищення тиску.

У процесі дифузійного насичення відбувається циклічне припинення подавання у вакуумну камеру реакційного газу з тривалістю напівциклу 15...30 хв. При цьому температура насичення азотом та деазотації (розсмоктування) є різною – вищою або нижчою температури евтектичного перетворення (591°C). З метою створення у модифікованому шарі зносостійкої карбонітридної ε-фази $[\text{Fe}_{2-3}(\text{N}, \text{C})]$ та "зв'язування" кисню до складу реакційної суміші додавали 5% пропану. Після неізотермічного витримання деталі охолоджують під вакуумом до кімнатної температури та виймають з контейнера.

Пульсуючий тліючий розряд (рис. 6) реалізується наступним чином: змінний струм через понижуючий трансформатор 6 (рис. 7) поступає на вхід електронного блоку управління 7, далі – на два комутуючі тиристори 1. Блок управління за допомогою змінного опору 8 дає змогу змінювати тривалість імпульсів подавання напруги на тиристори. Комутуючі тиристори регулюють амплітуду струму та тривалість його проходження по первинній обмотці підвищувачого трансформатора 2. Із вторинної обмотки трансформатора 2 підвищена до 1000...1200 В напруга подається на випрямляючий діодний місток 3, на виході з якого отримується однополярна пульсуюча напруга, яка, у свою чергу, подається на катод-деталь 4 та анод-стілки вакуумної установки 5.

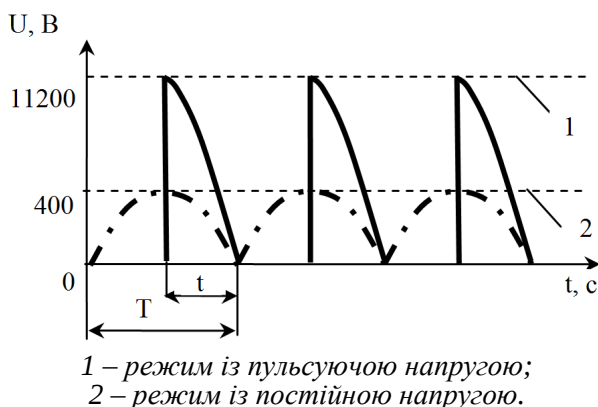
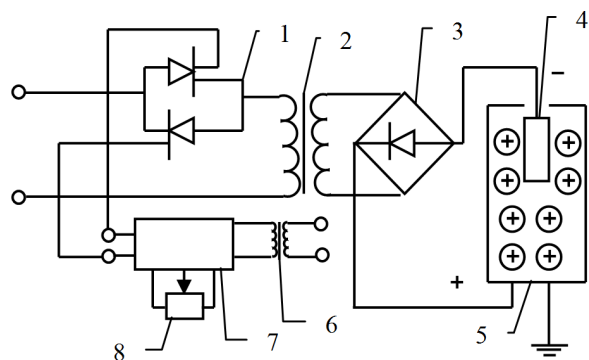


Рисунок 6 – Параметри струму, що подається на катод – деталь та анод – стінки вакуумної установки



1 – комутуючі тиристори; 2 – підвищувачий трансформатор; 3 – діодний місток;
4 – катод-деталь; 5 – анод – стінка вакуумної камери; 6 – понижуючий трансформатор;
7 – блок управління; 8 – змінний опір.

Рисунок 7 - Схема установки для реалізації вакуумного іонно-плазмового газотермоциклічного азотування

Удосконалений метод дифузійного насичення металу азотом, на відміну від існуючих, враховує додаткову рушійну силу, обумовлену застосуванням імпульсного газотермічного режиму, що сприяє більш швидкому створенню на поверхні металу шару з граничною концентрацією азоту та забезпечує додаткову дрейфову швидкість дифузанта. Результати експеримен-

тальних досліджень зміцнених даним методом експериментальних зразків і натурних конструкцій елементів бурильної колони на міцність і зносостійкість в повітряному та корозійному середовищах буде приведено у наступній роботі.

ВИСНОВКИ

На основі результатів теоретичних і експериментальних досліджень розроблено технологічне обладнання для реалізації технологічного процесу вакуумного газотермоциклічного іонного азотування з автоматизованою системою контролю та управління параметрами формування зміцненого поверхневого шару конструкційних елементів бурильної колони для підвищення їх довговічності.

Література

- 1 Быков И.Ю. Эксплуатационная надежность и работоспособность нефтегазопромысловых и буровых машин: учебное пособие / И.Ю. Быков, Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – 304 с.
- 2 Газанчан Ю.И., Повышение сопротивления усталости замковых резьбовых соединений утяжеленных буровых труб большого диаметра / Ю.И. Газанчан, В.И. Семин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 6. – С. 15 – 17.
- 3 Ляшенко Б.А. О достоинствах технологии вакуумного азотирования / Б.А. Ляшенко, А.В. Рутковский // Оборудование и инструмент. – 2005. – № 12. – С. 20–21.
- 4 Ляшенко Б.А. Оптимизация технологии нанесения покрытий по критериям прочности и износостойкости / Б.А. Ляшенко, Е.К. Соловых, В.И. Мирненко, А.В. Рутковский, М.И. Черновол; под ред. В.В. Харченко – К: ИПП им. Г.С. Писаренко НАН Украины, 2010. – 193 с.
- 5 Мирненко В.І. Підвищення довговічності елементів бурильної колони методом дифузійного насичення при вакуумному газотермічно-циклічному іонному азотуванні в імпульсному режимі / В.І.Мирненко, Б.О.Чернов, О.В.Радько, М.Я.Ткач // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент- техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов. – К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля, 2013. – С. 136-142.

Стаття надійшла до редакційної колегії
11.02.14

Рекомендована до друку
професором **Коцкуличем Я.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Мірненком В.І.**
(Національний університет оборони України
імені Івана Черняхівського, м. Київ)

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.832

ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ТА ДИНАМІКУ ЗМІНИ КОЕФІЦІЄНТА ГАЗОВИЛУЧЕННЯ

¹Д.Д. Федоришин, ¹О.А. Гаранін, ¹С.Д. Федоришин, ²Т.В. Потятинник

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123,
e-mail: geophys@nung.edu.ua

²Львівське відділення ГПУ «Полтавагазвидобування»; м. Львів, вул. Рубчака, 27,
e-mail: Taras2088@mail.ru

Зниження видобутку газу та газоконденсату обумовлені як виснаженістю продуктивних пластів, так і недостатньою інформативністю інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин. У зв'язку з цим визначені основні чинники і ознаки, які впливають на величину коефіцієнта вилучення газу із неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Прикарпаття. Досліджено геологічну будову сарматського, геліветського та баденського ярусів, а також встановлено особливості складу матриці продуктивних порід-колекторів. Доведено, що тонкопрошаркова та ритмічна геологічна будова знижує роздільну здатність комплексу методів геофізичних досліджень в інтервалах залягання цих відкладів. За результатами експерименту встановлено, що зміна величини петрофізичних параметрів в більшості випадків обумовлена умовами розкриття продуктивних пластів.

Проаналізувавши основні чинники, що визначають фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони, авторами запропоновано ввести параметр адсорбційної водонасиченості, який за дослідженнями авторів тісно пов'язаний з фільтраційно-ємнісними властивостями і з закупорюванням порового простору порід у присвердловинній зоні пласта.

Ключові слова: порода-колектор, фільтраційно-ємнісні властивості, геофізичні дослідження свердловин, ефективна пористість, ефективна проникність, адсорбційна водонасиченість, закупорювання, присвердловинна зона.

Снижение добычи газа и газоконденсата обусловлено не только истощением залежи, но и недостаточной информативностью результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин, особенно в сложно-построенных геологических разрезах. В связи с этим, определены основные причины, которые влияют на величину добычи газа из неогеновых отложений газоконденсатных месторождений Бильче-Волицкой зоны Предкарпатья. Исследовано геологическое строение сарматского, геліветского и баденского ярусов, установлено особенности строения матрицы газонасыщенных пород-колекторов. Доказано, что тонкослоистое и ритмичное строение неогеновых отложений, снижает информативность комплексных геофизических исследований, в результате чего возникает неоднозначность выделения продуктивных газонасыщенных пород-колекторов. По результатам экспериментальных данных, полученных при исследовании образцов керна, доказано влияние химических реагентов на величину коэффициента проницаемости пород-колекторов. В отдельных случаях это приводит к полной закупорке порового пространства.

Ключевые слова: порода-колектор, фильтрационно-ёмкостные свойства, геофизические исследования скважин, эффективная пористость, эффективная проницаемость, адсорбционная водонасыщенность, закупорка, прискважинная зона.

The decrease of gas and gas condensate recovery is caused both by the producing formations depletion and by the insufficient informativeness of data interpretation results of geophysical well surveys, especially in complex-structured geological cross-sections. Thereby the main reasons influencing the volume of gas recovery from the Neogene deposits of the gas condensate fields of the Precarpathian Bilche-Volytsa zone were found out. The geological structure of Sarmatian, Helwetian, and Baden stages was studied, the peculiarities of matrix composition of gas saturated reservoirs were been defined. It was proved that thin-bed and cyclic structure of the Neogene deposits reduces the informativeness of complex geophysical surveys and as a result of what there is an ambiguity of finding productive gas saturated reservoirs. The influence of chemical agents on the reservoir permeability factor was proved in accordance with the experimental data results, obtained during core samples examination. In some cases it leads to complete porous volume plugging.

Key words: reservoir rock, porosity and permeability properties, geophysical well survey, effective porosity, effective permeability, adsorption water saturation, plugging, downhole zone.

Зниження видобутку вуглеводнів з покладів нафтогазових родовищ в значною мірою обумовлено геологічною будовою розрізу та технологією розробки покладу. В результаті пошукового та розвідувального буріння у більшості випадків відбувається погіршення фільтраційних властивостей присвердловинної зони продуктивних пластів, що в подальшому впливає на якість їх розробки. На сьогоднішній день є вже багато напрацювань щодо врахування впливу геологічної будови на розробку нафтогазових покладів. Однак, різні геологічні умови формування пасток вуглеводнів, блочна та тонкошарувата будова розрізу пошукових нафтогазових родовищ визначають необхідність встановлення основних чинників, що впливають на колекторські властивості продуктивних пластів та технологію їх розробки. Для встановлення цих чинників необхідно виділити основні критерії їх впливу на фільтраційно-ємнісні параметри гірських порід. Одним з перспективних напрямків вивчення зміни фільтраційно-ємнісних властивостей пластів є поєднання петрофізичних та промислово-геофізичних досліджень.

У зв'язку з цим з продуктивних неогенових відкладів Більче-Волинської зони Прикарпаття нами було відібрано kern та створено представницьку експериментальну колекцію зразків гірських порід. Відклади неогенової системи в кайнозойській групі представлені алохтонними утвореннями, що виповнюють отназький ярус Самбірської підзони і автохтонними відкладами карпатія, бадена та сармату Крукеницької підзони.

Породи Самбірського покриву представлені маласовими утвореннями стебницької світи. В основному це монотонне чергування пісковиків, алевролітів і глин, рідше – конгломератів, гравелітів, солей, гіпсів і ангідритів. Пісковики сірі, слюдисті, міцні. Алевроліти темно-сірі з зеленуватим відтінком, слюдисті, вапнисті, щільні з дзеркалами ковзання. У наведеному вище розрізі відсутні реперні пласти і горизонти, що утруднює його кореляцію.

На розмитій поверхні мезозою залягають відклади карпатію, які є перспективними на поклади газу в кайнозойській системі. В межах цього ярусу домінують сірі дрібно- і середньозернисті пісковики з зеленуватим відтінком. За літологічним типом пісковики кварцові і глауконітові з карбонатно-глинистим, глинистим цементом. Алевроліти сірі, темно-сірі з легким зеленуватим та буруватим відтінком, кварцові.

Характерною особливістю порід-колекторів гелветських відкладів є незначна їх потужність (від 0,1 м до 0,3 м, рідше до 0,5 м) [1]. До особливостей порід-колекторів гелветських відкладів можна віднести низькі питомі електричні опори газонасичених пластів (від 1,5 до 3,0) Ом·м та підвищену їх гамма-активність (від 14 до 25) мкр/год, які виявлено у свердловинах, що розкрили гелветські відклади Летнянського газового родовища.

Геологічна будова сарматського ярусу визначалась накопиченням піщано-глинистих порід в мілководно-морських умовах, а в окремі періоди – в лагунних, що обумовило ряд притаманних їм особливостей, які вплинули на колекторські властивості. Формування порід відбувалось на фоні зміни слабоокислюваного середовища слабовідновним, інколи із виділенням незначного сірководню, яке визначало масове утворення глинистих, гідроксидних, кальцитових цементів та незначної кількості хлориту, глауконіту і піриту. Мала і середня потужність утворених прошарків свідчить про значну тектонічну активність фундаменту і дна басейну осадоногопичення. Повільні занурення дна сарматського моря супроводжувалися швидкими захороненнями осадів, що склалися з округлих і напівкруглих уламків. Занурення змінювалися різкими підняттями, конседиментаційними розмивами мілин, барів, перемиванням молодих осадів і порід, підсиленням гідродинамічної активності води. Така тектонічна активність сприяла формуванню перемитих порід, утворенню складної будови їх матриці та зміні фільтраційно-ємнісних властивостей. Відклади сарматського ярусу незгідно залягають на розмитій поверхні верхнього бадену, який представлений двома відділами: нижнім – баранівські верстви та верхнім – тираською та косівською світами. Баранівські верстви неузгоджено залягають на відкладах карпатію. Товщина їх складає від 1 м до 13 м. Тираська світа є хорошим маркуючим горизонтом, оскільки представлена гіпс-ангідритовим горизонтом, виповненим гіпсами, ангідритами сірими, темносірими, молочнобілими, щільними з прошарками аргілітоподібних глин темносірих, сірих, майже чорних. В глинах присутні гнізда і кристали піриту. Товщина світи коливається від 4 м до 20 м.

Косівська світа, яка незгідно залягає на тираській, представлена глинами сірими, темносірими, сланцюватими, вапнистими, слюдистими з прошарками алевролітів і пісковиків сірих,

кварцових і слюдистих. Особливістю порід, що виповнюють цю світу, є їх низький питомий електричний опір. Характерною рисою геологічного розрізу сарматського ярусу є ритмічна літологічна циклічність в його будові. Кожний ритм починається з тонкого шару глинистих порід, які у верхній частині розрізу збагачуються піщаним матеріалом і в кінці ритму повністю заміщаються пісковиком. Така особливість будови розрізу достатньо впевнено відображається на формі каротажних кривих електричних геофізичних методів дослідження свердловин. Зокрема, покрівля пласта чітко виражена, а підшва розпливчата. За величиною питомого електричного опору пісковики виділяються максимальними значеннями показів, а глинисті прошарки та туфи – різкими мінімумами. Треба зазначити, що така поведінка геофізичних параметрів характерна для найбільш потужних ритмів. Товщина піщано-алевритистих та глинистих пластів в інтервалах ритму змінюється в межах від декількох сантиметрів до 5 м.

Основними за величиною запасів газу в неогенових відкладах сарматського ярусу є газоконденсатні поклади гелвету та горизонти дашавської світи від НД-1 до НД-17. За площею розповсюдження спостерігається значна літологічна мінливість нижньодашавських відкладів, яка відображена на діаграмах комплексних геофізичних досліджень (рис. 1). В межах Хідновицької структури спостерігається різне розподілення піщано-глинистих горизонтів. Якщо в південно-східній периклінальній частині цієї структури в розрізі переважають піщані різновиди гірських порід, які представлені середньозернистими пісковиками, то в північно-західному напрямку в бік склепінної структури відбувається поступове заміщення середньо- і крупнозернистих пісковиків їх дрібнозернистими різновидами та глинами.

Таким чином, виходячи із геологічної будови неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони, нами встановлено ряд характерних особливостей впливу фізичних та петрофізичних параметрів продуктивних пластів на результати свердловинних геофізичних досліджень.

Для гелветських відкладів характерною особливістю є підвищена гамма-активність і порівняно малий питомий електричний опір газонасичених порід-колекторів.

Для сарматських відкладів характерна наявність порід-колекторів з великим вмістом зв'язаної води при коефіцієнті проникності $824,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ та коефіцієнті пористості 19,7 %, що відповідає третьому класу порід-колекторів за класифікацією А.А. Ханіна [2]. Окрім цього, за колекторськими властивостями продуктивні відклади дашавської світи за вмістом пісковиків можна розділити на дві групи.

На Хідновицькому родовищі до першої групи належать продуктивні відклади горизонтів НД-2, НД-3, НД-5 південно-східної периклінальної частини структури. Літологічно тут переважають середньо- та високопористі породи-колектори, які на діаграмах електрометрії

виділяються високими значеннями питомого електричного опору від 29 Ом·м до 35 Ом·м. До другої групи відносяться продуктивні відклади горизонтів НД-2 і НД-5 північно-західної частини структури. Відклади цієї групи складені середньопористими пісковиками і алевролітами. Пісковики займають другорядне місце. Глинисті алевроліти і піщано-алевролітистії глини не відносяться до промислових колекторів. На діаграмах електричного каротажу такі породи-колектори виділяються менш чітко і мають неоднозначність при їх визначенні.

Враховуючи складність геологічної будови сарматського та гелветського ярусів неогенової системи, нами проводились дослідження по встановленню основних причин зниження коефіцієнтів проникності ($K_{пр}$) порід-колекторів сарматського та гелветського ярусів при однакових достатньо високих значеннях коефіцієнтів пористості ($K_{п}$): (св. 5-Летня, глибина 1590 м, $K_{п}=19,7 \%$, $K_{пр}=824,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$); (св. 9-Летня, глибина 1588,5 м, $K_{п}=18,9 \%$, $K_{пр}=127,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$); (св. 28-Хідновичі, глибина 677,5 м, $K_{п}=14,8 \%$, $K_{пр}=231 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$); (св. 29-Хідновичі, глибина 1600 м, $K_{п}=16,1 \%$, $K_{пр}=389 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Із наведених вище глибин отримано притоки газу.

Як видно із розрахунків петрофізичних параметрів відбувається різка зміна коефіцієнта проникності, а як наслідок і зниження реальних дебітів видобутку газу із порід-колекторів однакового літолого-стратиграфічного комплексу неогенової системи. За результатами дослідження технологічних умов буріння нами встановлено, що у свердловинах, які використовували для приготування промивальної рідини хімічні реагенти, мало місце різке зниження коефіцієнтів проникнення порід-колекторів аж до їх повного закупорення.

При вирішенні оцінки впливу свердловинних умов на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів, слід, на нашу думку, поділити їх на групи, враховуючи геофізичні та петрофізичні параметри. Аналіз зазначених параметрів порід-колекторів неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття підтвердив доцільність такого поділу досліджуваних колекторів на групи (табл. 1, 2).

На колекції зразків гірських порід, відібраних з продуктивних відкладів цих площ нами були проведені дослідження з визначення впливу моделей фільтратів промивальних рідин на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів. Моделі фільтратів виготовлялись за даними подового аналізу компонентного складу реальних промивальних рідин, що використовувалися при розкритті продуктивних пластів на газоконденсатних родовищах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Модель фільтрату за кількістю мінеральних солей і основних хімреагентів (карбоксиметилцелюлози (КМЦ) і конденсованої сульфат-спиртової барди (КССБ)) відповідала їх середньому вмісту у промивальних рідинах. Окрім цього, з метою вивчення внесення дії добавок хімреагентів на фільтраційно-ємнісні

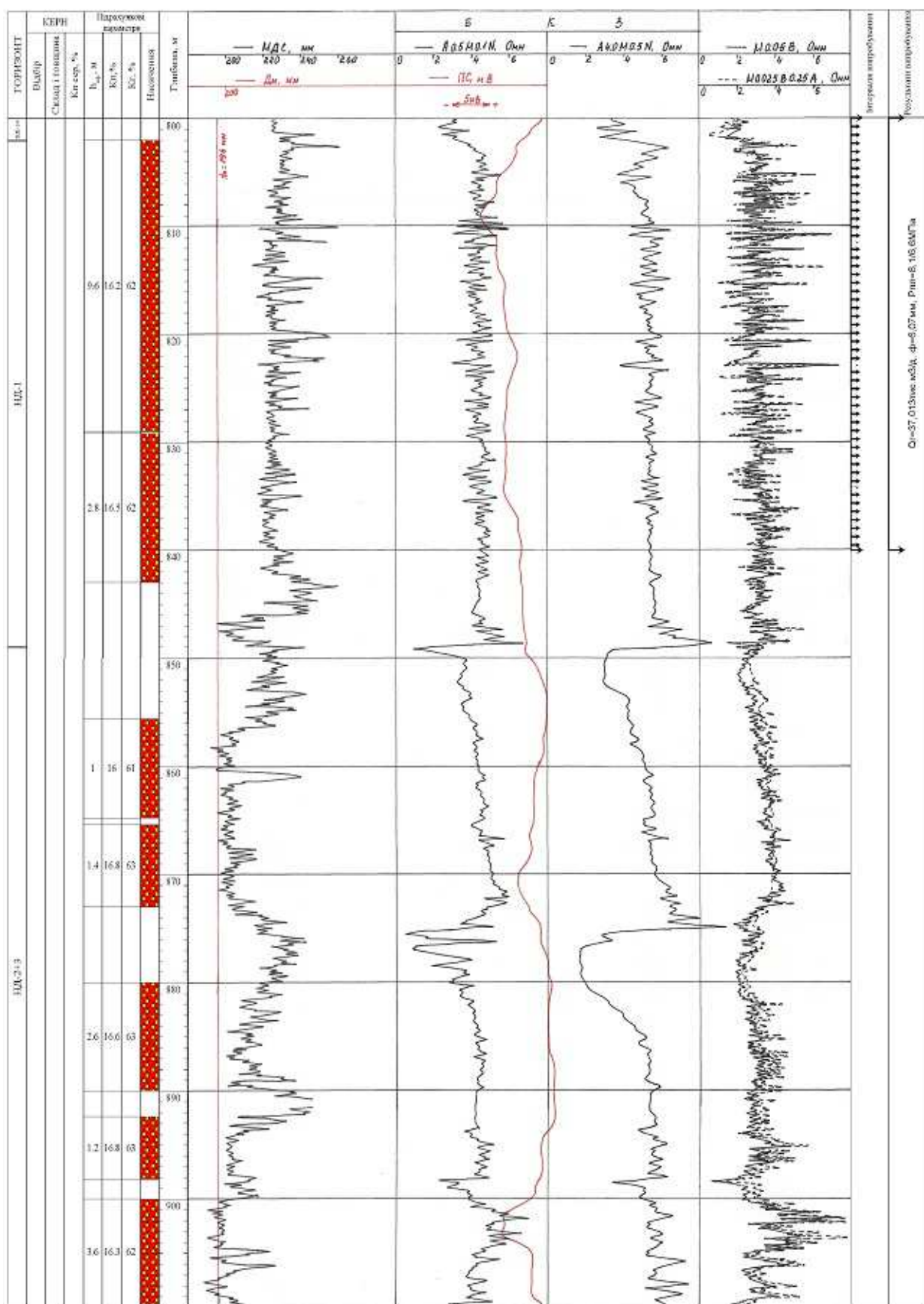


Рисунок 1 – Комплексні геофізичні дослідження продуктивних відкладів сарматського ярусу у свердловині 22-Хідновичі

Таблиця 1 - Поділ порід-колекторів неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття на групи за комплексом геофізичних параметрів

Виділена група порід-колекторів	Геофізичні параметри			
	P	$\Delta I\gamma$	$\alpha_{СП}$	ΔT , мкс/м
Перша група (III клас за А.А. Ханіним)	$\frac{26-105}{48}$	$\frac{0-0,04}{0,03}$	1	$\frac{224-243}{230}$
Друга група (IV-V клас за А.А. Ханіним)	$\frac{49-314}{166}$	$\frac{0-0,2}{0,1}$	$\frac{0,5-1}{0,8}$	$\frac{191-228}{207}$

Примітки: P - відносний електричний опір; $\Delta I\gamma$ - подвійний різницеви параметр радіоактивності; $\alpha_{СП}$ - відносна амплітуда самочинної поляризації; ΔT - інтервальний час розповсюдження повздовжніх пружних хвиль; **чисельник** - межі зміни величин; **знаменник** - середні значення величин.

Таблиця 2 - Поділ порід-колекторів неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття на групи за комплексом петрофізичних параметрів

Виділена група порід-колекторів	Геофізичні параметри				
	$K_{П.В}$, %	$K_{ПР.ЕФ}$, $\times 10^{-15}$, м ²	$K_{В.АД}$, кг/м ³	$K_{В.З}$, %	$R_{ЕФ}$, $\times 10^{-6}$, м
Перша група (III клас за А.А. Ханіним)	$\frac{12-19}{15,6}$	$\frac{10-200}{115}$	$\frac{1,9-5,6}{4,7}$	$\frac{8-14}{10,7}$	$\frac{2,8-9,7}{6,4}$
Друга група (IV-V клас за А.А. Ханіним)	$\frac{7-14}{9,9}$	$\frac{0,01-39}{4,1}$	$\frac{2,6-14,5}{8,6}$	$\frac{15-67}{33}$	$\frac{0,5-5,8}{4,2}$

Примітки: $K_{П.В}$ - коефіцієнт відкритої пористості; $K_{ПР.ЕФ}$ - коефіцієнт ефективної проникності; $K_{В.АД}$ - коефіцієнт адсорбційної водонасиченості; $K_{В.З}$ - коефіцієнт залишкової водонасиченості; $R_{ЕФ}$ - ефективний радіус порових каналів; **чисельник** - межі зміни величин; **знаменник** - середні значення величин.

Таблиця 3 – Схема комплексу досліджень із вивчення впливу фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів

Номер етапу	Найменування дослідження	Мета дослідження
1	Вивчення петрофізичних і геофізичних параметрів на зразках гірських порід	Характеристика порід-колекторів за сукупністю літологічних, петрофізичних і геофізичних ознак. Поділ порід на групи.
2	Моделювання впливу фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів	Отримання експериментальних даних про вплив фільтратів бурових розчинів з добавками хімреагентів на зміну ефективної пористості та проникності порід-колекторів
3	Вивчення можливостей застосування петрофізичних і геофізичних досліджень для прогнозування закупорювання порід-колекторів у присвердловинній зоні	Розроблення методики оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у присвердловинній зоні за даними петрофізичних і геофізичних досліджень та апробація її на конкретному родовищі.

властивості порід, що вивчаються, зразки обробляли також фільтратом з відповідною мінералізацією, але без добавок вказаних вище хімреагентів.

Схема комплексу досліджень для вирішення поставленої задачі наведена в табл. 3.

Лабораторні дослідження виконувалися як в атмосферних умовах, так і в умовах, наближених до пластових. Методичні прийоми, пов'язані з вивченням петрофізичних властивостей зразків гірських порід у атмосферних умовах, змістовно викладено у працях багатьох вітчизняних та зарубіжних дослідників (Н.С. Гу-

док, В.Н. Кобранова, Н.І. Нефьодова, Е.А. Поляков, Л.І. Орлов та ін.).

Петрофізичні вимірювання в умовах, наближених до пластових, виконувалися за допомогою спеціально сконструйованої установки. Сьогодні застосовується велика кількість аналогічних типів установок в різних виробничих і науково-дослідних організаціях, загальним недоліком яких є значна похибка вимірювання електричного опору нафтогазоводонасичених зразків порід-колекторів, що пов'язано з великим і непостійним перехідним контактним електричним опором електродів.

З метою усунення цього недоліку розроблено спеціалізований кернотримач - один із основних вузлів пристроїв для дослідження зразків гірських порід [3]. Особливістю даного кернотримача є наявність двох додаткових складових електродів, кожен з яких складається з жорсткої металевої обойми і електропровідного та еластичного в умовах досліджень робочого агента. Розроблений кернотримач дає змогу досліджувати зразки гірських порід при ефективних тисках від 0,1 до 100 МПа і температурах - від 20 до 150°C. При цьому нагрівання кернотримача разом із зразком здійснюється в термостаті. Був поставлений спеціальний експеримент, в якому одні й ті самі зразки гірських порід з однаковим ступенем водонасичення вимірювались при рівних термобаричних умовах із застосуванням розробленого кернотримача та звичайним способом. Отримані результати підтвердили зменшення контактного електричного опору електродів до 30% при дослідженні нафтоводонасичених зразків гірських порід.

За допомогою вдосконаленого кернотримача вдалося провести точні масові визначення петрофізичних параметрів на зразках гірських порід та отримати достовірні дані для проведення розрахунків. Це дало змогу змоделювати початкові умови нафтогазонасичених порід при залишковій водонасиченості. Через певний проміжок часу на них впливали фільтратом бурового розчину шляхом продавлювання його через досліджувані зразки в кількостях, рівних 2-3 об'ємам кожного зразка. Для стабілізації фізико-хімічних процесів, які відбуваються у присвердловинній зоні пласта (ПЗП), зразки витримувались в боксах при кімнатних умовах впродовж трьох місяців (середнього терміну контакту гірських порід із буровим розчином до проведення тампонажних робіт).

Оцінка впливу моделей фільтратів промислових рідин на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей пісковиків проводилася наступним чином. Коефіцієнти залишкової водонасиченості, ефективної проникності і пористості зразків керну, визначалися традиційними способами. За результатами вимірювань обчислювались коефіцієнти, що відображають зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в зоні проникнення фільтратів промислових рідин за формулами:

$$K_{3.1} = 1 - \frac{K_{П.ЕФ.1}}{K_{П.ЕФ}}, \quad (1)$$

$$K_{C.1} = 1 - \frac{K_{ПР.ЕФ.1}}{K_{ПР.ЕФ}}, \quad (2)$$

$$K_{3.2} = 1 - \frac{K_{П.ЕФ.2}}{K_{П.ЕФ}}, \quad (3)$$

$$K_{C.2} = 1 - \frac{K_{ПР.ЕФ.2}}{K_{ПР.ЕФ}}, \quad (4)$$

де $K_{3.1}$, $K_{3.2}$ - коефіцієнти закупорювання ефективного порового простору, відповідно, за рахунок проникнення фільтрату без та з добавками хімреагентів;

$K_{C.1}$, $K_{C.2}$ - коефіцієнти зниження ефективної проникності, відповідно, за рахунок проникнення фільтрату без та з добавками хімреагентів;

$K_{П.ЕФ}$, $K_{П.ЕФ.1}$, $K_{П.ЕФ.2}$ - коефіцієнти ефективної пористості порід-колекторів, насичених попередньо відповідно пластовою водою, фільтратом без хімреагентів та з добавками хімреагентів;

$K_{ПР.ЕФ}$, $K_{ПР.ЕФ.1}$, $K_{ПР.ЕФ.2}$ - коефіцієнти ефективної проникності порід-колекторів насичених попередньо відповідно пластовою водою, фільтратом без хімреагентів та з добавками хімреагентів.

Очевидно, що зниження ефективної проникності порід-колекторів для вуглеводнів є наслідком зміни структури й зменшення об'єму (закупорювання) ефективного порового простору. У зв'язку із цим вивчення взаємозв'язку між коефіцієнтами, що характеризують ці величини, тобто між коефіцієнтом зниження проникності K_C та коефіцієнтом закупорювання ефективного порового простору K_3 представляє науковий і практичний інтерес. Для порід-колекторів, що досліджувалися, між цими величинами незалежно від того яким фільтратом викликане закупорювання ефективної пористості порід-колекторів, нами встановлено кореляційну залежність (рис. 2).

Графік, що представлений на рис. 2, наглядно показує як при незначному зниженні ефективного порового простору теригених гранулярних колекторів, виникають істотні зменшення ефективної проникності. Виходячи із цього можна константувати, що, в першу чергу, із процесу фільтрації виключаються вузькі порожнини й звуження порових каналів, для повного закупорювання яких потрібна незначна кількість поглиненого фільтрату або його компонентів.

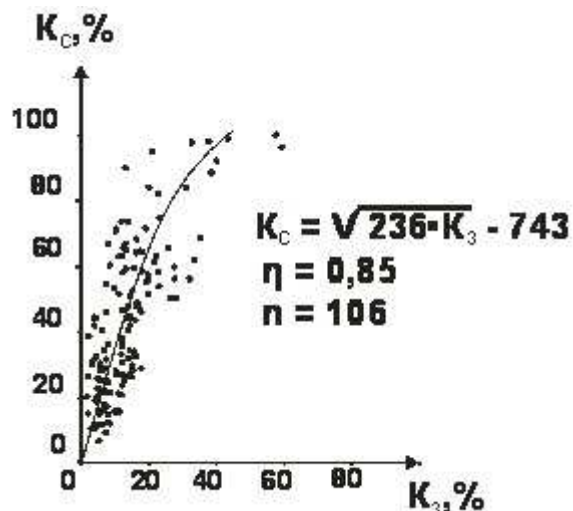


Рисунок 2 – Зв'язок зниження ефективної проникності (K_C) з закупорюванням ефективного порового простору (K_3) для пісковиків неогенових відкладів Летинської та Хідновицької площ Прикарпаття

Таблиця 3 – Зміна фільтраційно-ємнісних властивостей виділених груп порід-колекторів неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття під дією фільтратів бурових розчинів

Кількість досліджених зразків порід	$K_{п.в}, \%$	$K_{пр.еф} \times 10^{-15}, \text{м}^2$	$K_{в.з}, \%$	$C_{зл}, \%$	$Ref \times 10^{-6}, \text{м}$	$K_{з.2}, \%$	$K_{С.2}, \%$
24	Перша група порід-колекторів (III клас за А.А. Ханіним)						
	$\frac{12-19}{15,6}$	$\frac{19-200}{115}$	$\frac{8-14}{10,7}$	$\frac{1,2-17}{9,1}$	$\frac{2,8-9,7}{6,4}$	$\frac{3-19}{10,1}$	$\frac{19-54}{40,2}$
29	Друга група порід-колекторів (IV-V клас за А.А. Ханіним)						
	$\frac{7-14}{9,9}$	$\frac{0,01-39}{4,1}$	$\frac{15-67}{33}$	$\frac{3,7-35}{16,2}$	$\frac{0,5-5,8}{4,2}$	$\frac{10-56}{24,2}$	$\frac{27-100}{66,6}$

Примітки: **чисельник** - межі змін характеристик зразків гірських порід;
знаменник - середні значення характеристик зразків гірських порід

На практиці величина K_C може бути визначена при гідродинамічних дослідженнях продуктивних об'єктів у свердловинних, за даними яких іноді представляється можливість оцінити проникність самого пласта і його присвердловинної частини.

Результати досліджень керна матеріалу свідчать, що досліджувані породи-колектори мають певну адсорбційну здатність, яка обумовлена наявністю в цементі пісковиків і на самих зернах скелету деякої кількості глинистого матеріалу, що надає поровій поверхні порід-колекторів в основному гідрофільний характер. Тому проникнення в породу води меншої мінералізації у порівнянні з пластовою (навіть без добавок хімреагентів) призводить до збільшення товщини плівки зв'язаної води, а отже – до погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів (зменшується їх ефективна пористість на величину $K_{з.1}$ та знижується ефективна проникність на величину $K_{С.1}$). Від адсорбційної здатності поверхні порових каналів залежить також зниження фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід при проникненні в них фільтратів промивальних рідин з добавками хімреагентів (рис. 3).

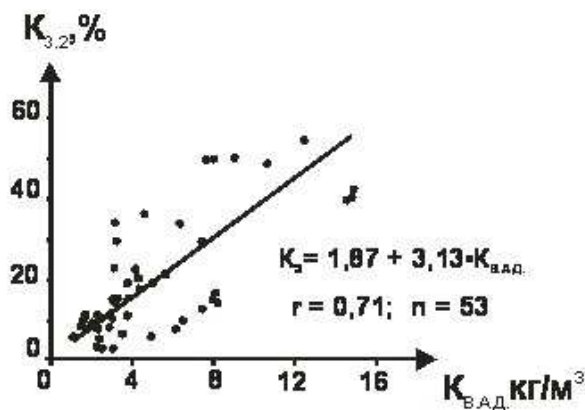


Рисунок 3 – Зв'язок закупорювання ефективного порового простору ($K_{з.2}$) з адсорбційною водонасиченістю ($K_{в.ад}$) для пісковиків неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття.

У табл. 3 для виділених груп порід-колекторів наведені середні значення закупорювання, які свідчать про те, що слабопроникні, низькопористі породи-колектори другої виділеної нами групи, які характеризуються підвищеною адсорбційною здатністю, більше піддалися згубному впливу фільтратів промивальних рідин. Ці породи при тривалій дії на них фільтратів з добавками таких хімреагентів як КССБ і КМЦ можуть повністю втратити свою фільтраційну здатність, яка не поновлюється навіть при репресіях 10-15 МПа.

Нами встановлено також, що на початковій стадії закупорювання ефективного порового простору гірських порід фільтратом промивальної рідини зменшення її ефективної пористості на 5% може викликати зниження ефективної проникності до 24 % (див. рис. 2).

Отже, із двох розглянутих величин, що характеризують погіршення колекторських властивостей гірських порід коефіцієнт K_C , який характеризує зменшення проникності, є більше чутливішим, чим коефіцієнт закупорювання ефективного порового простору K_3 .

Дієздатність методики прогнозування закупорювання присвердловинної зони пластів-колекторів підтверджуються також результатами випробування нафтогазових об'єктів. У пластах з позитивною характеристикою про їх продуктивність, але з підвищеними значеннями коефіцієнтів закупорювання ефективного порового простору ($K_3 > 17\%$) припливів вуглеводневої продукції не отримано зовсім або отримані досить незначні.

Апробація розробленого нами методу оцінки закупорювання колекторів на конкретних нафтогазових родовищах відображає його високу ефективність. Прогнозні коефіцієнти зниження ефективної проникності мають кореляційний зв'язок з тими геофізичними параметрами, які характеризують (або залежать) від пористості, мінерального складу та мінералізації пластового флюїду (рис. 4, 5).

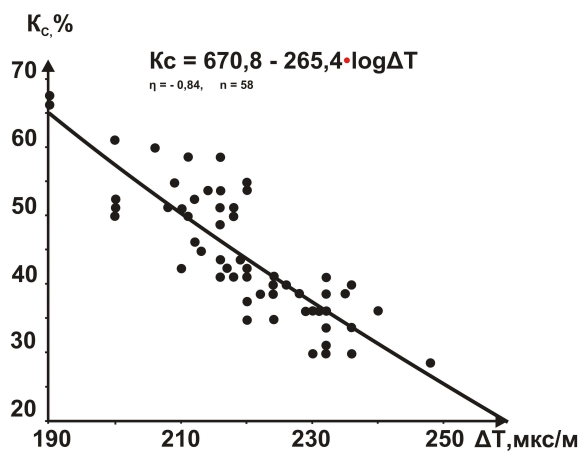


Рисунок 4 - Зв'язок коефіцієнта зниження ефективної проникності присвердловинної зони пластів-колекторів з інтервальним часом поширення поздовжніх пружних хвиль ΔT

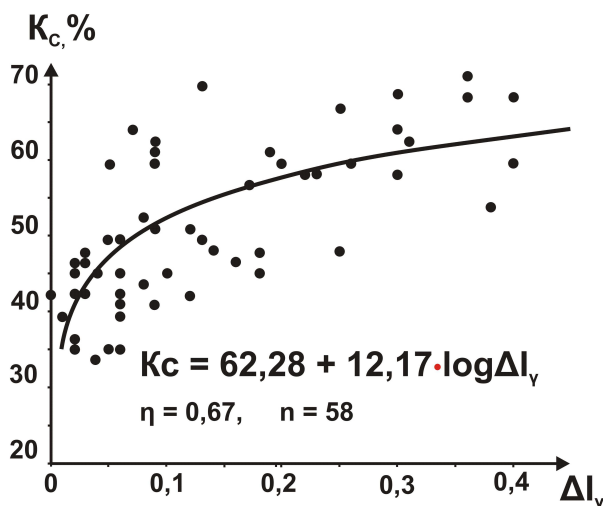


Рисунок 5 - Зв'язок коефіцієнта зниження ефективної проникності присвердловинної зони пластів-колекторів з подвійним різницею параметром радіоактивності ΔI_γ

Висновки

За результатами комплексного вивчення адсорбційних та інших літолого-петрофізичних властивостей гірських порід розроблено методику поділу теригенних порід-колекторів на групи, що відрізняються здатністю до закупорювання під впливом промивальних рідин.

Проникаючий у породу фільтрат промивальної рідини з хімреагентами КССБ і КМЦ призводить до погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів залежно від їх пористості, залишкової водонасиченості та проникності, що підтверджується наявністю кореляційних зв'язків між коефіцієнтами закупорювання та фільтраційно-ємнісними властивостями досліджуваних порід-колекторів.

Адсорбційна водонасиченість гірських порід, є величиною, що характеризує здатність порової поверхні порід адсорбувати різні речовини, у тому числі і компоненти фільтрату промивальної рідини. Це дає змогу використовувати встановлену характеристику для оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів та визначення ступеню закупорювання її ефективного порового простору під впливом проникних в породу фільтратів промивальних рідин.

Література

- 1 Федішин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / В.О. Федішин. – Київ.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.
- 2 Ханін А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханін. – М.: Недра, 1969. – 365 с.
- 3 А.с. 1298367 СССР, МКл Е 21 В 49/00 Устройство для исследования нефтегазоводонасыщенных кернов / А.А. Гаранин (СССР). – № 3929206/22-03; заявл. 04.06.85; опубл. 23.03.87. Бюл. № 11.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.01.14

Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Максимчуком В.Ю.**
(Карпатське відділення Інституту геофізики
ім. С.І Субботіна НАН України, м. Львів)

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЧИНИ ЗНОСУ ВУЗЛА З'ЄДНАННЯ КРИВОШИПА ТА ШАТУНА ВЕРСТАТА-ГОЙДАЛКИ

В.Я. Попович, В.Р. Харун

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727147,
e-mail: mechmach@nung.edu.ua

Розглянуто питання пов'язані з аналізом експлуатаційної довговічності вузлів верстата-гойдалки, а саме – вузла з'єднання шатуна з кривошипом. Виявлено, що внаслідок тривалої експлуатації в місці з'єднання шатуна та кривошипа поступово відбувається зношування отвору в якому знаходиться палець кривошипа. Причиною цього є послаблення затяжки корончатої гайки, яка розташована на пальці кривошипа, внаслідок чого втулка починає рухатись відносно кривошипа, тобто між ними утворюється обертова кінематична пара. Величина зносу досягає таких значень, що руйнується стінка між сусідніми отворами кривошипа, що приводить до неможливості експлуатації верстата-гойдалки загалом. Оскільки реакція в кінематичній парі "шатун-кривошип" приводить до виникнення сили тертя між втулкою та тілом кривошипа, то для визначення цієї реакції розроблена розрахункова схема, яка враховує геометричні розміри верстата-гойдалки, його масові та інерційні характеристики. Проаналізовано характер зміни реакцій в усіх кінематичних парах верстата-гойдалки. Проведено розрахунок максимальних значень реакцій в кінематичній парі "шатун-кривошип" для граничних глибин підвіски свердловинного штангового насоса та різних діаметрах його плунжера. Визначено необхідні значення моменту затяжки корончатої гайки, які забезпечують надійну роботу вузла з'єднання шатуна з кривошипом.

Ключові слова: штангова насосна установка, верстат-гойдалка, кінематична пара, реакція.

Рассмотрены вопросы, связанные с анализом эксплуатационной долговечности узлов станка-качалки, а именно – узла соединения шатуна с кривошипом. Обнаружено, что вследствие длительной эксплуатации в месте соединения шатуна с кривошипом постепенно происходит изнашивание отверстия в котором находится палец кривошипа. Причиной этого есть ослабление затяжки корончатой гайки, которая расположена на пальце кривошипа, вследствие чего втулка начинает перемещаться относительно кривошипа, то есть между ними возникает вращательная кинематическая пара. Размеры износа достигают таких значений, что разрушается стенка между соседними отверстиями кривошипа, что приводит к невозможности эксплуатации станка-качалки в целом. Поскольку реакция в кинематической паре "шатун-кривошип" приводит к возникновению силы трения между втулкой и телом кривошипа, то для определения этой реакции разработана расчетная схема, которая учитывает геометрические размеры станка-качалки, его массовые и инерционные характеристики. Проанализировано характер изменения реакций для всех кинематических пар станка-качалки. Проведен расчет максимальных значений реакции в кинематической паре "шатун-кривошип" для предельных глубин подвески скважинного штангового насоса и разных диаметрах его плунжера. Определены необходимые значения момента затяжки корончатой гайки, которые обеспечивают надежную работу узла соединения шатуна с кривошипом.

Ключевые слова: штанговая насосная установка, станок-качалка, кинематическая пара, реакция.

The article deals with the issues that relate to the analysis of operational durability of the pumping unit joints and, namely, connection joint between the crank and pitman arm. It has been found out that the hole in which the crank pin is located wears down gradually in the crank and pitman arm junction point due to long operation. The reason for this is the torque retention loss of the castle nut, which is located on the crank pin. Consequently the bush starts moving in relation to the crank, i. e. the rotational kinematic pair is formed between them. The wear extents reach such values that the wall between the crank adjacent holes is destroyed. Generally it leads to the impossibility of the pumping unit operation. Since the reaction in the kinematic pair "pitman arm – crank" leads to the friction force emergence between the bush and crank body, the analytical model that takes into account the geometric dimensions of the pumping unit, its mass and inertial characteristics has been developed to determine this reaction. The nature of reaction change in all the pumping unit kinematic pairs has been analyzed. Maximum reaction values in the kinematic pair "pitman arm – crank" for limit depths of the sucker rod pumping unit hanger and different diameters of its plunger have been calculated. The required torque values of the castle nut, which ensure reliable operation of the connection joint between the crank and pitman arm, have been calculated.

Key words: sucker rod pumping unit, pumping unit, kinematic pair, reaction

Вступ

На даний час видобуток нафти із свердловин ведеться переважно свердловинними штанговими насосними установками (СПНУ), які в якості виконавчого механізму привода використовують двоплечі верстата-гойдалки. Якісна робота цих установок залежить від належного стану вузлів виконавчого механізму, тому дана робота присвячена аналізу його експлуатаційної надійності.

Аналіз сучасних вітчизняних та закордонних досліджень і публікацій

Виконавчий механізм привода сприймає навантаження, які змінюються в процесі видобутку рідини з свердловини [1]. В свою чергу така зміна приводить до низької ефективності використання потужності приводних двигунів верстатів-гойдалок [2]. Незначне відхилення геометричних розмірів ланок виконавчого механізму, яке, наприклад, може бути викликане

зносом шпонкового з'єднання у місці кріплення кривошипа до вихідного вала редуктора, є причиною виникнення додаткової сили в шатунах. Відтак, зусилля передається по шатуні нерівномірно, що порушує правильну роботу кривошипів – вони починають працювати з поштовхами [3]. Шатун з'єднується шарнірно з кривошипом за допомогою пальця кривошипа, який конусною поверхнею монтується в отвір кривошипа і через розжимну втулку затягується гайкою. Найбільшому зносу підлягають втулка, палець кривошипа та підшипник [4].

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми

Візуальний огляд ланок виконавчого механізму показав, що в місці з'єднання шатуна з кривошипом спостерігається зношування отвору, в якому знаходиться втулка кривошипа (рисунок 1).



Рисунок 1 – Вузол з'єднання шатуна з кривошипом після експлуатації

Подальша експлуатація такого вузла може привести до руйнування стінки між сусідніми отворами (рисунок 2).



Рисунок 2 – Руйнування стінки між сусідніми отворами кривошипа

Палець кривошипа 1 (рисунок 3) з однієї сторони має циліндричну форму, на якій встановлений підшипник 2, та конічну форму – з іншої, яка розміщена у втулці 3. Підшипник, в свою чергу, розміщений в нижній головці шатуна 4, а втулка – в отворі кривошипа 5. Таким чином зусилля R_{12} з шатуна передається через підшипник на палець кривошипа, потім на втулку і далі на тіло кривошипа.

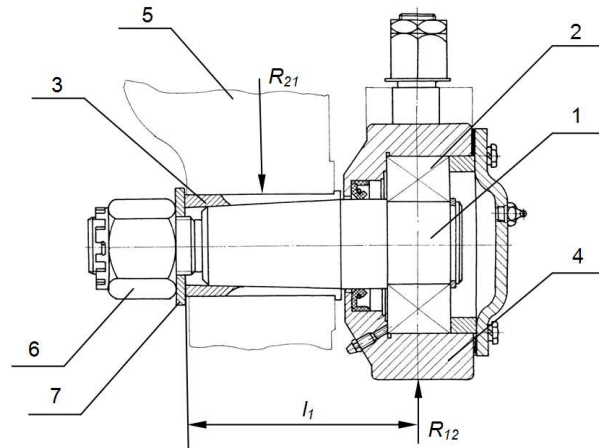


Рисунок 3 – Конструкція вузла з'єднання шатуна з кривошипом

Втулка утримується на пальці кривошипа конусною посадкою, а фіксація двома шпонками робить неможливим поворот втулки навколо осі пальця кривошипа. В той самий час повертання втулки відносно балки кривошипа унеможлиблюється за рахунок затяжки конусної гайки 6, яка притискає шайбу 7 до втулки і, за рахунок конусної посадки, створює радіальні напруження в тілі кривошипа.

При затяжці з'єднання осьовим зусиллям F_0 (рисунок 4) на робочих ділянках b_0 та a_0 втулки виникає тиск [5]

$$q_0 = \frac{F_0}{\pi d_0 (L_0 - l_0) \left(\tan \frac{\alpha_k}{2} + f \right)} \quad (1)$$

де α_k – кут конусності втулки і пальця кривошипа;

f – коефіцієнт тертя.

Під час прикладання до нижньої головки шатуна зусилля R_{12} тиски в площині прикладання цього зусилля на робочих ділянках контактуючих поверхонь кривошипа, втулки та пальця перерозподіляються відповідно до схем епюр напружень, приведених на рисунку 4 над та під деталями з'єднання. Верхня схема показує розподіл питомого тиску на контактуючих поверхнях, повернутих в напрямку дії вектора зусилля R_{12} , нижня схема – для напрямку протилежного до дії вектора.

Умовою надійної роботи з'єднання є за безпечення його повного контакту в будь-якій точці з'єднання, що виражається співвідношенням

$$q_{\min} = q_0 - \frac{4}{\pi} \frac{F_0}{d_0 L_0} \left(2 + 3 \frac{L_1}{L_0} \right) \frac{1}{1 - \left(\frac{l_0}{L_0} \right)^2} > 0. \quad (2)$$

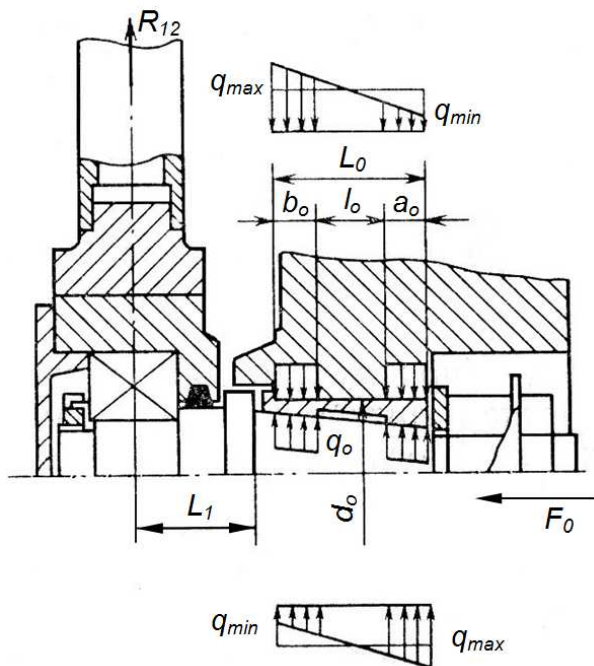


Рисунок 4 – Схема вузла шарнірного з'єднання шатуна з кривошипом

З іншого боку, максимальний контактний тиск в з'єднанні не повинен перевищувати допустимий q^{adm}

$$q_{max} = q_0 + \frac{4}{\pi} \frac{F_0}{d_0 L_0} \left(2 + 3 \frac{L_1}{L_0} \right) \frac{1}{1 - \left(\frac{l_0}{L_0} \right)^2} \leq q^{adm}. \quad (3)$$

Оптимальне відношення між довжинами ділянок b_0 та a_0

$$a_0 / b_0 = \frac{1 + 3L_1 / L_0}{2 + 3L_1 / L_0}. \quad (4)$$

Для пари втулка (сталь 45) – кривошип (чавун СЧ18-36) $q^{adm} = 140 \text{ МПа}$.

Враховуючи вирази (1) та (2) оптимальне зусилля зтяжки

$$F_0 = \frac{4R_{12} (2 + 3L_1 / L_0) \operatorname{tg} \left(\frac{\alpha_k}{2} + f \right)}{1 + l_0 / L_0}. \quad (5)$$

Враховуючи значення зусилля зтяжки можна визначити рекомендований момент зтяжки за формулою [6]

$$M_{зам} \approx 0,15 \cdot F_0 \cdot d, \quad (6)$$

де d – зовнішній діаметр різьби.

При послабленні зтяжки корончатої гайки 6 втулка 3 починає рухатись відносно кривошипа, тобто між ними утворюється оберտальна кінематична пара, схема розподілу сил якої показана на рисунку 5 [7].

Зі сторони шатуна до втулки прикладена реакція R_{21} , і, оскільки втулка має можливість провертатись з кутовою швидкістю ω , діє також момент тертя M_m , наслідком якого є виникнення сили тертя F_m , яка сприяє поступовому зносу балки кривошипа. Внаслідок цього точка прикладання реакції зміщується з лінії дії сили

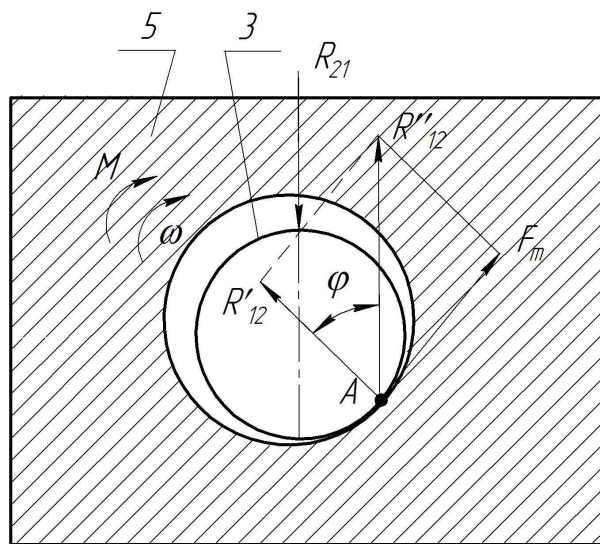


Рисунок 5 – Розподіл сил в кінематичній парі втулка-кривошип

R_{21} в точку А і її можна визначити за формулою:

$$F_m = R'_{12} \cdot f = R''_{12} \cdot f \cdot \cos \varphi, \quad (7)$$

де φ – кут тертя.

Момент тертя між втулкою та тілом кривошипа буде визначатись за формулою:

$$M_m = f \cdot R_{12} \cdot r_{em}, \quad (8)$$

де $f = 0,3$ – коефіцієнт тертя спокою між матеріалом втулки та кривошипа (сталь-чавун);

r_{em} – радіус втулки.

Отвір також має чітко виражений конус більшого діаметра біля краю отвору, який можна пояснити дією згинаючого моменту:

$$M_{зг} = R_{12} \cdot l_1, \quad (9)$$

де l_1 – відстань від лінії дії сили R_{21} до шайби 7 (рисунок 3).

Формування цілі

Таким чином задача визначення сили тертя і зносу між втулкою та балкою кривошипа зводиться до визначення реакції R_{21} .

Основний матеріал

В процесі роботи на ланки виконавчого механізму верстата-гойдалки діють зовнішні сили та моменти (сила корисного опору, що діє на точку підвіски штанг, сили ваги, сили та моменти сил інерції ланок) та внутрішні сили – реакції в кінематичних парах. Зношування вузла з'єднання кривошипа з шатуном викликано реакцією R_{12} (рисунок 6), яка в роботі [8] визначена за спрощеною формулою тобто не враховувала сили та моменти сил інерції балансира.

Більш повна формула пропонується нижче:

$$R_{12} = \frac{k_1}{k} \times \frac{(F_{k0} + m_{\Sigma} \cdot g) \cdot \cos(\pi - \varphi_3) + \Phi_{\Sigma} \cdot \cos \varphi_3 + M_{\varphi_3}}{\cos(\nu)}, \quad (10)$$

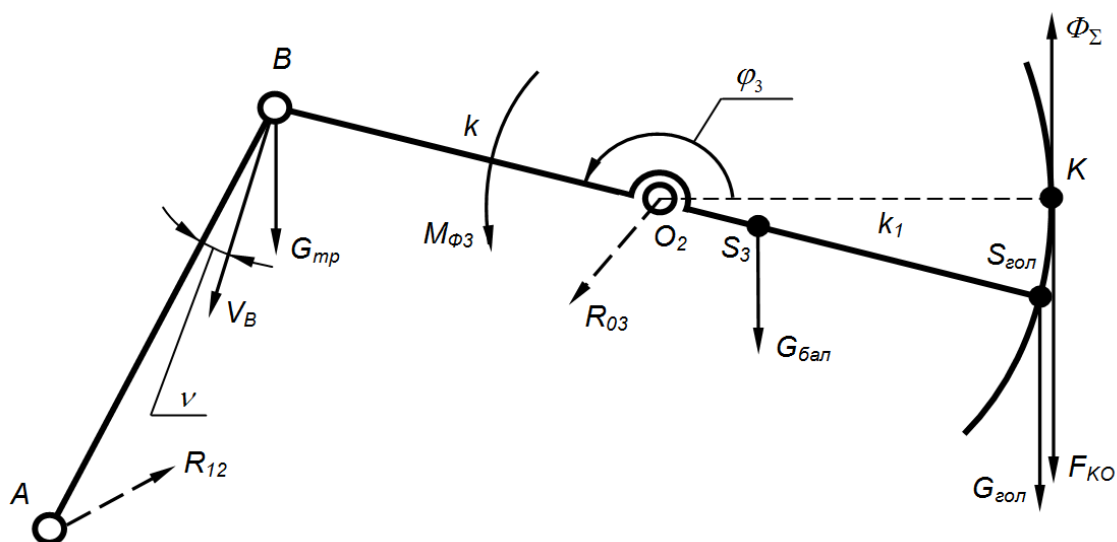


Рисунок 6 – Розрахункова схема для силового розрахунку вузла “шатун-балансир” верстата-гойдалки

де k, k_1 – довжина заднього та переднього плечей балансира;

F_{ko} – сила корисного опору, що діє в точці підвіски штанг;

Φ_{Σ} – сила інерції від зведеної маси m_{Σ}

$$\Phi_{\Sigma} = m_{\Sigma} \cdot a_{\Sigma}^y = m_{\Sigma} \cdot k_1 \cdot \Pi''_{\varphi_3}; \quad (11)$$

M_{φ_3} – момент сили інерції балансира

$$M_{\varphi_3} = \varepsilon_3 \cdot J_{S3} = (\Pi''_{\varphi_3} \cdot \omega_1^2 + \Pi'_{\varphi_3} \cdot \varepsilon_1) \cdot J_{S3}; \quad (12)$$

ω_1, ε_1 – відповідно кутова швидкість та прискорення кривошипа;

$\Pi'_{\varphi_3}, \Pi''_{\varphi_3}$ – перша та друга передавальні функції балансира

$$\Pi'_{\varphi_3} = \frac{r \cdot \sin(\varphi_1 - \varphi_2)}{k \cdot \sin(\varphi_3 - \varphi_2)}; \quad (13)$$

$$\Pi''_{\varphi_3} = -\frac{l \cdot \Pi'_{\varphi_3} - k \cdot \Pi'^2_{\varphi_3} \cdot \cos(\varphi_2 - \varphi_3)}{k \cdot \sin(\varphi_2 - \varphi_3)} - \frac{r \cdot \cos(\varphi_1 - \varphi_3)}{k \cdot \sin(\varphi_2 - \varphi_3)}; \quad (14)$$

m_{Σ} – маса зведена в точку підвіски штанг

$$m_{\Sigma} = \frac{m_{mp} \cdot \kappa + m_{\delta} \cdot (\kappa - \kappa_1) - m_{зол} \cdot \kappa_1}{\kappa_1}, \quad (15)$$

де $m_{mp}, m_{\delta}, m_{зол}$ – маса траверси, тіла та головки балансира;

φ_3 – кут повороту балансира;

ν – кут передачі навантаження з балансира на шатун верстата-гойдалки.

Формула (10) не враховує маси шатунів, оскільки вони незначні в порівнянні з іншими масами ланок виконавчого механізму.

Розглянемо як змінюється реакція за один оберт кривошипа. Для цього скористаємось розрахунковою моделлю виконавчого механізму верстата-гойдалки [8], яка дозволяє визначати кінематичні параметри (рисунок 7).

Положення шатуна АВ та балансира ВК в будь-який момент часу однозначно визначаються кутами φ_2 та φ_3 , які є функціями кута φ_1 – положення кривошипа. Ці кути знаходимо за наступними рівняннями:

$$\begin{cases} l \cos \varphi_2 = d_1 \cos \alpha_2 + k \cos \varphi_3, \\ l \sin \varphi_2 = d_1 \sin \alpha_2 + k \sin \varphi_3, \end{cases} \quad (16)$$

$$\text{де } \alpha_2 = \arctg \left(\frac{Y_{O_2} - Y_A}{X_{O_2} - X_A} \right).$$

Кути φ_2 та φ_3 знаходимо з рисунка 7:

$$\begin{cases} \varphi_2 = \alpha_1 + \alpha_2, \\ \varphi_3 = \varphi_2 + \alpha_3, \end{cases} \quad (17)$$

де

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= \arccos \left(\frac{d_1^2 + l^2 - k^2}{2d_1l} \right); \\ \alpha_3 &= \arccos \left(\frac{k^2 + l^2 - d_1^2}{2kl} \right). \end{aligned} \quad (18)$$

Результати розрахунків представлені як годографи реакцій в кінематичних парах виконавчого механізму верстата-гойдалки (рисунок 8).

Розглянемо, як змінюється момент затяжки корончатої гайки при роботі на граничних глибинах підвіски свердловинного штангового насоса. Для цього проведемо розрахунок максимальних значень F_{ko} , а отже й максимальних значень реакції R_{21} , згідно рекомендованих [9] конструкцій штангових колон.

Результати розрахунків довжин штангових колон з врахуванням маси штанг та муфт приведені в таблицях 3 та 4.

Результати обчислень реакції R_{12} , осьової сили затяжки F_0 та моменту затяжки $M_{зат}$ показані в таблиці 5.

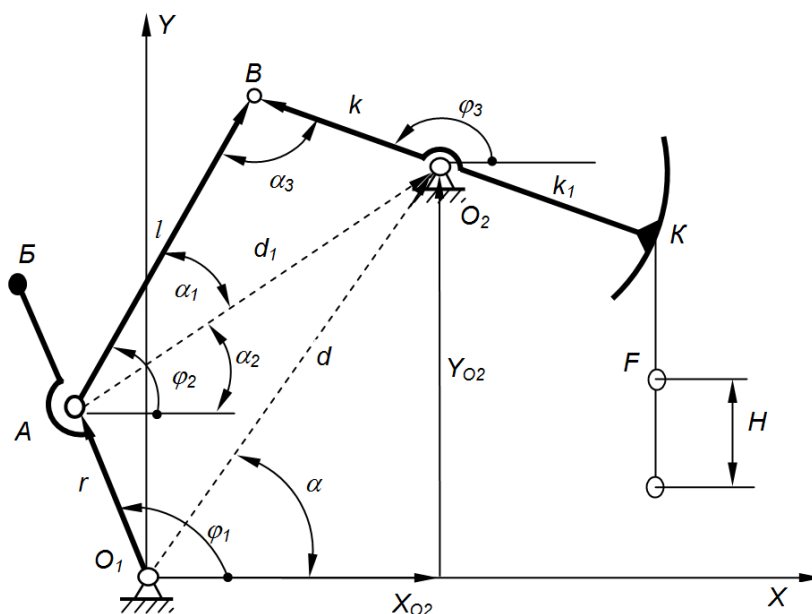


Рисунок 7 – Векторний контур механізму верстата-гойдалки

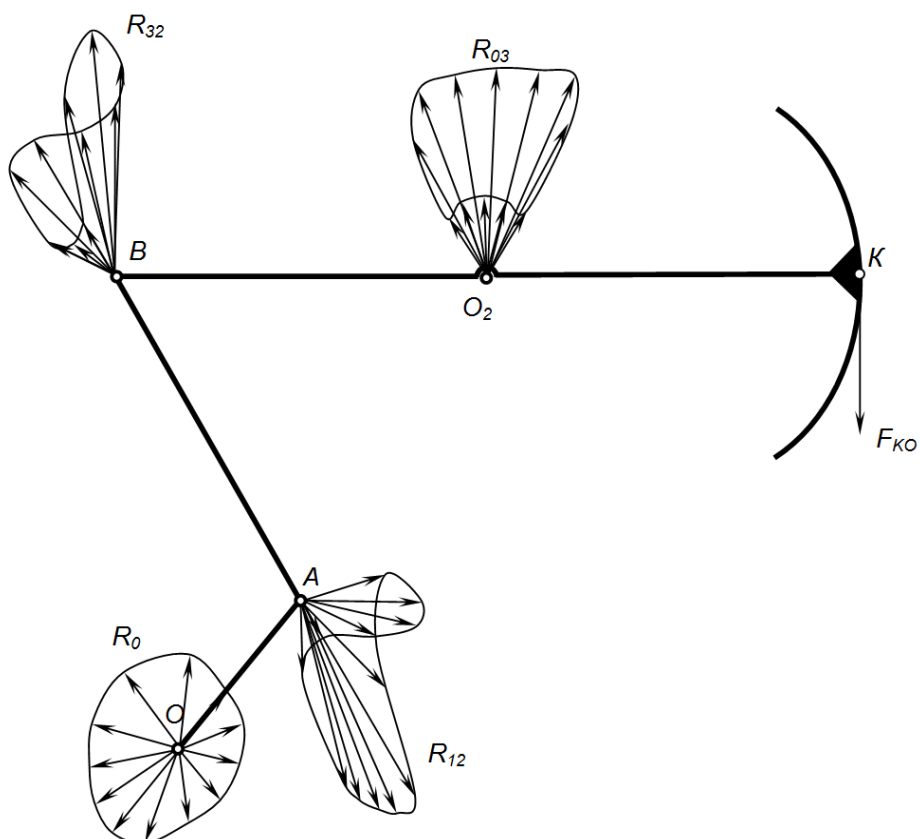


Рисунок 8 – Схема верстата-гойдалки з годографами реакцій

Таблиця 1 – Рекомендовані максимальні глибини спуску насосів на штангах із легованих сталей марок 20НМ і 15НМ (зведене напруження $\sigma_{36} = 90 \text{ МПа}$)

Конструкція колони	Глибина спуску (м) при діаметрі насоса (мм)						
	28	32	38	43	55	70	95
Триступінчаста	2450	2200	1900	1620	-	-	-
Двоступінчаста	-	-	-	-	1230	910	-
Одноступінчаста	-	-	-	-	-	-	610

Таблиця 2 – Конструкція колони штанг

Конструкція колони	Діаметр штанг, мм	Довжина ступенів колони, % до глибини спуску при діаметрі насоса (мм)						
		28	32	38	43	55	70	95
Триступінчаста	25	20	23	26	31			
	22	23	26	30	35	-	-	-
	19	57	51	44	34			
Двоступінчаста	25	-	-	-	-	40	55	-
	22					60	45	
Одноступінчаста	25	-	-	-	-	-	-	100

Таблиця 3 – Довжини ступенів колони

Конструкція колони	Діаметр штанг, мм	Довжина ступенів колони в м (кількість штанг довжиною 8м) при діаметрі насоса (мм)						
		28	32	38	43	55	70	95
Триступінчаста	25	488(61)	504(63)	496(62)	504(63)			
	22	560(70)	576(72)	568(71)	568(71)	-	-	-
	19	1400(175)	1120(140)	840(105)	552(69)			
Двоступінчаста	25	-	-	-	-	496(62)	504(63)	-
	22					736(92)	408(51)	
Одноступінчаста	25	-	-	-	-	-	-	608(76)
Загальна довжина колони	-	2448	2200	1904	1624	1232	912	608

Таблиця 4 – Маса складових колони штанг

Конструкція колони	Діаметр штанг, мм	Маса ступеня колони штанг в повітрі (кг) при діаметрі насоса (мм)						
		28	32	38	43	55	70	95
Триступінчаста	25	1930,69	1993,75	1962,3	1993,5			
	22	1715	1764	1739,5	1739,5	-	-	-
	19	3200,75	2560,6	1920,45	1262,01			
Двоступінчаста	25	-	-	-	-	1962,3	1993,95	-
	22					2254	1249,5	
Одноступінчаста	25	-	-	-	-	-	-	2405,4
Конструкція колони	Діаметр штанг, мм	Маса муфт (кг) при діаметрі насоса (мм)						
		28	32	38	43	55	70	95
Триступінчаста	25	63,44	65,52	64,48	65,58			
	22	43,4	44,64	44,02	44,02	-	-	-
	19	82,25	65,8	49,35	32,43			
Двоступінчаста	25	-	-	-	-	64,48	65,52	-
	22					57,04	31,62	
Одноступінчаста	25	-	-	-	-	-	-	79,04
Конструкція колони		Маса штангової колони (кг) при діаметрі насоса (мм)						
		28	32	38	43	55	70	95
Триступінчаста		7036	6495	5780	5138			
Двоступінчаста						4338	3341	
Одноступінчаста								2485

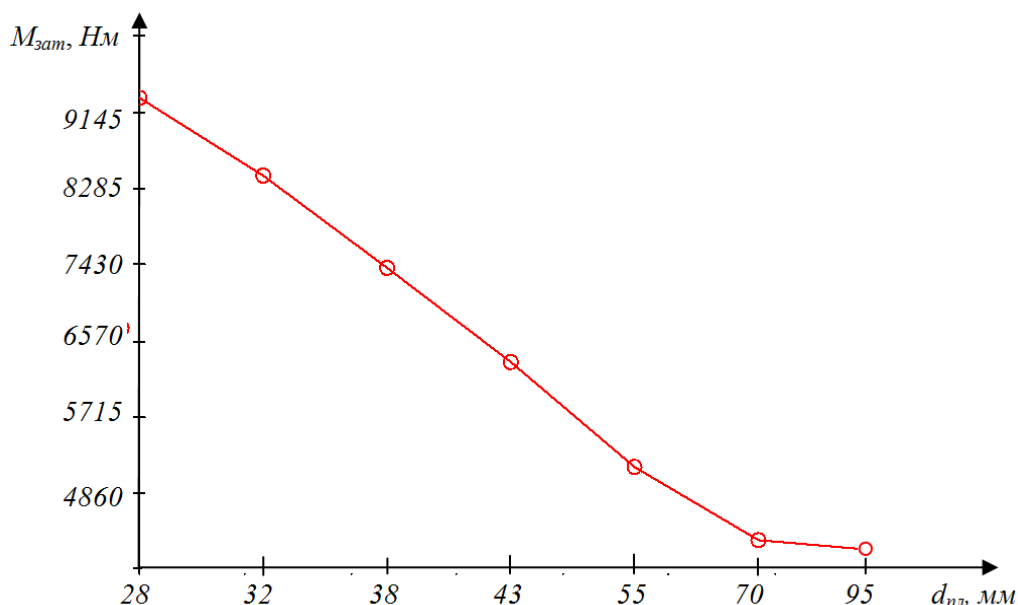


Рисунок 9 – Залежність величини моменту зтяжки від діаметра плунжера насоса

На рисунку 9 графічно проілюстровані результати розрахунків, які приведені в таблиці 5. Як видно з графіка необхідна осьова сила зтяжки, а отже й момент зтяжки, зростає зі зменшенням діаметру плунжера свердловинного насоса, оскільки такі плунжери застосовують в насосах, котрі працюють на значних глибинах, при цьому маса штангової колони є найбільшою. Залежність ця має нелінійний характер - необхідний момент зтяжки активно зростає починаючи з плунжера діаметром 43 мм.

Висновки

1. Для уникнення зносу вузла з'єднання шатуна з кривошипом в процесі експлуатації верстата-гойдалки необхідно контролювати момент зтяжки корончатої гайки.

2. Необхідний момент зтяжки залежить від максимального навантаження, тобто від конструкції колони штанг та діаметра плунжера і найбільших значень приймає при діаметрі плунжера насоса 28мм.

Література

1 Малько Б.Д. Вплив характеристик наземного та глибинного обладнання на режим роботи верстата-качалки / Б.Д.Малько, В.Р.Харун, В.Я.Попович // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2006. – № 1. – С. 65-70.

2 Малько Б.Д. Аналіз ефективності використання потужності / Б.Д.Малько, В.Я.Попович, В.Р.Харун, В.Д.Кварцяний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 1. – С. 49-52.

3 Крижанівський Є.І. Аналіз структурних схем виконавчих механізмів верстатів-качалок. / Є.І. Крижанівський, Б.Д. Малько, В.Я. Попович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 2. – С. 73-76.

4 Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования: учебно-практическое пособие; Том 2. / В.Ф. Бочарников. – М.: Инфра-Инженерия, 2008. – 574 с.

5 Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: для вузов / Л.Г.Чичеров, Г.В.Молчанов, А.М.Рабинович и др. – М.: Недра, 1987. – 422 с.

6 Расчет на прочность деталей машин: справочник / И.А.Биргер, Б.Ф.Шорр, Г.Б.Иосилевич. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1979. – 702 с., ил.

7 Артоболевский И.И. Теория механизмов и машин / И.И. Артоболевский. – М.: Наука, 1975. – 640 с.

8 Харун В.Р. Обґрунтування раціональних параметрів виконавчих механізмів верстатів-качалок: дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – Івано-Франківськ, 2004. – 213 с.

9 Оркин К.Г. Расчеты в технологи и технике добычи нефти / К.Г. Оркин, А.М. Юрчук. – М.: Недра, 1967. – 380 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

08.11.13

Рекомендована до друку

професором Крижанівським Є.І.

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

канд. техн. наук Тарабаріновим П.В.

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

ВИЗНАЧЕННЯ ЗАКОНУ РУХУ ТОЧКИ ПІДВІСУ ШТАНГ ВЕРСТАТІВ-ГОЙДАЛОК

О.Я. Дубей

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727116,
e-mail: hidro@nung.edu.ua

З метою визначення швидкості руху точки підвісу штанг верстата-гойдалки використано нелінійне диференціальне рівняння руху всього агрегату. Величини, які входять до цього рівняння, визначались за методом замкнутого векторного контуру. Вказане диференціальне рівняння розв'язувалося числовим способом Адамса-Крилова на прикладі верстата-гойдалки СК8-3,5-4000, який приводить в рух плунжерний насос з діаметром плунжера 38 мм, встановлений на глибині 1530 м. При цьому не враховувалися деформації колони штанг, які мають місце на початку ходу точки підвісу штанг угору і вниз. За результатами виконаного дослідження встановлено, що врахування нерівномірності обертання кривошипа верстата-гойдалки незначно впливає на швидкість руху точки підвісу штанг, але неврахування цієї нерівномірності обертання кривошипа означає нехтування значним моментом сил інерції на валу кривошипа, що, очевидно, неприпустимо у ході дослідження динамічних процесів його роботи.

Ключові слова: верстат-гойдалка, точка підвісу штанг, передаточні функції, нелінійне диференціальне рівняння.

С целью определения скорости движения точки подвеса штанг станка-качалки использовано нелинейное дифференциальное уравнение движения всего агрегата. Величины, входящие в это уравнение, определялись при использовании метода замкнутого векторного контура. Указанное дифференциальное уравнение решалось численным способом Адамса-Крылова на примере станка-качалки СК8-3,5-4000, который приводит в движение плунжерный насос диаметром 38 мм на глубине 1530 м. При этом не учитывались деформации колонны штанг, возникающие в начале хода точки подвеса штанг вверх и вниз. В результате выполненного исследования установлено, что учет неравномерности вращения кривошипа станка-качалки незначительно влияет на скорость движения точки подвеса штанг, но учет этой неравномерности вращения кривошипа означает неучет значительного момента сил инерции на валу кривошипа, что, очевидно, недопустимо при исследовании динамических процессов при его работе.

Ключевые слова: станок-качалка, точка подвеса штанг, передаточные функции, нелинейное дифференциальное уравнение.

Nonlinear differential equation of the whole unit motion is used to determine the speed of the rod suspension point of the beam-pumping units. The values included in this equation were determined by using the method of closed vector path. The specified differential equation was resolved by the Adams and Krylov's numerical method on the example of the beam pumping unit SK8-3,5-4000 which drives the plunger pump, plunger diameter of which is 38 mm, at the depth of 1530 m. At the same time, it doesn't take into account the deformation of the rod string that happens at the beginning of the upward as well as downward movement of the rod suspension point. According to the study results it was found out that considering the uneven rotation of the beam-pumping unit crank slightly affects the speed of the rod suspension point but dropping this irregularity in crank speed rotation means neglecting a significant moment of inertia forces on the crank shaft, which is obviously unacceptable in the study of dynamic processes in its work.

Key words: beam-pumping unit, rod suspension point, transfer functions, nonlinear differential equation.

При видобуванні нафти зі свердловин за допомогою глибинних штангових насосів, які приводяться в рух верстатами-гойдалками, важливе значення має знання швидкості руху точки підвісу штанг. В результаті диференціювання цієї швидкості за часом отримується прискорення точки підвісу штанг, а, отже, стає можливим визначення інерційного навантаження на колону штанг. Для встановлення закону руху плунжера глибинного насоса насамперед необхідно визначити закон руху точки підвісу штанг. Крім того, при дослідженні швидкості руху продукції свердловини вздовж її стовбура також необхідно знати швидкість руху точки підвісу штанг.

Питання кінематики верстатів-гойдалок досить ґрунтовно розглянуто у монографії [1]. Тут разом із елементарною й уточненою теорією розглянуто і точне визначення швидкості та прискорення точки підвісу штанг.

У навчальній літературі аналітична кінематика кривошипно-коромислового механізму, яким є механізм верстата-гойдалки, наводиться в [2, 3]. У цих роботах також отримано аналітичні формули для кутової швидкості і прискорення коромисла. Але в усіх літературних джерелах кутова швидкість кривошипа верстата-гойдалки приймалася сталою величиною. Реально ж кутова швидкість кривошипа верстата-гойдалки, не дивлячись на його силове зрівноваження, не є сталою величиною. І, очевидно, що це певним чином впливає на швидкість і особливо прискорення точки підвісу штанг.

Мета даної роботи полягає у визначенні закону руху точки підвісу штанг з врахуванням нерівномірності обертального руху кривошипа і перевірка того, наскільки необхідним є врахування нерівномірності обертального руху кривошипа під час визначення швидкості руху точки підвісу штанг. Для досягнення поставле-

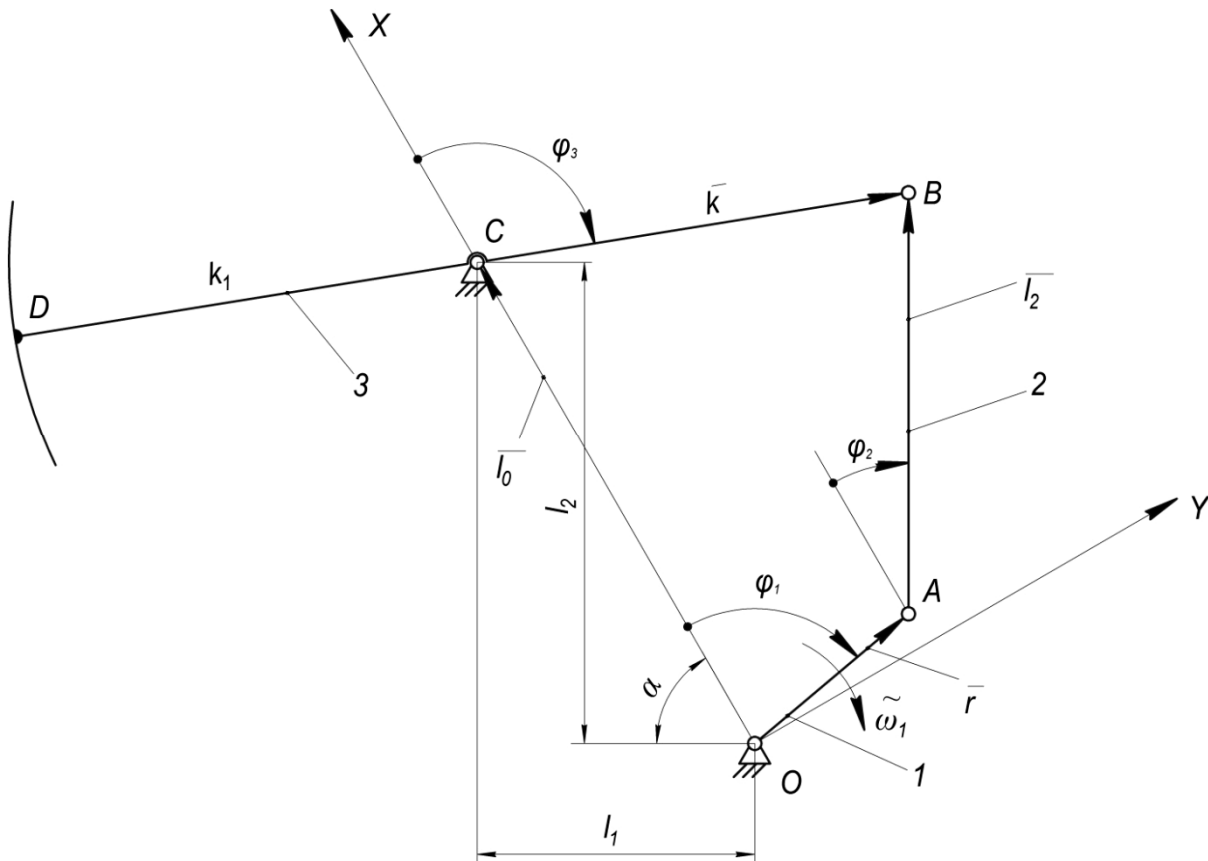


Рисунок 1 – Структурна схема механізму верстата-гойдалки

ної мети необхідно розв'язати дві задачі. Перша задача пов'язана зі знаходженням кутової швидкості кривошипа під дією всіх силових навантажень і врахуванні всіх рухомих мас агрегату. Друга задача пов'язана зі знаходженням швидкості руху точки підвісу штанг при використанні попередньо знайденої кутової швидкості кривошипа.

При виконанні першої задачі необхідно розв'язати диференціальне рівняння руху верстата-гойдалки [2]:

$$I_{36} \frac{d\omega_1}{dt} + \frac{\omega_1^2}{2} \frac{dI_{36}}{d\varphi_1} = M_{36}^P + M_{36}^{O+G}, \quad (1)$$

де I_{36} – зведений до кривошипа момент інерції верстата-гойдалки з врахуванням мас його привода, мас колони штанг і свердловинної ридини, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$;

ω_1 – кутова швидкість кривошипа, рад/с ;

M_{36}^P , M_{36}^{O+G} – зведені до кривошипа моменти рушійних сил (обертального моменту електродвигуна), сил опору і ваги, $(\text{Н} \cdot \text{м})$;

φ_1 – кут повороту кривошипа, град (рад) ;

t – час руху, с .

Почнімо розв'язання поставленої проблеми із другої задачі. При цьому використаємо іншу методику кінематичного аналізу у порівнянні з тією, що прийнята у монографії [1].

На рис. 1 зображена структурна схема механізму верстата-гойдалки із вказанням його геометричних розмірів, що впливають на шви-

дкість руху точки підвісу штанг. Модуль швидкості точки підвісу штанг дорівнює модулю швидкості точки D балансира (коромисла). Для знаходження швидкості точки D коромисла використовуємо метод замкнутого векторного контура [4]

$$\bar{r} + \bar{l} = \bar{l}_0 + \bar{k}. \quad (2)$$

Очевидно, що $l_0 = \sqrt{l_1^2 + l_2^2}$.

Проекціюємо векторне рівняння (2) на осі вибраної декартової системи координат

$$\begin{cases} r \cos \varphi_1 + l \cos \varphi_2 = l_0 + k \cos \varphi_3, \\ r \sin \varphi_1 + l \sin \varphi_2 = k \sin \varphi_3. \end{cases} \quad (3)$$

Виключаючи з рівнянь (3) кут φ_2 , отримаємо рівняння

$$a = u \sin(\varphi_3 + \varphi_{30}), \quad (4)$$

де $a = \frac{k^2 + x^2 + y^2 - l^2}{2k}$, $x = r \cos \varphi_1 - l_0$,

$$y = r \sin \varphi_1, \quad u = \sqrt{x^2 + y^2},$$

$$\sin \varphi_{30} = \frac{x}{u}, \quad \cos \varphi_{30} = \frac{y}{u}.$$

З рівняння (4) отримаємо

$$\varphi_3 = \arcsin \frac{a}{u} + \arccos \frac{y}{u}. \quad (5)$$

Першу передаточну функцію механізму і кутову швидкість балансира одержуємо у вигляді

$$\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} = \frac{a'u - au'}{u\sqrt{u^2 - a^2}} - \frac{y'u - yu'}{u\sqrt{u^2 - y^2}}, \quad (6)$$

$$\omega_3 = \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \omega_1, \quad (7)$$

$$\text{де } a' = \frac{da}{d\varphi_1} = \frac{xx' + yy'}{k}, \quad x' = \frac{dx}{d\varphi_1} = -r \sin \varphi_1,$$

$$y' = \frac{dy}{d\varphi_1} = r \cos \varphi_1, \quad u' = \frac{du}{d\varphi_1} = \frac{xx' + yy'}{u}.$$

Швидкість точки D дорівнюватиме

$$v_D = \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \omega_1 k_1. \quad (8)$$

Приступаємо тепер до розв'язку диференціального рівняння (1). Записуємо аналітичні вирази для I_{36} , M_{36}^P , M_{36}^{O+G} і $dI_{36}/d\varphi_1$. Зведений момент інерції машинного агрегату, яким є верстат-гойдалка, визначається за формулою

$$I_{36} = I_0 + m_{np} r_{np}^2 + I_{np} + m_2 \left(\frac{ds_{s_2}}{d\varphi_1} \right)^2 + \quad (9)$$

$$+ I_{s_2} \left(\frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \right)^2 + I_C \left(\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \right)^2 + (m_u + m_p) \left(\frac{ds_D}{d\varphi_1} \right)^2,$$

де I_0 , I_{np} – моменти інерції здвоєного кривошипа і привода, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$;

m_{np} – маса всіх противаг, кг ;

r_{np} – радіус центра мас противаг, м ;

m_2 , m_u , m_p – маси здвоєного шатуна, колони штанг і рідини, яку піднімає плунжер насоса (при русі точки підвісу штанг вниз у формулі (9) буде відсутня маса m_p), кг ;

I_{s_2} , I_C – моменти інерції здвоєних шатунів відносно осі, що проходить через центр мас шатунів точку S_2 , балансира разом з його головкою і траверсою відносно осі, що проходить через точку C ;

$\frac{ds_{s_2}}{d\varphi_1}$, $\frac{ds_D}{d\varphi_1}$ – перші передаточні функції точок S_2 і D ;

$\frac{d\varphi_2}{d\varphi_1}$, $\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1}$ – перші передаточні функції здвоєного шатуна і балансира.

Всі перші передаточні функції ланок і точок механізму знаходилися за методом замкнутого векторного контуру і вони наведені без виведення. Перша передаточна функція точки S_2 обчислюється за формулою

$$\frac{ds_{s_2}}{d\varphi_1} = \sqrt{r^2 + \frac{l^2}{4} \left(\frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \right)^2 + rl \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \cos(\varphi_1 - \varphi_2)}, \quad (10)$$

а перша передаточна функція здвоєного шатуна і кут φ_2 мають вигляд:

$$\frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} = \frac{b'u - bu'}{u\sqrt{u^2 - b^2}} - \frac{y'u - yu'}{u\sqrt{u^2 - y^2}}, \quad (11)$$

$$\varphi_2 = \arcsin \frac{b}{u} + \arccos \frac{y}{u}, \quad (12)$$

$$b = \frac{k^2 - x^2 - y^2 - l^2}{2l}, \quad b' = \frac{db}{d\varphi_1} = -\frac{xx' + yy'}{l}.$$

Функція $ds_D/d\varphi_1$ визначається через передаточну функцію балансира

$$\frac{ds_D}{d\varphi_1} = \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} k_1. \quad (13)$$

Перша похідна від зведеного моменту інерції по куту повороту кривошипа

$$\frac{dI_{36}}{d\varphi_1} = 2 \left[m_2 \left(\frac{dx_{s_2}}{d\varphi_1} \frac{d^2 x_{s_2}}{d\varphi_1^2} + \frac{dy_{s_2}}{d\varphi_1} \frac{d^2 y_{s_2}}{d\varphi_1^2} \right) + I_{s_2} \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \times \right. \quad (14)$$

$$\left. \times \frac{d^2 \varphi_2}{d\varphi_1^2} + I_C \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \frac{d^2 \varphi_3}{d\varphi_1^2} + (m_u + m_p) \frac{ds_D}{d\varphi_1} \frac{d^2 s_D}{d\varphi_1^2} \right],$$

де $\frac{dx_{s_2}}{d\varphi_1}$, $\frac{d^2 x_{s_2}}{d\varphi_1^2}$, $\frac{dy_{s_2}}{d\varphi_1}$, $\frac{d^2 y_{s_2}}{d\varphi_1^2}$ – проекції першої та другої передаточних функцій точки S_2 на осі X та Y ;

$\frac{d^2 \varphi_2}{d\varphi_1^2}$, $\frac{d^2 \varphi_3}{d\varphi_1^2}$, $\frac{d^2 s_D}{d\varphi_1^2}$ – другі передаточні функції другої та третьої ланок механізму і його точки D .

Аналітичні вирази для функцій $\frac{dx_{s_2}}{d\varphi_1}$, $\frac{dy_{s_2}}{d\varphi_1}$, $\frac{d^2 x_{s_2}}{d\varphi_1^2}$, $\frac{d^2 y_{s_2}}{d\varphi_1^2}$ одержано у вигляді

$$\frac{dx_{s_2}}{d\varphi_1} = - \left(r \sin \varphi_1 + \frac{l}{2} \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \sin \varphi_2 \right),$$

$$\frac{dy_{s_2}}{d\varphi_1} = \left(r \cos \varphi_1 + \frac{l}{2} \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \cos \varphi_2 \right),$$

$$\frac{d^2 x_{s_2}}{d\varphi_1^2} = - \left[r \cos \varphi_1 + \frac{l}{2} \frac{d^2 \varphi_2}{d\varphi_1^2} \sin \varphi_2 + \right. \quad (15)$$

$$\left. + \left(\frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \right)^2 \times \cos \varphi_2 \right],$$

$$\frac{d^2 y_{s_2}}{d\varphi_1^2} = - \left[r \sin \varphi_1 - \frac{l}{2} \frac{d^2 \varphi_2}{d\varphi_1^2} \cos \varphi_2 - \right. \quad (16)$$

$$\left. - \left(\frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \right)^2 \times \sin \varphi_2 \right].$$

Друга похідна $d^2 s_D/d\varphi_1^2$ визначається так:

$$\frac{d^2 s_D}{d\varphi_1^2} = k_1 \frac{d^2 \varphi_3}{d\varphi_1^2}. \quad (16)$$

Інші передаточні функції $\frac{d^2\varphi_2}{d\varphi_1^2}$, $\frac{d^2\varphi_3}{d\varphi_1^2}$, що входять до рівняння (15) і (16), обчислюються шляхом повторного диференціювання перших передаточних функцій по φ_1

$$\frac{d^2\varphi_3}{d\varphi_1^2} = \frac{\xi'\eta - \xi\eta'}{\eta^2} - \frac{\tau'\zeta - \tau\zeta'}{\zeta^2},$$

$$\frac{d^2\varphi_2}{d\varphi_1^2} = \frac{\psi'\lambda - \psi\lambda'}{\lambda^2} - \frac{\tau'\zeta - \tau\zeta'}{\zeta^2}, \quad (17)$$

де $\xi = a'u - au'$, $\eta = u\sqrt{u^2 - a^2}$, $\tau = y'u - yu'$,
 $\zeta = u\sqrt{u^2 - y^2}$, $\psi = b'u - bu'$, $\lambda = u\sqrt{u^2 - b^2}$,
 $\xi' = \frac{d\xi}{d\varphi_1} = a''u - au''$, $a'' = \frac{d^2a}{d\varphi_1^2} = \frac{r^2 + xx'' + yy''}{k}$,
 $x'' = \frac{d^2x}{d\varphi_1^2} = -r \cos \varphi_1$, $y'' = \frac{d^2y}{d\varphi_1^2} = -r \sin \varphi_1$,
 $u'' = \frac{d^2u}{d\varphi_1^2} = \frac{1}{u^2} \left[(r^2 + xx'' + yy'')u - (xx' + yy')u' \right]$,
 $\eta' = \frac{d\eta}{d\varphi_1} = u'\sqrt{u^2 - a^2} + \frac{u(uu' - aa')}{\sqrt{u^2 - a^2}}$,
 $\tau' = \frac{d\tau}{d\varphi_1} = y''u - yu''$, $\psi' = \frac{d\psi}{d\varphi_1} = b''u - bu''$,
 $\zeta' = \frac{d\zeta}{d\varphi_1} = u'\sqrt{u^2 - y^2} + \frac{u(uu' - yy')}{\sqrt{u^2 - y^2}}$,
 $b'' = \frac{d^2b}{d\varphi_1^2} = -\frac{r^2 + xx'' + yy''}{l}$,
 $\lambda' = \frac{d\lambda}{d\varphi_1} = u'\sqrt{u^2 - b^2} + \frac{u(uu' - bb')}{\sqrt{u^2 - b^2}}$.

Зведений момент від сил ваги, включаючи і ваги противаг, встановлених на кривошипях, після перетворень визначається за формулою

$$M_{36}^G = -(2G_1 l_{s_1} + G_n l_{s_n}) \cos(\varphi_1 + \alpha) - 2G_2 \times$$

$$\times \left[r \cos(\varphi_1 + \alpha) + \frac{l}{2} \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \cos(\varphi_2 + \alpha) \right] +$$

$$+ G_3 \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \times l_{s_3} \cos(\varphi_3 + \alpha), \quad (18)$$

де G_1 , G_2 – вага одного кривошипа і одного шатуна, Н;

G_n – вага всіх противаг, встановлених на кривошипях, Н;

G_3 – вага балансира з його головкою і траверсою, Н;

l_{s_1} , l_{s_n} , l_{s_3} – відстані відповідно від центрів мас кривошипа, противаг до осі обертання кривошипа і відстань спільного центра мас балансира, головки і траверси від осі обертання балансира, м.

Зведений момент від сил опору при русі колони штанг угору буде

$$M_{36(\varepsilon)}^O = -(F_{o(\varepsilon)} + F_{mn} + F_{mu} + F_{mz}) \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} k_1, \quad (19)$$

де $F_{o(\varepsilon)}$ – сила опору при русі точки підвісу штанг вгору, викликана вагою колони штанг у свердловинній рідині і вагою стовпа рідини, Н;

F_{mn} , F_{mu} , F_{mz} – сили тертя відповідно між плунжером і циліндром насоса, між штангами і насосно-компресорними трубами (НКТ), між рідиною, що піднімається, і внутрішньою поверхнею НКТ.

Сили, що входять в (19), визначаються так [5, 6, 7]:

$$F_{o(\varepsilon)} = G_{u'} + G_p - \frac{\pi d_n^2}{4} h \rho g, \quad (20)$$

$$F_{mn} = 1,84 \frac{d_n}{\delta} - 137, \quad F_{mu} = 0,02 G_{u'}, \quad (21)$$

$$F_{mz} = \lambda \frac{l}{d_m} \frac{\rho v_{cp}^2}{2} A_n, \quad (22)$$

де $G_{u'}$, G_u , G_p – ваги колони штанг у рідині, у повітрі і рідині, що піднімається, Н;

d_n – діаметр плунжера, м;

h – висота опускання насоса під динамічний рівень, м;

ρ – густина свердловинної рідини, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

δ – зазор між плунжером і циліндром, м;

λ – коефіцієнт Дарсі;

l – довжина колони штанг ($l = H$ – глибина опускання насоса), м;

v_{cp} – середня швидкість руху свердловинної рідини, м/с;

d_m – внутрішній діаметр НКТ, м.

Під час руху точки підвісу штанг вниз зведений момент від сил опору становитиме

$$M_{36(\varepsilon)}^O = (F_{mn} + F_{mu} - G_{u'}) \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} k_1. \quad (23)$$

У цьому випадку $\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} < 0$ і сила $G_{u'}$ є рушійною силою. Під час руху точки підвісу штанг як угору, так і вниз

$$M_{36}^{O+G} = M_{36}^O + M_{36}^G. \quad (24)$$

Зведений момент рушійних сил – це зведений обертальний момент електродвигуна. Робоча частина його механічної характеристики може бути представлена лінійною функцією, і тому обертальний момент ротора електродвигуна можна записати у вигляді

$$M_\partial = a + b\omega_\partial, \quad (25)$$

де $a = M_n \frac{n_{\partial c}}{n_{\partial c} - n_{\partial n}}$, $b = -M_n \frac{30}{\pi} \frac{1}{n_{\partial c} - n_{\partial n}}$;

M_∂ , M_n – момент двигуна, що відповідає кутовій швидкості ω_∂ , і номінальний момент;

$n_{\partial c}$, $n_{\partial n}$ – частоти обертання ротора двигуна синхронна і номінальна.

При зведенні рушійного моменту M_{∂} електродвигуна до вала кривошипа будемо мати

$$M_{\partial}^p = (a + b\omega_{\partial})u, \quad (26)$$

де u – загальне передаточне число привода.

Рівняння (1) розв'язувалося при допущенні, що колона штанг і НКТ не деформуються під час роботи глибинного насоса, а тому рух плунжера насоса і точки підвісу штанг є однаковими. Для отримання більш точного розв'язку поставленої задачі необхідно врахувати деформації штанг і НКТ.

Дослідження закону руху кривошипа верстата-гойдалки було виконано на прикладі верстата-гойдалки СК8-3,5-4000, паспортні дані якого такі [8, 9]:

а) геометричні розміри механізму $k_1 = 3500$ мм; $k = 2500$ мм; $r = 1010$ мм (взято один із можливих розмірів довжини кривошипа); $l = 3000$ мм; $l_1 = 2195$ мм; $l_2 = 3000$ мм;

б) маси рухомих складових механізму: одного кривошипа $m_{kp} = 1373$ кг, одного шатуна $m_2 = 130$ кг, однієї протизаги $m_{np(1)} = 650$ кг, тіла балансира $m_6 = 1220$ кг, головки балансира $m_{\partial 6} = 490$ кг, траверси $m_{mp} = 495$ кг;

в) привод верстата-гойдалки складається із електродвигуна (під час дослідження замість електродвигуна АОП2-78-4У2 взято електродвигун 4АР180М4У3), пасової передачі і редуктора Ц2НШ-750Б. Паспортні дані електродвигуна $M_{пуск}/M_n = 2,0$, $M_{max}/M_n = 2,2$, $P = 30$ кВт, $n_{\partial c} = 1500$ об/хв, $n_{\partial n} = 1460$ об/хв, $I_{\partial} = 0,232$ кг·м² ($M_{пуск}$, M_{max} – пусковий і максимальний моменти двигуна; I_{∂} – момент інерції ротора двигуна); загальне передаточне число редуктора $u_p = 37,18$; ведучий і ведений шків пасової передачі $d_{u1} = 250$ мм, $d_{u2} = 900$ мм.

Згідно наведених даних число подвійних ходів верстата гойдалки буде

$$n_1 = \frac{n_{\partial n}}{u_p u_{nn}} = \frac{1460}{37,18 \cdot \frac{900}{250}} \approx 10,9 \text{ об/хв,}$$

де u_{nn} – передаточне число пасової передачі.

Відповідно до паспортних даних [9] вибраний верстат-гойдалку можна застосувати під час експлуатації нафтової свердловини з глибиною опускання плунжерного насоса $H = 1530$ м діаметром $d_n = 38$ мм, з такою конструкцією колони штанг: $d_{u1} = 19$ мм (51 %), $d_{u2} = 22$ мм (26 %), $d_{u3} = 25$ мм (23 %). Густина газорідної суміші свердловини була прийнята $\rho_p = 820$ кг/м³, кінематична в'язкість газорідної суміші $\nu = 3 \cdot 10^{-6}$ м²/с, діаметр НКТ $d_m = 62$ мм. Для силового зрівноваження верстата-гойдалки використано протизаги загаль-

ною масою $m_{mp} = 5200$ кг з розміщенням їх центра мас по відношенню до осі обертання кривошипа $r_{mp} = 0,83$ м.

Враховуючи всі вищенаведені вихідні дані, від яких залежить рух верстата-гойдалки, рівняння (1) при русі точки підвісу штанг угору набуло такого вигляду:

$$\begin{aligned} & \left[66798,85 + 260 \left(\frac{ds_{s_2}}{d\phi_1} \right)^2 + 44,306 \left(\frac{d\phi_2}{d\phi_1} \right)^2 + \right. \\ & \left. + 10185,9 \left(\frac{d\phi_3}{d\phi_1} \right)^2 + 5900,71 \left(\frac{ds_D}{d\phi_1} \right)^2 \right] \frac{d\omega_1}{dt} + \\ & + \left[260 \left(\frac{dx_{s_2}}{d\phi_1} \frac{d^2 x_{s_2}}{d\phi_1^2} + \frac{dy_{s_2}}{d\phi_1} \frac{d^2 y_{s_2}}{d\phi_1^2} \right) + \right. \\ & + 44,306 \frac{d\phi_2}{d\phi_1} \frac{d^2 \phi_2}{d\phi_1^2} + 10185,9 \frac{d\phi_3}{d\phi_1} \frac{d^2 \phi_3}{d\phi_1^2} + \\ & \left. + 5900,71 \frac{ds_D}{d\phi_1} \frac{d^2 s_D}{d\phi_1^2} \right] \omega_1^2 = \\ & = (7358,175 - 6269,922\omega_1) \cdot 133,848 + \\ & + \left\{ 2725,5 \frac{d\phi_3}{d\phi_1} \cdot \cos(\phi_3 + 54^\circ) - 185177 \frac{d\phi_3}{d\phi_1} - \right. \\ & \left. - 69547,6 \cdot \cos(\phi_1 + 54^\circ) - 2550,6 \times \right. \\ & \left. \times \left[1,01 \cos(\phi_1 + 54^\circ) + 1,5 \frac{d\phi_2}{d\phi_1} \cos(\phi_2 + 54^\circ) \right] \right\}, \end{aligned} \quad (27)$$

початкові умови:

$$\phi_{1/t=0} = 37,51^\circ, \quad \omega_{1/t=0} = 1,18087 \text{ с}^{-1}. \quad (28)$$

Кут $\phi_1 = 37,51^\circ$ відповідає початку руху точки підвісу штанг угору. При цьому значенні кута ϕ_1 кривошип і шатун витягнуті в одну лінію. Оскільки розглядався тільки усталений рух верстата-гойдалки, то кутова швидкість кривошипа ω_1 при $t = 0$ була невідомою величиною. Вона була встановлена підбором на комп'ютері, виходячи з того, що кутова швидкість на початку руху точки підвісу штанг вгору і в кінці її ходу вниз повинні бути однаковими.

Для руху точки підвісу штанг вниз рівняння (1) і його початкові умови записуються так:

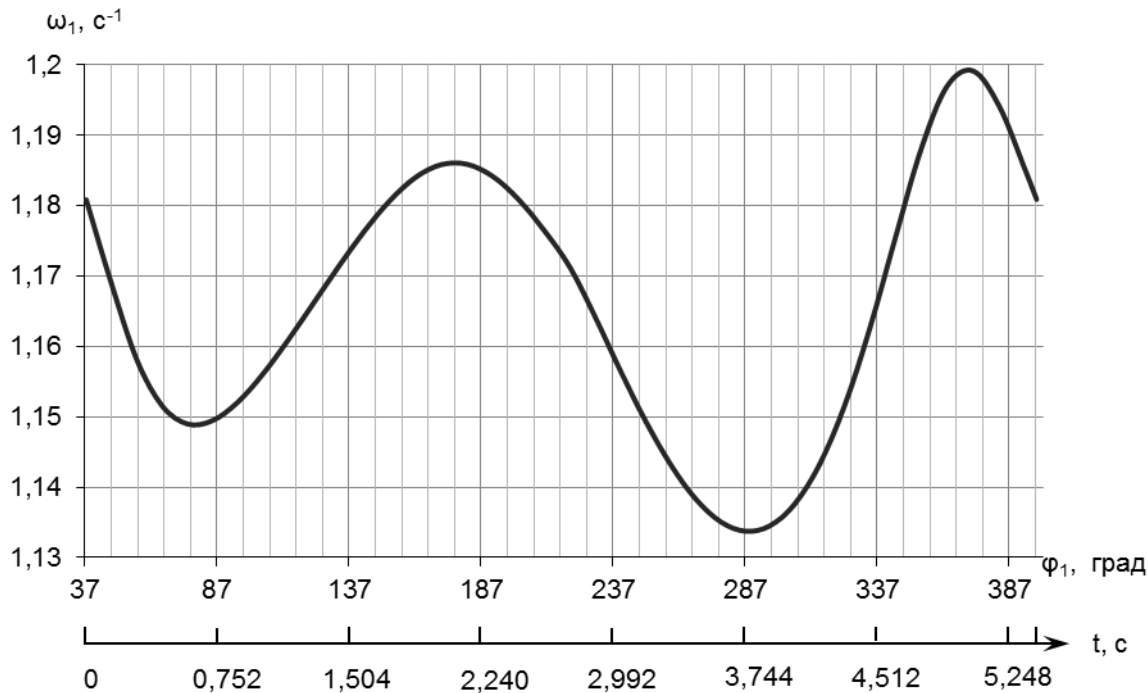


Рисунок 2 – Залежність кутової швидкості кривошипа верстата-гойдалки від кута його повороту (від часу)

$$\begin{aligned}
 & \left[66798,85 + 260 \left(\frac{ds_{s_2}}{d\varphi_1} \right)^2 + 44,306 \left(\frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \right)^2 + \right. \\
 & + 10185,9 \left(\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \right)^2 + 4477,85 \left(\frac{ds_D}{d\varphi_1} \right)^2 \left. \right] \frac{d\omega_1}{dt} + \\
 & + \left[260 \left(\frac{dx_{s_2}}{d\varphi_1} \frac{d^2 x_{s_2}}{d\varphi_1^2} + \frac{dy_{s_2}}{d\varphi_1} \frac{d^2 y_{s_2}}{d\varphi_1^2} \right) + \right. \\
 & + 44,306 \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \frac{d^2 \varphi_2}{d\varphi_1^2} + 10185,9 \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \frac{d^2 \varphi_3}{d\varphi_1^2} + \\
 & + 4477,85 \frac{ds_D}{d\varphi_1} \frac{d^2 s_D}{d\varphi_1^2} \left. \right] \omega_1^2 = \\
 & = (7358,175 - 6269,922\omega_1) 133,848 + \\
 & + \left\{ 2725,5 \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \cos(\varphi_3 + 54^\circ) - 132540,1 \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} - \right. \\
 & - 69547,6 \cos(\varphi_1 + 54^\circ) - \\
 & \left. 2550,6 \left[1,01 \cos(\varphi_1 + 54^\circ) + 1,5 \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \cos(\varphi_2 + 54^\circ) \right] \right\}, \\
 & \varphi_{1/t=2,71} = 218,81^\circ. \quad (30)
 \end{aligned}$$

Рівняння (27) і (29) нелінійні диференціальні рівняння першого порядку зі змінними коефіцієнтами. Вони розв'язувалися числовим методом Адамса-Крилова [10] при використанні комп'ютерної програми. За отриманими ре-

зультатами побудовано графік зміни кутової швидкості кривошипа (рис. 2).

Як видно із рис. 2, не дивлячись на великий зведений момент інерції, обертальний рух кривошипа є досить нерівномірним. Найбільше кутове прискорення має місце при опусканні точки підвісу штанг. Наприклад, для $\varphi_1 = 343,89^\circ$, використовуючи результати роботи комп'ютерної програми, отримуємо $\varepsilon_1 = 0,09156 \text{ c}^{-2}$ і величина моменту сил інерції від постійної складової зведеного моменту інерції буде

$$M_{i1} = \varepsilon_1 I_{const} = 0,09156 \cdot 66798,85 = 6116,1 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

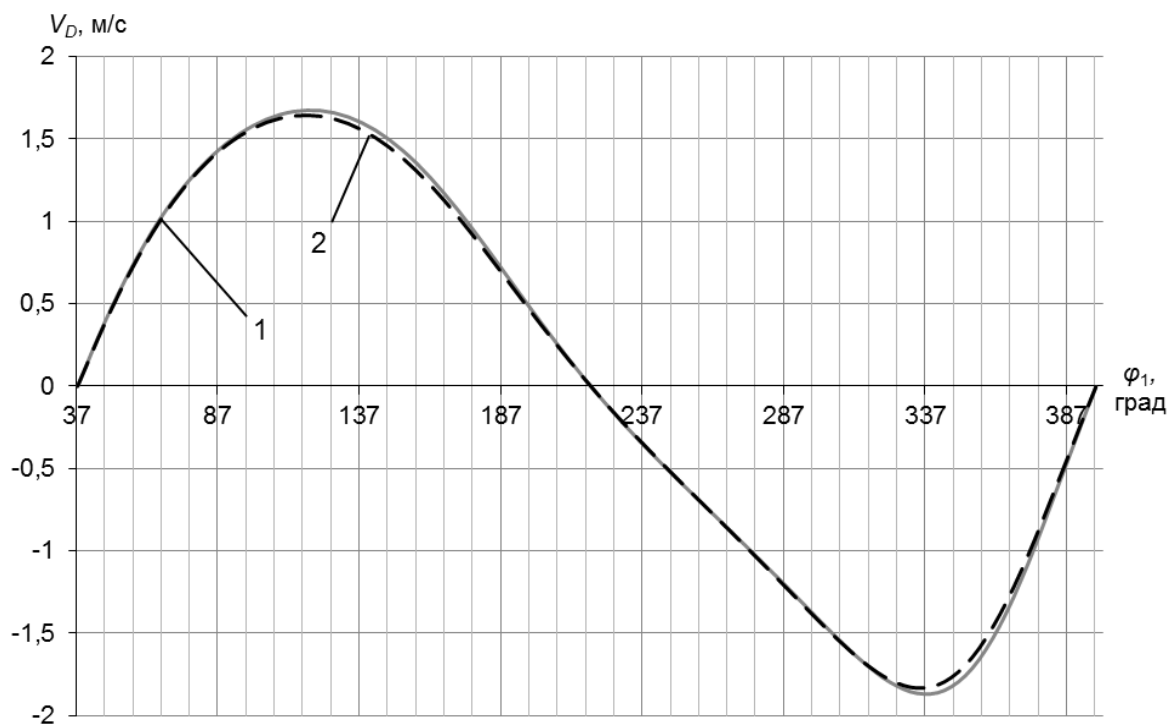
Нехтування нерівномірністю обертання кривошипа призводить до неврахування такого значного моменту, яким є момент M_{i1} , при дослідженні динамічних процесів в машині.

За допомогою тієї ж комп'ютерної програми була обчислена швидкість руху точки підвісу штанг при врахуванні нерівномірності обертання кривошипа і при прийнятті допущення його рівномірного обертання. Кутова швидкість рівномірного обертального руху кривошипа знаходилася при використанні номінальної частоти обертання ротора електродвигуна.

$$\omega_1 = \frac{\pi n}{30 u_p u_{nn}} = \frac{\pi \cdot 1460}{30 \cdot 37,18 \cdot \frac{900}{250}} = 1,14227 \text{ c}^{-1}.$$

Отримані при цьому результати представлені на рис. 3.

На рис. 3 суцільною лінією (крива 1) зображено швидкість точки підвісу штанг верстата-гойдалки при нерівномірному обертанні кривошипа, а пунктирною лінією (крива 2) – цю ж швидкість при рівномірному обертанні



1 – нерівномірне обертання кривошипа; 2 – рівномірне обертання кривошипа

Рисунок 3 – Залежність швидкості точки підвісу штанг від кута повороту кривошипа

кривошипа. Різниця між цими швидкостями помітна тільки в області екстремумів функції швидкості V_D і поблизу них.

За результатами виконаного дослідження можна зробити такі висновки:

- кутова швидкість обертання кривошипа є змінною величиною, неврахування цієї змінності призводить до нехтування моментом сил інерції, що відноситься до кривошипа, який має значну величину;

- нерівномірність обертання кривошипа мало впливає на швидкість руху точки підвісу штанг, а тому, якщо необхідно знайти швидкість руху точки підвісу штанг, то досить використати геометричні розміри верстата-гойдалки і постійну кутову швидкість кривошипа, яка розраховується через номінальну частоту обертання ротора електродвигуна;

- для отримання більш точних значень кутової швидкості вала кривошипа необхідно врахувати деформації колони штанг на початку руху точки підвісу штанг угору і вниз.

Перспективою для подальших досліджень є визначення кутової швидкості кривошипа з врахуванням деформацій колони штанг, які відбуваються при роботі верстата-гойдалки.

Література

1 Аливердизаде К.С. Балансирные индивидуальные приводы глубиннонасосной установки [Текст] / К.С. Аливердизаде. – Баку – Л.: Гостехиздат, 1951. – 215 с.

2. Артоболевский И.И. Теория механизмов и машин [Текст]: учебник для вузов / И.И. Артоболевский. – М.: Гостехиздат, 1951. – 704 с.

3. Кожевников С.Н. Теория механизмов и машин [Текст]: учебник для студентов вузов / С.Н. Кожевников. – М.: Машиностроение. – 584 с.

4. Зиновьев В. Аналитические методы расчета плоских механизмов [Текст] / В. Зиновьев. – М. – Л.: Гостехиздат, 1949. – 204 с.

5. Бойко В.С. Технология видобування нафти [Текст]: Підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2012. – 827 с.

6. Вирновский А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. Избранные труды [Текст] / А.С. Вирновский. – М.: Недра, 1971. – 184 с.

7. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа [Текст] / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984. – 464 с.

8. Станки-качалки. Каталог. – М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1981. – 20 с.

9. Станки-качалки СК3-1,2-630, СК5-3-2500, СК6-2,1-2500, СК8-3,5-4000, СК12-2,5-4000, СК8-3,5-5600, СК10-3-5600. ГОСТ 5866-76. Паспорт. – Баку: АЗИНМАШ, 1981. – 60 с.

10. Фильчаков П.Ф. Численные и графические методы прикладной математики: Справочник [Текст] / П.Ф. Фильчаков. – К.: Наукова думка. 1970. – 745 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.11.13

Рекомендована до друку
професором **Івасівим В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Костівим В.В.**
(УМГ «Прикарпаттрансгаз»,
м. Івано-Франківськ)

ДОСЛІДЖЕННЯ ВІБРАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ У ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСНИХ АГРЕГАТАХ З МЕТОЮ КОНТРОЛЮ ДИНАМІКИ РОЗВИТКУ ДЕФЕКТІВ ЇХ РОБОЧИХ КОЛІС ТА МІЖСТУПІНЧАТИХ УЩІЛЬНЕНЬ

Ю.В. Паньків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727170,
e-mail: ktsu@nung.edu.ua

У статті вказано на необхідність розробки та впровадження нових методів та засобів контролю, яка зумовлена значним зносом парку відцентрових насосів систем підтримання пластового тиску на нафто-промислах України та, відповідно, зростанням витрат на їх планово-попереджувальні ремонти, що робить поставлені в роботі задачі актуальними. Обґрунтовано можливість застосування частотно-часових розподілів енергії вібросигналу, зокрема частотно-часового розподілу Вігнера-Вілля для детального аналізу вібраційних процесів у відцентрових насосних агрегатах при наявності складних коливань в частотних спектрах вібросигналів, отриманих з їх вузлів. В результаті проведених досліджень побудовано просторові картини розподілу енергії вібросигналу, записаного в момент пуску агрегату типу ЦНС-180-1900 за допомогою частотно-часового розподілу Вігнера-Вілля та доведено можливість їх використання для пошуку дефектів робочих коліс та міжступінчатих ущільнень відцентрових насосних агрегатів на початкових стадіях їх розвитку.

Ключові слова: частотно-часовий розподіл, технічний стан, технічна діагностика, відцентровий насосний агрегат, підтримання пластового тиску, відмови, дефекти, діагностична ознака.

В статье указано на необходимость разработки и внедрения новых методов и средств контроля обусловлена значительным износом парка центробежных насосов систем поддержания пластового давления на нефтепромыслах Украины и, соответственно, ростом затрат на их планово-предупредительные ремонты, что делает поставленные в работе задачи актуальными. Обоснована возможность применения частотно-временных распределений энергии вибрации, в частности частотно-временного распределения Вигнера-Вилля для детального анализа вибрации в центробежных насосных агрегатах при наличии сложных колебаний в частотных спектрах вибросигналов полученных с их узлов. В результате проведенных исследований построены пространственные картины распределения энергии вибрации, записанного в момент пуска агрегата типа ЦНС - 180-1900 с помощью частотно-временного распределения Вигнера-Вилля и доказана возможность их использования для поиска дефектов рабочих колес и межступенчатых уплотнений центробежных насосных агрегатов на начальных стадиях их развития.

Ключевые слова: частотно-временное распределение, техническое состояние, техническая диагностика, центробежный насосный агрегат, поддержание пластового давления, отказы, дефекты, диагностический признак.

The article deals with the need of development and introduction of new control methods and means caused by a significant deterioration of the centrifugal pumps stock of the formation pressure maintenance systems at Ukrainian oil fields and, thus by cost increase for their planned and preventive maintenance which makes the study objectives more relevant. The possibility of using time-and-frequency vibration signal energy distributions, including time-and-frequency Wigner and Ville's distribution for detailed analysis of vibration processes of centrifugal pumping units with complex oscillations in the frequency spectrum of vibration signals, generated by their parts, has been grounded. The spatial energy distribution patterns of vibration signal, which was recorded at the time of the CNS-180-1900 type unit start with the help of the Wigner and Ville's time-and-frequency distribution have been built in the result of the conducted study. The possibility of their utilization for defect finding of centrifugal pump unit impellers and interstage seals on the early stages of their development has also been proved in the result of the conducted study.

Keywords: time-and-frequency distribution, technical state, technical diagnostics, centrifugal pumping unit, formation pressure maintenance, breakdowns, defects, diagnostic indicator.

Розроблення нових ефективних методів контролю технічного стану відцентрових насосних агрегатів (ВНА) систем підтримання пластового тиску (ППТ) є важливою задачею, оскільки способом заводнення продуктивних пластів в Україні видобувається значна частина всієї нафти, а якість їх експлуатації, на жаль, ще залишається не дуже високою. Існуюча система планово-попереджувальних ремонтів (ППР) не дає змоги повністю використати ресурс, закладений у ВНА.

Сьогодні все більш широкого промислового застосування набувають методи та засоби вібродіагностики. Застосування віброакустичних методів є найбільш оптимальним варіантом з точки зору ефективності та простоти процедури проведення контролю, оскільки буде використовуватися лише один інформативний параметр – вібрація ВНА, за зміною якої можна визначати практично усі поширені дефекти.

Проте, на даний час практично відсутні спеціально розроблені методи діагностування

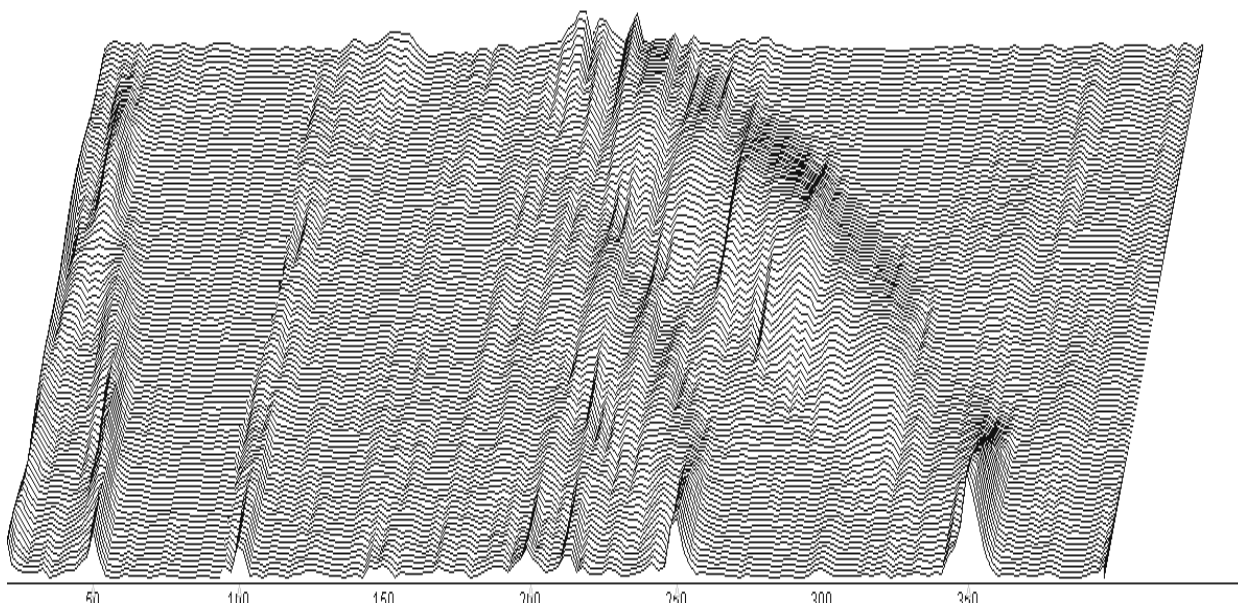


Рисунок 1 – Просторова розгортка послідовних спектральних реалізацій вібросигналу, записаного в місці розташування 1-го підшипника ВНА

елементів і вузлів ВНА, що застосовуються в системах підтримання пластового тиску (ППТ) та штатні системи для їх реалізації. В процесі діагностування ВНА з використанням віброакустичних методів все ще застосовуються стандартні методи, зокрема побудова спектру вібросигналу за допомогою швидкого перетворення Фур'є, яке дає змогу оцінити загальний стан агрегату та виявити його типові дефекти.

Однак такі дефекти, як шорсткість, або величина зношення поверхонь робочих коліс, направляючих апаратів та стан міжступінчастих і торцевих ущільнень насосного агрегату майже не проявляються на частотному спектрі його вібросигналів. В роботі [1] вказувалось на можливу наявність взаємозв'язку між рівнем вібрації та ККД насосного агрегату типу ЦНС-180-1900, але на картині частотного спектру такі зміни важко відслідковувати, у зв'язку з чим було здійснено спробу використати досконаліші методи аналізу вібраційних сигналів для виявлення таких дефектів (зношення ущільнень).

Оскільки вплив даних дефектів найяскравіше проявляється при критичних режимах роботи ВНА, зокрема при його пуску в експлуатацію, коли навантаження на ротор за короткий час змінюється від нуля до максимального значення, тому з метою встановлення впливу стану поверхонь робочих коліс, направляючих апаратів (величини їх зношення) та міжступінчастих ущільнень на ККД відцентрового насосного агрегату було проведено ряд експериментів, в процесі яких реєструвалися віброакустичні коливання за допомогою вібродавачів, розміщених на корпусах підшипників ВНА під час запускання його в роботу.

Попередній аналіз побудованої просторової розгортки послідовних реалізацій частотних спектрів (рис. 1) свідчить, що вона має досить низьку роздільну здатність та є малоінформативною, оскільки дає змогу лише приблизно

оцінити характер зміни перехідного процесу, що має місце в момент запуску ВНА і ній недостатньо чітко видно перерозподіл рівнів вібрації, тому проблема розроблення нових методів віброакустичного контролю технічного стану агрегатів, що забезпечуватимуть вищу точність за рахунок використання сучасних методів обробки інформації залишається актуальною.

Як правило, одновимірний аналіз віброакустичних сигналів, які відносяться до нестационарних випадкових процесів, лише в часовій або частотній областях не забезпечує достатньої кількості інформації для прийняття заключення стосовно досліджуваного процесу. Вказані обставини сприяли розвитку більш складного методу аналізу вказаних процесів, що отримав назву – короткочасне перетворення Фур'є (КПФ), що дає можливість представляти досліджувані процеси в координатах частота-час [2]. В той же час спектрограми не дають змоги повною мірою забезпечити точне вимірювання характеристик швидкоплинних процесів, оскільки зменшення розміру часового вікна для локалізації швидкої зміни сигналу, призводить до неминучого зниження роздільної здатності уздовж лінії його миттєвих частот.

На рис. 2 зображено спектрограму того ж вібросигналу, з якої видно, що до моменту пуску ЦНС-180-1900 (на інтервалі 0 -12 сек) у спектрі присутні гармоніки на частотах 50, 200 та 250 Гц з незначною амплітудою, поява яких зумовлена роботою маслососа, що був запущений за 10-20 хвилин перед запуском агрегату. Також в діапазоні до 50 Гц спостерігався незначний низькочастотний шум. В момент часу, рівний 11-12 с було проведено запуск агрегату. Як видно з рис. 2, електродвигун вийшов на сталий режим роботи приблизно за 0.6-1.0 с (до моменту появи на спектрограмі чіткої гармоніки на частоті 350 Гц – першої лопаткової гармоніки).

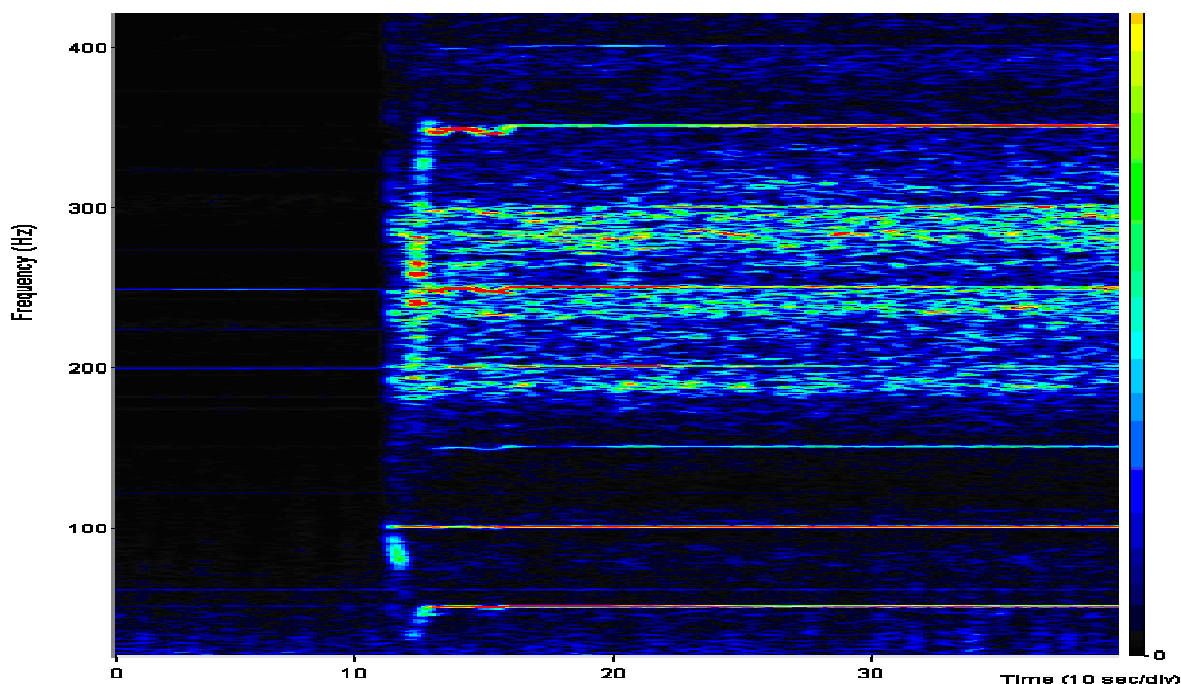


Рисунок 2 – Спектрограма вібросигналу з 1-го підшипника ВНА

Проте роздільна здатність на спектрограмі за часом також є досить низькою, що зумовлено обмеженою при проведенні експериментів до 48 кГц частотою дискретизації.

Виходячи з наведеного вище, можна стверджувати, що для швидкоплинних (які змінюються одночасно за часом і за частотою) віброакустичних сигналів, потрібно використовувати більш складні та досконаліші методи їх аналізу. Одним із перспективних напрямків в даному випадку є застосування частотно-часових розподілів (ЧЧР), як доповнення до аналізу частотних спектрів та спектрограм вібросигналів. Можна назвати, як мінімум, дві причини для переходу від класичного аналізу спектру вібросигналу та подібних йому методів до методів частотно-часової розгортки сигналу (ЧЧРС). По-перше, для стаціонарних сигналів, особливо швидкоплинних, аналіз їх зміни в часі у поєднанні із частотним аналізом, як правило, є досить дуже корисним при встановленні точного діагнозу дефектів. Наприклад, вібросигнал, записаний з вібродавача, розташованого на зубчатій коробці передач, може бути промодульований з використанням як амплітудної, так і частотної модуляції. Дефекти та пошкодження несучих підшипників та зубчатих передач агрегата генерують періодично повторювані імпульси у вібросигналах. Ці сигнали, як правило, пов'язані з періодом обертання ротора. По-друге, для нестаціонарних сигналів, наприклад, що генеруються ротором, швидкість обертання якого під час запуску і зупинки, як правило, змінюється так швидко, що методи, засновані на швидкому перетворенні Фур'є, не можуть бути використані.

Засновниками теорії ЧЧР вважають Класена і Мекленбрука [3], які вперше реалізували його на практиці в сфері обробки радіосигна-

лів. Надалі Л. Коен у роботі [4] зумів узагальнити існуючі погляди на формування білінійних представлень розподілу щільності енергії в частотно-часовому просторі і отримати єдиний унітарний опис всіх потенційно можливих ЧЧР. Подальше дослідження властивостей сумісних частотно-часових представлень дозволило йому виділити їх характерні ознаки і таким чином визначити підходи до формування нових форм білінійних ЧЧР, так званих розподілів класу Коена. Значного розвитку теорія частотно-часового аналізу отримала завдяки роботам О. Алексєєва [5,6], що зумів не тільки ефективно використовувати відомі методи сумісної частотно-часової обробки радіосигналів у багатьох практичних додатках радіомоніторингу, але і отримати принципово нові наукові результати в даній області.

У класі частотно-часових описів Коена [4] розподіл Вігнера визначається як потужний інструмент обробки сигналів, що дає змогу вимірювати їх параметри навіть в тих випадках, коли вони зазнають істотних змін на інтервалі аналізу. У теоретичному плані головною перевагою використання функції Вігнера є те, що сформовані на її основі розподіли володіють властивістю максимальної локалізації сигнальної енергії в континуумі точок миттєвих частот окремих компонент, в загальному випадку, складного (багатокомпонентного) процесу. У цьому сенсі ЧЧР Вігнера є базовим серед всіх можливих білінійних частотно-часових описів класу Коена. У [4] показано, що функція Вігнера може виступати як базовий розподіл, оскільки решта всіх можливих частотно-часових представлень, можуть бути представлені в тій чи іншій мірі його згладженими варіаціями. У аналоговій формі білінійний ЧЧР Вігнера описується функцією вигляду:

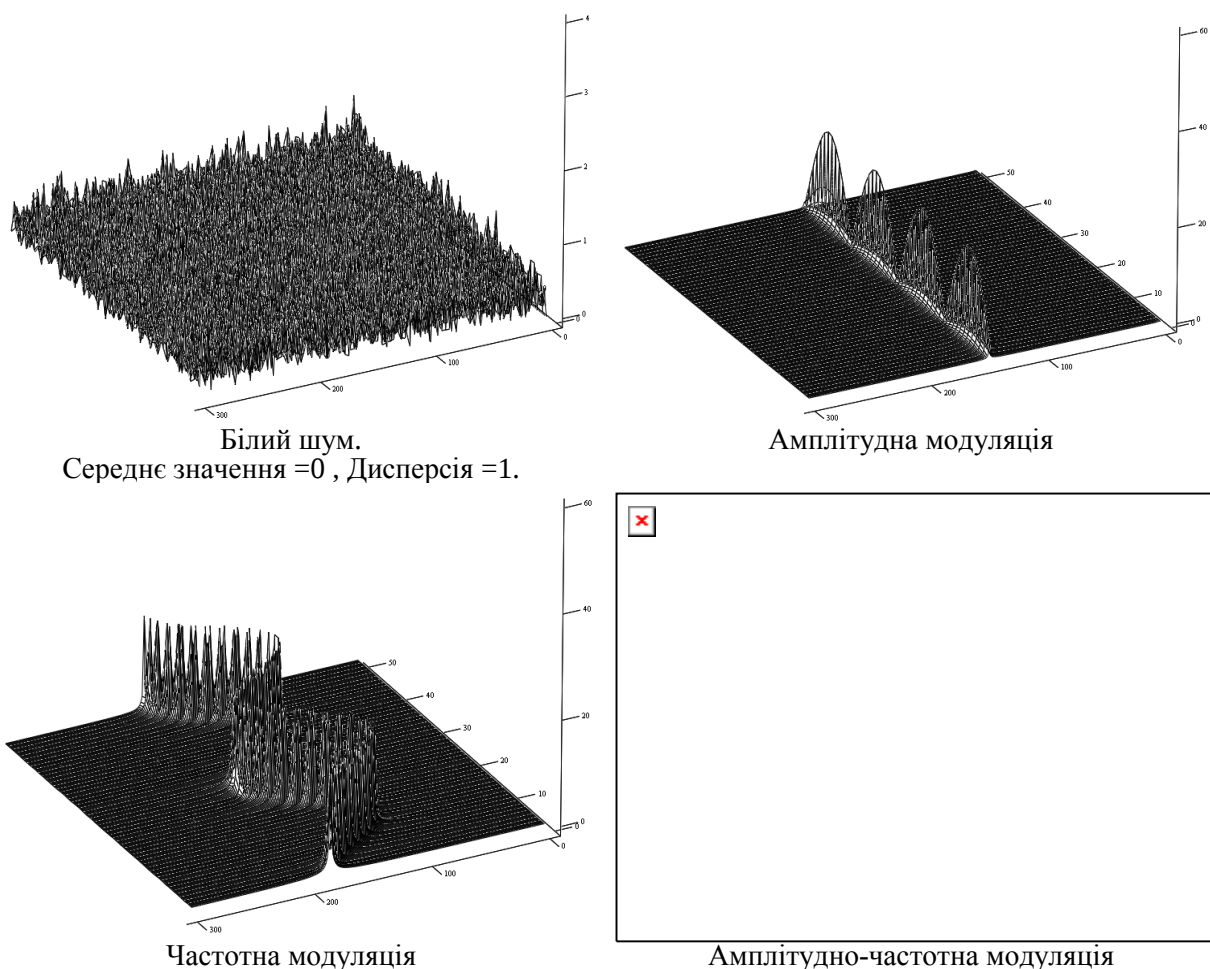


Рисунок 3 – Приклади розподілу Вігнера для простих сигналів

$$\rho_w(f, t) = \int_{-\infty}^{\infty} z_a\left(\frac{t+\tau}{2}\right) \cdot z_a^*\left(\frac{t-\tau}{2}\right) \cdot e^{-2\pi f\tau} d\tau, \quad (1)$$

де $z_a(t) = z(t) + j\tilde{z}(t)$ — аналітичне представлення сигналу;

$z(t)$ — дійсна частина сигналу кінцевої енергії;

$\tilde{z}(t)$ — уявна частина сигналу, пов'язана із $z(t)$ за допомогою перетворення Гільберта. Розподіл вигляду (1) з математичної точки зору можна трактувати як спектральний розклад функції автокореляції сигналу.

Серед поширених варіантів ЧЧР, зокрема ЧЧР Ріхачека, Чої-Вільямса, Вігнера-Вілля та інших [3,7,8,9,11], було прийнято рішення використати для аналізу експериментальних даних ЧЧР Вігнера-Вілля, виходячи з того, що даний ЧЧР забезпечує найвищу роздільну здатність на частотно-часовій площині та є більш простим в обчисленні порівняно з іншими (наприклад з розподілом Чої-Вільямса) [7]. Цей розподіл є потужним інструментом для частотного аналізу часових сигналів, він може інтерпретуватися як розподіл енергії сигналу як в частотному, так і часовому інтервалах. Детальний опис розподілу Вігнера-Вілля та повний набір основних властивостей даного розподілу

наведено в [2-4, 7, 12-14]. Приклад розподілу Вігнера декількох простих сигналів зображено на рис. 3.

З-поміж усіх властивостей розподілу Вігнера можна виділити наступні корисні властивості і переваги стосовно використання його в області віброакустичної діагностики ВНА [2-4,7,12-16]:

- розподіл Вігнера стосовно віброакустичного сигналу може розглядатися не лише як розподіл сигнальної енергії в частотній області, подібно до спектру, але і в часовому інтервалі;
- розподіл Вігнера може застосовуватися для аналізу нестационарних сигналів додатково до методів аналізу стаціонарних сигналів;
- використання розподілу Вігнера є найбільш інформативним для обробки віброакустичних сигналів, модульованих за амплітудою та частотою (рис. 3). З його допомогою можна легко встановити частоту модуляції, частоту несучої і амплітуду модуляції. Крім того, можна легко встановити відмінності між амплітудно- і частотно- модульованими сигналами, що досить важко здійснити при використанні традиційних методів аналізу сигналів, заснованих на класичному аналізі спектру або кепстру;
- білий шум або випадкові завади можуть легко визначатися і відділятися від корисного сигналу при використанні розподілу Вігнера.

Можна сказати, що розподіл Вігнера відіграє функцію фільтрації або розділення діагностичних сигналів не лише в частотній області, як при спектральному аналізі, але і в часі [2].

На практиці більш широко застосовується так званий псевдо-розподіл Вігнера [3], який, власне кажучи, є розподілом Вігнера, в якому розглядається згортка вихідного сигналу за допомогою організації вікна з обмеженою в часі функцією для того, щоб визначити інтеграл (1) чисельним методом. Крім того, псевдорозподіл Вігнера є зручним для реалізації на ПЕОМ (аналогічно до алгоритму швидкого перетворення Фур'є). В загальному вигляді для реалізованого за допомогою організації вікна і дискретного вихідного сигналу $f(n)$ псевдорозподіл Вігнера визначається наступним чином [3,14]:

$$PWf(n, \pi m/M) = 2 \sum_{k=-M/2+1}^{M/2} p(k) f(n+k) f^*(n-k) \cdot e^{-j \frac{2\pi mk}{M}},$$

$$m = 0, 1, 2, \dots, M-1, \quad (2)$$

де $p(k)$ – це вікно довжиною M , центроване по n . Функція так званого “вікна” може бути однією з відомих віконних функцій (Хеммінга, Ханнінга, Кайзера) або простим прямокутним вікном.

Практичне обчислення псевдорозподілу Вігнера може виконуватися за допомогою (2) для кожного дискретного інтервалу часу n . Тобто псевдорозподіл Вігнера може обчислюватися за допомогою стандартної процедури швидкого перетворення Фур'є (ШПФ) перераховуючи його для кожного конкретного моменту часу n . В роботі [14] було наведено алгоритм, заснований на побудові псевдорозподілу Вігнера на основі обчислення ШПФ.

Особливістю псевдорозподілу Вігнера є також відсутність можливості довільної зміни роздільної здатності за частотою при збільшенні довжини вікна, яка не впливатиме на роздільну здатність за часом. Іншим важливим моментом при побудові розподілу Вігнера є бажане використання аналітичного сигналу, тобто комплексного сигналу, в якому дійсна частина дорівнює реальному записаному сигналу, а уявна частина є результатом перетворення Гільберта вихідного сигналу. Це зумовлено двома причинами. По-перше, таким чином можуть бути усунені збурення біля нуля, які виникають за рахунок інтерференції між позитивними і негативними частотами. По-друге, може використовуватися незмінна частота дискретизації сигналу згідно критерію Котельникова, оскільки частотний спектр аналітичного сигналу – це однобічний спектр тільки з додатними частотами.

Оскільки використання розподілу Вігнера дає змогу швидко проаналізувати нестационарні сигнали, то, застосовуючи його для аналізу таких процесів як розгін та зупинка роторів обертових машин, можна легко визначити критичну швидкість ротора, величину його дисбалансу та ін. Таким чином, розподіл Вігнера є більш придатним для використання при обробці

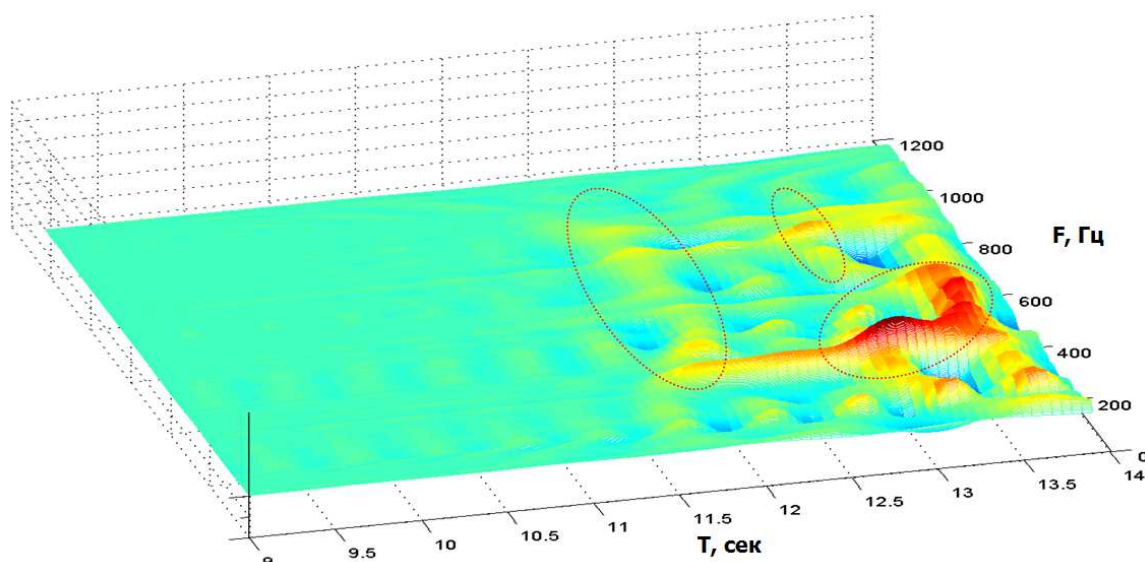
швидкоплинних вібраційних сигналів, що генеруються в процесі експлуатації ВНА і більш інформативним, ніж традиційний метод побудови та аналізу частотного спектру.

З використанням псевдорозподілу Вігнера-Вілля в середовищі Matlab було побудовано просторові картини розподілу енергії вібро-сигналу (рис. 4).

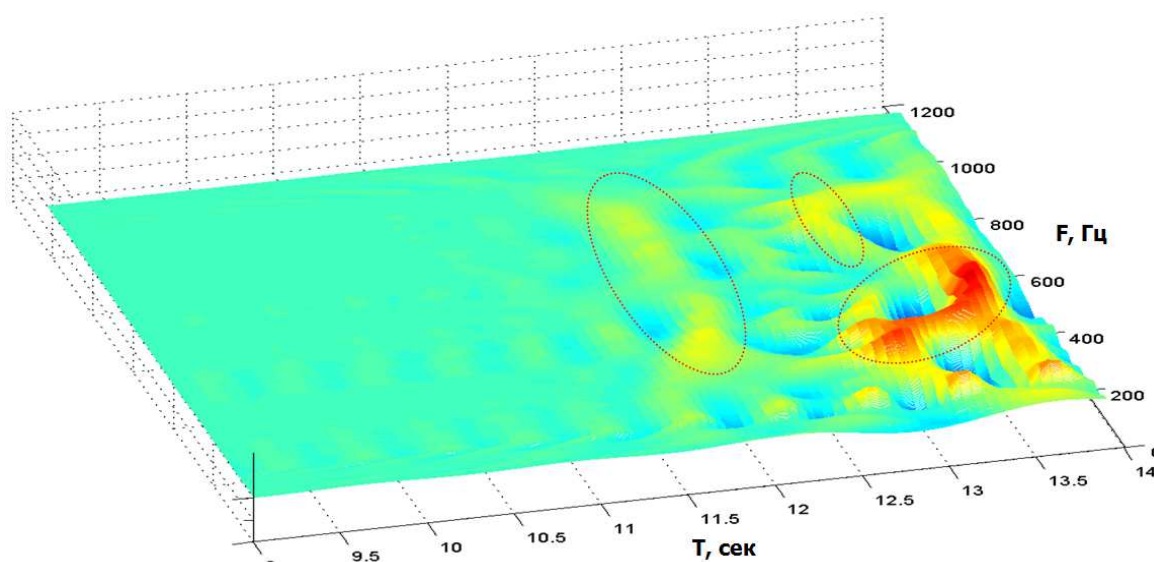
Вібро-сигнал було попередньо оброблено: нормалізовано його рівень до 0 Дб, відфільтровано всі частотні складові вище 1000 Гц та здійснено перетворення Гільберта для отримання комплексних значень сигналу. Аналізуючи отримані результати, можна стверджувати, що для бездефектного насосного агрегату (рис 4, а), в якому практично відсутні перетоки рідини, пов'язані з дефектами робочих коліс та проточної частини, під час запуску протягом перехідного процесу (приблизно в момент часу рівний 13-13.5 с) максимальна енергія вібро-сигналу зосереджується в зоні чітко вираженого максимуму, тобто в насосі відбувається гідралічний удар внаслідок раптової зміни тиску робочих коліс насоса, які різко починають рух на рідину, що перекачується, яка є практично нестискуваною. Частково енергія цього удару призводить до незначного нагрівання рідини, що перекачується, збільшення внутрішніх напружень у деталях конструкції, а також спричинює коливання вузлів та деталей насоса – вібрацію, яка реєструється. Підтвердженням цього висновку є реалізації ЧЧР цього ж самого насоса з наявністю 25% зносу РК та направляючих апаратів, наведені на рис. 4,б. Як видно з рисунків, з розвитком дефектів РК та проточної частини присутні на рис. 4,а (виділені пунктиром) екстремуми поступово “згладжуються” чи зникають (рис. 4,б), відповідно зі зростанням величини зносу одночасно зменшується загальний рівень інтенсивності розподілу енергії сигналу протягом перехідного процесу, що вказує на наявність втрат та перетоків рідини через нещільності та збільшені зазори між деталями ВНА внаслідок їх зносу. Таким чином, тільки на діаграмі ЧЧР вібро-сигналів можна спостерігати виникнення дефектів робочих коліс та ущільнень на початкових стадіях їх розвитку.

Як видно з рис. 4, отримані результати добре корелюють із запропонованою [17] моделлю ВНА у вигляді функції передачі, пояснюючи зменшення ККД втратами та розсіюванням енергії при перетоках рідини.

Таким чином, у випадку складності чи неможливості проведення додаткових експериментів для побудови функції передачі також може бути додатково застосований аналіз вібро-сигналу процесу пуску ВНА за допомогою ЧЧР для оцінки зміни його ККД. Відповідно до існуючих можливостей проведення експерименту та технічних засобів, для оцінки технічного стану ВНА може застосовуватися як визначена функція передачі насосного агрегату, так і просторові картини розподілу потужності енергії вібро-сигналу, отримані за допомогою частотно-часового перетворення Вігнера-Вілля. Проте це є можливим лише за умови використання ста-



а) бездефектний ВНА



б) ВНА з 25% величиною зносу РК та направляючих апаратів

Рисунок 4 – Розподіл енергії вібросигналу за допомогою ЧЧР Вігнера-Вілля

ціонарної системи контролю стану ВНА на базі ПЕОМ. В обидвох випадках, користуючись запропонованими підходами, потрібно буде провести ряд експериментів, використовуючи більш досконалу апаратуру, з метою встановлення залежностей зміни технічного стану ВНА, обумовленого наявністю дефектів.

Висновки

В роботі обґрунтовано можливість застосування ЧЧР, зокрема ЧЧР Вігнера-Вілля для детального аналізу вібраційних процесів у ВНА за наявності в його частотних спектрах складних коливань. В результаті проведених досліджень побудовано та проаналізовано просторові картини розподілу енергії вібросигналу, записаного в момент пуску ЦНС-180-1900, за допомогою ЧЧР Вігнера-Вілля та доведено мо-

жливість їх використання для пошуку дефектів робочих коліс та ущільнень на початкових стадіях їх розвитку.

Література

- 1 Сулейманов Р.Н. К вопросу о связи КПД с вибрацией насосных агрегатов / Р.Н. Сулейманов // Нефтепромышленное дело. – 2004. – №5. – С. 30–36.
- 2 Блейхут Р. Быстрые алгоритмы цифровой обработки сигналов / Блейхут Р. – М.: Мир, 1989. – 448 с.
- 3 Claassen T. A. C. M. The Wigner distribution – a tool for time-frequency signal analysis / Claassen T. A. C. M., Mecklenbrauker W. F. G. // Philips J. Res. – 1980. – V.35. – P. 217–250, 276–300, 372–389.

4 Коэн Л. Время – частотные распределения / Коэн Л. // Обзор. – ТИИЭР. –1989. – т. 77 – № 10. – С. 72–121.

5 Алексеев А. А. Технический анализ сигналов и распознавания радиоизлучений / А. А. Алексеев, А. Б. Кириллов. – С.-Пб.: ВАС, 1998. – 368 с.

6 Алексеев А. А. Анализ сигналов на основе функций распределения мощности в условиях многосигнального воздействия / А.А. Алексеев, С.Н. Чеченёв, А.Б. Кириллов // Радиотехника. – 1993. – № 10. – С. 32–37.

7 Cohen L. Proc. IEEE. / Cohen L. – 1989. – V.77. – P. 941.

8 Rihaczek A. W. Signal energy distribution in time and frequency / Rihaczek A. W. // IEEE Trans. on IT. – 1968. – Vol. 14. – No. 3. – P. 369–374.

9 Cohen L. Time-frequency Analysis / Cohen L. – Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1995.

10 Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення ДСТУ 2389-94 01.040.19; 19.100.

11 Choi H. Improved time – frequency representation of multicomponent signals using exponential kernels / Choi H., Williams W // IEEE Trans. Acoust., Speech, Signal Processing. vol. ASSP-37. – 1987. – №10.

12 L. Cohen On a fundamental property of the Wigner distribution / L. Cohen // IEEE Transactions ASSP. –1983. – P. 559–561.

13 P. Flandrin. Time-Frequency/Time-Scale Analysis / P. Flandrin. – New York: Academic, 1999.

14 Janse C. P. Time-frequency distributions of loudspeakers: The application of Wigner distributions / C. P. Janse A. J. M. Kaizer // Journal of the Audio Engineering Society 31. – 1983. – P. 198-222.

15 Q. Meng Some new applications of Wigner distribution in machinery monitoring and diagnosis / Q. Meng and L. Qu // 6th International Symposium of IMEKO TC10, Technical Diagnostics, Prague, Czechoslovakia. – 1989. – 31 May-2 June. – P. 89.

16 Q. Meng Rotary machinery fault diagnosis using Wigner distribution / Q. Meng and L. Qu // Mechanical systems and signal processing. – 1991. – №5(3). – P. 155–166.

17 Замиховський Л.М. Контроль технічного стану відцентрових насосних агрегатів систем підтримання пластового тиску / Л.М. Замиховський, Ю.В. Паньків // Розвідка та розробка нафтових родовищ. – 2012. – № 2(43). – С.120-133.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.12.13*

*Рекомендована до друку
професором **Юрчишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Петришиним Л.Б.**
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ВСТАВНИХ ПОРОДОРУЙНІВНИХ ЗУБКІВ В ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛОТАХ

Ю.Д. Петрина, Р.С. Яким, Д.Ю. Петрина, Т.П. Венгринюк, Н.Я. Пицків

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Дослідження має на меті вирішення проблеми підвищення якісних показників вставного породоруйнівного оснащення шарошок тришарошкових бурових доліт. Обґрунтовано розроблені підходи у вдосконаленні комплексного підвищення якісних показників вставного породоруйнівного оснащення шарошок бурових доліт.

Запропоновані залежності для визначення раціональної величини натягу при посадці твердосплавних зубків в тілі шарошки. Встановлено, що фізико-механічні властивості сталі 14ХНЗМА забезпечують необхідні натяги і міцність з'єднання "зубок – шарошка". Оптимізація натягів позитивно впливає на зменшення ймовірності руйнування зубка та шарошки як при складальних операціях, так і під час припрацювання на вибої.

Встановлено позитивний вплив фізико-механічних властивостей цементованої та загартованої сталі 14ХНЗМА на міцність з'єднання "зубок – шарошка". Фізико-механічні властивості цієї сталі дають можливість здійснювати запресовування зубків у шарошку на швидкостях 1-2 мм/с, що дає можливість не тільки підвищити міцність з'єднання до 30%, але й продуктивність праці.

Встановлено, що за умови зберігання експлуатаційних параметрів зміцненої шарошки найкращу міцність з'єднання "зубок – шарошка" забезпечує їх запресовування при нагріванні шарошки та охолодженні зубка (різниця температур $\Delta T \approx 900\text{K}$). При цьому забезпечення шорсткості отворів в шарошці $R_z \approx 3\text{ мкм}$ і селективному з'єднанні підвищується стійкість з'єднання приблизно на 50% порівняно із стійкістю в серійних долотах.

Ключові слова: з'єднання "зубок – шарошка", фізико-механічні властивості матеріалів, довговічність, надійність, запресовування.

Целью исследования есть решение проблемы повышения качественных показателей вставного породоразрушающего оснащения шарошек трёхшарошечных буровых долот. Обоснованы разработанные подходы в совершенствовании комплексного повышения качественных показателей вставного породоразрушающего оснащения шарошек буровых долот.

Предложены зависимости для определения рациональной величины натяга при посадке твёрдосплавных зубцов в теле шарошки. Установлено, что физико-механические свойства стали 14ХНЗМА обеспечивают необходимые натяги и прочность соединения "зубец - шарошка". Оптимизация натягов положительно влияет на уменьшение вероятности разрушения зубца и шарошки как при сборочных операциях, так и во время приработки на забое.

Установлено позитивное влияние физико-механических свойств цементированной и закалённой стали 14ХНЗМА на прочность соединения "зубец - шарошка". Физико-механические свойства этой стали позволяют осуществлять запрессовку зубцов в шарошку на скоростях 1-2 мм/с, что даёт возможность не только повысить прочность соединения до 30%, но и производительность труда.

Установлено, что при условии сохранения эксплуатационных параметров упрочнённой шарошки наилучшую прочность соединения "зубец - шарошка" обеспечивает их запрессовку при нагреве шарошки и охлаждении зубка (разница температур $\Delta T \approx 900\text{K}$). При этом обеспечение шероховатости отверстий в шарошке $R_z \approx 3\text{ мкм}$ и селективном соединении повышается стойкость соединения приблизительно на 50% по сравнению со стойкостью в серийных долотах.

Ключевые слова: соединение "зубец – шарошка", физико-механические свойства материалов, долговечность, надёжность, запрессовка.

The study deals with resolving the problem of quality improvement of inserted rock-cutting elements of the three-cone drilling bits. The developed approaches to complex quality improvement of the inserted rock-cutting elements of the three-cone drilling bits are grounded.

Dependences for determination of rational tension values in the process of the hard-facing alloy teeth fit in the cone body are suggested. It has been found out that the physical and mechanical properties of the 14ХНЗМА steel provide necessary tensions and strength of the "tooth-cone" connection.

Positive influence of physical and mechanical properties of case-hardened and tempered 14ХНЗМА steel onto strength of the "tooth-cone" connection has been determined.

It has been also found out that the highest strength of the "tooth-cone" connection in the conditions of the strengthened cone operation parameters preserving is ensured by their pressing-in when a cone is heated and a tooth is cooled (temperature difference $\Delta T \approx 900\text{K}$). At the same time, when providing roughness of the holes in the cone $R_z \approx 3\text{ мкм}$ and selective connection, the steadfastness of the connection increases at least by 50 per cent in comparison with the steadfastness in the serial bits.

Key words: "tooth-cone" connection, physical and mechanical properties of materials, durability, reliability, pressing-in

Вирішення важливої державної проблеми забезпечення паливно-енергетичного комплексу сировиною вимагає для цієї галузі розробки та впровадження високоефективного устаткування. Техніко-економічні показники бурових робіт суттєво залежать від стійкості породоруйнуючих інструментів на вибої. В світовій практиці долотобудування склалася тенденція до широкого використання твердосплавних породоруйнівних елементів. Руйнування таких доліт відбувається найчастіше через випадання та руйнування породоруйнівного оснащення. Тому розв'язання проблеми надійності з'єднання "зубок-шарошка" є актуальним і має практичне значення.

Високі вимоги до надійності з'єднання "зубок-шарошка" ставлять задачі оптимальних параметрів натягів і процесів складання. Основні технологічні чинники, які впливають на міцність і довговічність пресових з'єднань "зубок-шарошка" – це точність складання пресового з'єднання; шорсткість спряжених поверхонь; термічна обробка та характеристики міцності деталей; температурні умови складання пресових з'єднань тощо [1]. Довговічність деталей або вузлів, що знаходяться під дією змінних пульсуючих навантажень, значною мірою залежить від характеру розподілу напружень, розташування і величини зон їх концентрації. Тому доцільно аналізувати вплив технологічних чинників на довговічність твердосплавного оснащення з точки зору характеру розподілу напружень в зубках, що зумовлює зношення та руйнування оснащення. Довговічність оснащення суттєво залежить від величини концентрації напружень в зоні входу зубка в тіло шарошки.

Точність складання пресового з'єднання "зубок-шарошка", що характеризується величиною оптимального натягу, є одним з чинників, що найбільш суттєво впливають на напружений стан в ньому. Тому одним з основних способів підвищення довговічності доліт є підвищення точності даного пресового з'єднання. Досягти цього можна шляхом підвищення точності виготовлення складових ланок з'єднання, а більш ефективно – введенням селективного складання [2].

Максимальні натяги викликають появу тріщин в цементованому шарі шарошки.

Тріщиностійкість цементованих шарошок тісно пов'язана з міцністю з'єднання "зубок-шарошка", яке значною мірою впливає на довговічність бурового долота. Зі збільшенням натягу при запресовуванні зростає концентрація напружень в пресовому з'єднанні "зубок-корпус шарошки", що викликає появу тріщин в цементованому шарі, а це, в свою чергу, веде до зменшення довговічності оснащення [1]. В процесі взаємодії з породою зубки сприймають складні навантаження, які в подальшому ще збільшують концентрацію напружень.

Існуючі методи запресовування або пайки твердосплавних зубків не забезпечують надійного їх кріплення в тілі шарошки. До 25% зубків у процесі буріння випадують з тіла шаро-

шки і знижують довговічність роботи доліт. Тому питання надійного кріплення зубків у корпусі шарошок має велике практичне значення.

Для забезпечення міцності спряжених деталей виконують розрахунок найбільшого допустимого тиску в з'єднанні "зубок-шарошка" $p_{доп}$. Згідно теорії найбільших дотичних напружень, яка найкраще відповідає експериментальним даним, умова міцності деталей полягає у відсутності пластичної деформації на контактних поверхнях отвору і валу [3, 4]:

$$p_{доп} \leq 0,58\sigma_{0,2},$$

де $\sigma_{0,2} = 1800$ МПа для цементованого шару з вмістом вуглецю на його поверхні рівним приблизно 1%.

Отже, $p_{доп} \leq 0,58 \cdot 1800 = 1044$ МПа.

Експлуатаційний тиск не повинен перевищувати допустимий, тому що при пластичному деформуванні матеріалу зубків і корпусу шарошки знижується несуча здатність з'єднання, особливо в умовах динамічного навантаження.

Аналіз пресового з'єднання "зубок-шарошка", яке складалося на Дрогобицькому долотному заводі з шарошки з отворами $\varnothing 10^{+0,055}$ та зубків $\varnothing 10,14_{-0,027}$, свідчить, що натяги в з'єднанні змінювалися від $N_{min} = 0.058$ мм до $N_{max} = 0.14$ мм.

Зі зменшенням натягу при запресовуванні збільшується ймовірність випадання зубків [3]. Застосування селективного складання дає змогу отримати більш однорідні з'єднання деталей: в пресових посадках найбільший натяг зменшується, а найменший – збільшується. Це підвищує однорідність, а, отже, і якість з'єднання.

Відомо, що величина натягу визначає здатність пресових з'єднань витримувати необхідні навантаження та довговічність з'єднання. В результаті натягу на спряжених поверхнях деталей виникають контактні тиски p_k . Їх величину визначають з умови рівності суми абсолютних значень радіальних переміщень обох деталей і різниці радіусів спряжених поверхонь до запресовки. Враховуючи, що зубок виконаний у вигляді суцільного валу, кінцева формула для визначення контактного тиску має вигляд [4]:

$$p_k = \frac{1}{d} \frac{N}{\frac{C_1}{E_1} + \frac{C_2}{E_2}}, \quad (1)$$

де N – натяги в з'єднанні;

E_1 і E_2 – модулі пружності матеріалів охоплюваної та охоплюючої деталей; $E_1 = E_2 = 2 \cdot 10^{11}$ Па;

d – діаметр спряженої поверхні ($d = 10$ мм);

C_1 і C_2 – коефіцієнти, які знаходяться з врахуванням величин коефіцієнтів Пуассона μ_1 і μ_2 охоплюваної та охоплюючої деталей; $C_1 = 0,7$; $C_2 = 1,3$ [4].

При підстановці числових значень в формулу (1), отримали наступні значення контактних тисків:

для $N_{max} = 0.14$ мм, $p_k = 1400$ МПа;

для $N_{min} = 0.058$ мм, $p_k = 580$ МПа.

Отже, при складанні з максимальним натягом контактний тиск $p_k = 1400$ МПа значно перевищує допустимий $p_{\text{дон}} = 1044$ МПа, що неприпустимо. В такій ситуації в цементованому шарі шарошки почнуть виникати тріщини ще в процесі запресовки. Щоб уникнути цього явища запропоновано, як сказано вище, селективне складання пресового з'єднання "зубок-корпус шарошки".

В результаті досліджень, проведених у роботах [1, 3, 4], встановлено, що контактний тиск розподіляється на спряжені поверхні нерівномірно. Викликані ним напруження концентруються в основному в зоні входу зубка в шарошку та в даній частині з'єднання, середня частина з'єднання навантажена значно слабше.

При зростанні контактного тиску, що відповідає збільшенню натягу при запресовці, напруження по лінії спряження пропорційно підвищуються, зберігаючи попереднє розташування зон концентрацій. Величина концентрації напружень з ростом контактного тиску збільшується.

При моделюванні робочих навантажень на зубок ділянка розтягу в його клиновій частині змінюється ділянкою стиску, причому зі сторони дії робочого навантаження напруження стиску є значно меншим, ніж із вільної сторони зубка. Концентрація напружень в місці входу зубка в тіло шарошки зі сторони дії робочого навантаження – зменшується, а зі сторони свobodного навантаження – збільшується. Встановлено, що величина зміни концентрації напружень залежить від робочого навантаження та кута його прикладання.

Перекочування шарошки по забою призводить до зміни напрямку дії робочих навантажень, які залежать від геометричних розмірів долота. Це, в свою чергу, призводить до періодичної зміни величини концентрації напружень в зоні входу зубка в тіло шарошки і утворення змінних напружень у всій клиновій робочій частині зубка. Наявність таких напружень викликає втомне зношування оснащення, веде до зародження і розкриття втомних тріщин, виникнення яких визначається величиною концентрації напружень в зоні входу зубка в шарошку.

Нейтральні лінії відносно розтягу-стиску на клиновій робочій поверхні зубка утворюють можливі площини ковзання, за якими відбувається руйнування твердого сплаву. Ці площини починаються в місці прикладання робочого навантаження і закінчуються в зоні концентрації напружень в місці входу зубка в шарошку, описуючи гіперболічно вигнуту криву.

Виходячи з вищесказаного, довговічність оснащення бурових доліт суттєво залежить від величини концентрації напружень в зоні входу зубка в шарошку.

Збільшення ймовірності випадання зубків, що відбувається зі зменшенням натягу, є дуже неприємним явищем на вибої [3]. Зубки, що випали, попадаючи під зубки шарошки, що обертається, призводять до їх сколу, в результаті чого зменшується породоруйнівна здатність долота.

У роботах [1, 2] розглядаються перспективи використання селективного складання та висунуті загальні рекомендації щодо підвищення надійності з'єднання "зубок-шарошка", проте в них не відображено геометричних параметрів селективних груп.

Для дослідження впливу введення селективного складання на точність пресового з'єднання "твердосплавний зубок-шарошка" проводили визначення характеристик точності партії деталей на базі Дрогобицького долотного заводу.

Було проведено вибірку розмірів отворів у шарошках в кількості $N_{\text{отв}} = 100$ шт. із заводської партії та з партії поставки (10000 шт.) зубків $N_z = 100$ шт.

Вимірювання деталей проводили на горизонтальному оптиметрі ОГЭ-1 з ціною поділки шкали 1 мкм. Отримані дійсні розміри діаметрів отворів на шарошках і діаметрів зубків розміщували у послідовності збільшення їх значень, що дало можливість отримати ряди випадкових дискретних величин. На основі даних вимірювань була висунута гіпотеза Н: розміри діаметрів зубків і розміри діаметрів отворів шарошок підпорядковані нормальному закону розподілу. В таких випадках діапазон розсіювання результатів досліджень рекомендується розбивати на 8 – 15 інтервалів. Для даного дослідження діапазон розсіювання результатів було розділено на 9 інтервалів, відповідно до яких зроблено групування отриманих значень дійсних розмірів, визначено середнє значення розміру в інтервалах та емпіричні і теоретичні частоти.

Аналіз, проведений в роботі [2], свідчить, що гіпотеза про нормальність генеральної сукупності, з якої отримана вибірка, не суперечить проведеним експериментальним дослідженням.

На основі отриманих результатів [2] нами побудовані емпіричні та теоретичні криві розподілу розмірів з'єднаних деталей (діаметрів зубків і отворів у шарошках).

Оскільки центри групування практично співпадають (їх зміщення складає приблизно 14 мкм) і криві розподілу розмірів з'єднаних деталей відповідають закону нормального розподілу, кількість з'єднань "зубок-отвір шарошки" в одноіменних групах приблизно однакова. Таким чином, ліквідується можливість утворення незавершеного виробництва.

Для забезпечення надійності з'єднання "зубок-шарошка" необхідно враховувати точність обробки отворів в шарошках, які отримують розвірчування після цементатії. Найбільш суттєвими похибками, що впливають на точність обробки, є похибки від розмірного спрацювання ріжучого інструменту – розвіртки та колювання пружних об'ємних та контактних деформацій елементів технологічної системи, внаслідок їх нагріву при різанні. Після проведення аналізу точності встановлено, що ріжучий інструмент – розвіртку, оснащену пластинами твердого сплаву, необхідно переточувати, коли її знос по задній поверхні буде досягати

0,3 – 0,35 мкм, або приблизно через 30 хвилин роботи.

Незважаючи на існуючі недоліки селективного складання (відсутність повної взаємозамінності, підвищення трудомісткості контролю, можливість існування невикористаних деталей, необхідність утворення надлишкових запасів деталей), підбір зубків та отворів у вузлі “зубок-корпус шарошки” можна використовувати як метод, що дає змогу отримати необхідну точність складання при економічній точності обробки з’єднуваних деталей, а також запобігає виникненню натягів на верхній та нижній границях, чим досягається підвищення якості складання та надійності з’єднання в умовах експлуатації, зменшується ймовірність виникнення тріщин на верхній (цементованій) частині шарошки.

При користуванні формулою (1) слід також мати на увазі, що в процесі запресування нерівності на контактних поверхнях деталей зминаються і в з’єднанні створюється менший натяг. Поправку на зминання нерівностей контактних поверхонь визначали за формулою [4]:

$$u = 2(k_1 R_{z1} + k_2 R_{z2}), \quad (2)$$

де k_1 і k_2 – коефіцієнти, які враховують висоту зминання нерівностей отвору і валу, залежать від матеріалів спряжених поверхонь та методу складання з’єднання;

R_{z1} і R_{z2} – висота нерівностей поверхонь отвору і валу.

Зусилля запресування (розпресування) з’єднання підраховували за формулою [4]:

$$P = f p_k d \ell, \quad (3)$$

де f – коефіцієнт тертя;

ℓ – довжина з’єднання.

Дослідження проводили на шарошках, виготовлених зі сталі 16ХНЗМА та твердосплавних зубків ВК8-ВК і ВК11-ВК в умовах Дрогобицького долотного заводу.

Параметри твердосплавних зубків наведено в таблиці 1.

Таблиця – Фізико-механічні характеристики досліджених сплавів

Матеріал	Густина, г/см ³	σ_{32} , МПа	HRC ₃
ВК11-ВК	14,2 ... 14,4	21070	87 ... 88
ВК8-ВК	14,5 ... 14,8	18620	87,5 ... 89

Для $d = 10$ мм, $\ell = 7$ мм та $f = 0,08$ – значення коефіцієнта тертя для сталі, що приймається при $N_{opt} = 0,1$ мм, $P = 17584$ Н; при $N_{max} = 0,14$ мм, $P = 24617,6$ Н; при $N_{min} = 0,06$ мм, $P = 10550,4$ Н (для шарошки, зубки якої виготовлені з твердого сплаву ВК8-ВК)..

Як видно з формули (3), збільшення глибини забивання зубка та його діаметру призводить до росту зусилля розпресування. Це підтверджено багатьма експериментальними роботами. Однак Дрогобицький долотний завод використовує готові твердосплавні зубки діаметром і висотою $\cong 10$ мм, отже, впливати зміною

цих параметрів на ефективність закріплення зубків не може.

Міцність пресового з’єднання та сила заправки значною мірою визначаються швидкістю виконання цієї операції. Зазначимо, що швидкість запресування становила 10...15 мм/с. Така швидкість запресування використовується на Дрогобицькому долотному заводі з метою підвищення продуктивності праці. Проте найбільша міцність з’єднання (рис. 1) була досягнута при порівняно менших швидкостях (1 мм/с), причому, це підвищення сягало до 30%.

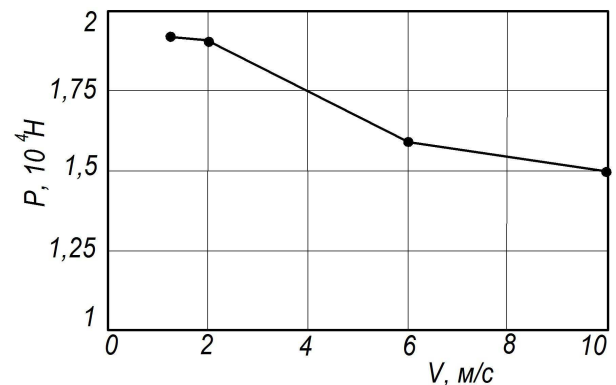


Рисунок 1 – Залежність зусилля розпресування від швидкості запресування

З метою полегшення запресування застосовують теплове складання: нагрів охоплюючої деталі (шарошки) або охолодження охоплюваної деталі (зубка), а також перше і друге разом.

Теплове складання суттєво (в середньому в 1,2-1,5 раза) збільшує несучу здатність з’єднань з натягом. Це пояснюється тим, що при складанні під пресом мікронерівності зминаються, в той час як при тепловому складанні вони, змикаючись, заходять одне в одне, що підвищує коефіцієнт тертя та міцність зчеплення.

При достатньо високому нагріві шарошки та глибокому охолодженні зубків можна отримати нульовий натяг при складанні, і, таким чином, ефективно забезпечити процес складання без застосування механічного запресування.

Відомі формули для випадків нагріву охоплюючої деталі та охолодження охоплюваної [5]:

$$-T_1 = \frac{N}{10^3 d \alpha_1} - T_0; \quad (4)$$

$$T_2 = \frac{N}{10^3 d \alpha_2} + T_0; \quad (5)$$

де N , мкм – натяг в з’єднанні при застосуванні селективного складання (оптимальний натяг дорівнює $N_{opt} = 0,1$ мм);

d – діаметр з’єднання в мм; $d = 10$ мм;

α_1 – коефіцієнт лінійного розширення матеріалу охоплюваної деталі при від’ємних температурах. Враховуючи, що зубок виготовлений з твердого сплаву $\alpha_1 = 5 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹ [5];

α_2 – коефіцієнт лінійного розширення матеріалу охоплюючої деталі. Для сталі 16ХНЗМА $\alpha_2 = 13,2 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹ [5];

T_0 – температура складання, $T_0 = 293$ К.

Для охолодження зубків використовували рідкий азот ($T_1 = 77$ К)

$$-77 = \frac{N_1}{10^3 \cdot 10 \cdot 5 \cdot 10^{-6}} - 293;$$

$$N_1 = 10,8 \approx 11 \text{ мкм};$$

$$N_2 = N - N_1 = 100 - 11 = 89 \text{ мкм};$$

$$T_2 = \frac{89}{10^3 \cdot 10 \cdot 13,2 \cdot 10^{-6}} + 293 = 967 \text{ К}.$$

Отже, для отримання нульового натягу при складанні слід охолоджувати зубки до 77 К і нагрівати шарошку до 967 К.

Слід враховувати, що нагріті деталі охолоджуються при їх перенесенні з печі та складання. Те ж саме стосується і охолоджуваних деталей.

Тому розрахункові температури (в даному випадку – температуру нагріву) слід підвищити на величину, що залежить від часу переносу деталі та швидкості операції складання (в середньому 20 ... 30 К).

Процес складання був здійснений на Дрогобицькому долотному заводі. При охолодженні вала до температури рідкого азоту 77 К і нагріві шарошки до 990 К, найбільшій шорсткості отворів R_{z3} (найменші затрати на виробництво шарошок) було отримано найвищу міцність з'єднання (рис. 2).

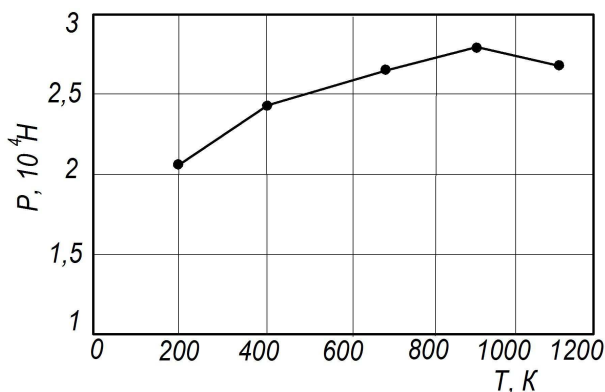


Рисунок 2 – Залежність зусилля розпресування від перепаду температур корпусу шарошки і зубків при їх складанні

Ефект підвищення міцності пресових з'єднань можна отримувати при менших перепадах температур ΔT , але в цих випадках необхідно проводити механічне запресування (рис. 2).

Однак міцність пресового з'єднання із зменшенням перепаду температур дещо падає, хоча залишається вищою навіть при найменшому перепаді 200 К ($\approx$ на 47%), ніж при звичайній механічному запресуванні.

Для з'єднання, складеного при перепаді температур 200К вивчали залежність зусилля розпресування від швидкості запресування. Зменшення швидкості запресування в даному випадку не мало впливу на міцність пресового з'єднання.

Шорсткість спряжених поверхонь пресового з'єднання помітно впливає на його міцність, так як в процесі роботи вузла змінюється на-

пружений стан з'єднання. Отже, величина шорсткості впливає на довговічність твердосплавного оснащення.

Мікронерівності добре впливають на міцність з'єднання, діючи подібно до шпівів і, таким чином, збільшують площу зв'язку між спряженими поверхнями. Але, як встановлено дослідями [6], підвищення параметру шорсткості вище, ніж 0,05мкм знижує несучу здатність з'єднання внаслідок зменшення коефіцієнту тертя на поверхнях контакту.

Величина змінання мікронерівностей залежить від натягу в з'єднанні, висоти нерівностей, їх форми, профілю і густини розподілу, твердості і міцності матеріалу спряжених поверхонь, співвідношення між твердістю охоплюваної та охоплюючої деталей, а також від умов складання.

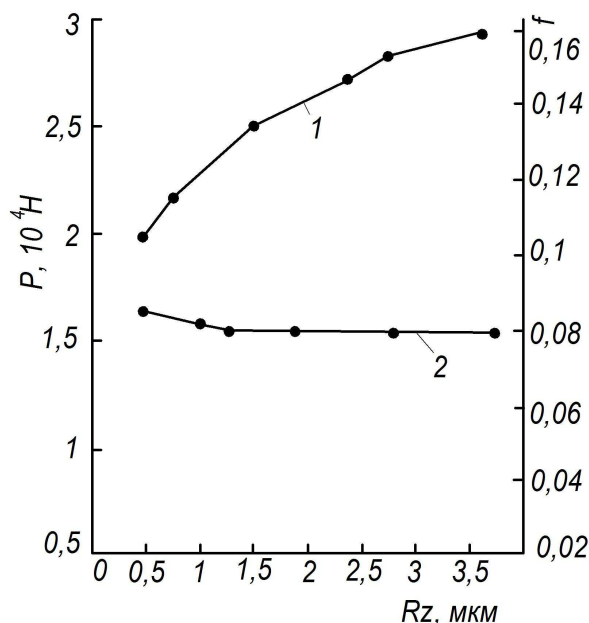
При складанні під пресом нерівності по-слідовно зрізуються при повздовжньому переміщенні і зминаються набагато більше, ніж при складанні з нагрівом або охолодженням деталей (коли нерівності зминаються в радіальному напрямку).

Відомо [7], що при механічному запресуванні найбільша міцність з'єднання досягається при малій шорсткості. На рис. 3 відображено результати аналогічних наших досліджень. Зубок використовували в стані поставання, а шорсткість отворів шарошки змінювали. Глибина забивання зубків у всіх дослідженнях становила ≈ 7 мм. Отримані результати засвідчують позитивний вплив зниження шорсткості на зусилля розпресування зубка.

При стендових випробуваннях експериментальних зразків шарошкових доліт 269,9 ОК-ПВ-3 спостерігали крихке руйнування зубків, загальний знос шарошки, при цьому випадання зубків складало біля 2%, що приблизно на 50% нижче за серійні шарошкові долота.

Значення концентрації напружень в зоні входу зубка в шарошку значно залежить від характеристик міцності матеріалу шарошки. Встановлено залежність [8, 9] між границею плинності сталей шарошок і випаданням зубків, а також зазначено, що зусилля розпресування зростає зі збільшенням (до певного значення) границі плинності. Таким чином, можна вважати, що з ростом границі плинності серцевини шарошок випадання зубків буде зменшуватись. Дослідження проводились на шарошках штиркових доліт діаметром 215,9 мм, виконаних зі сталей 14ХНЗМА та 16ХНЗМА (границя плинності сталі 14ХНЗМА в середньому на 30% вища, ніж у сталі 16ХНЗМА).

Готові шарошки цементували згідно серійної технології. Після цементації (глибина шару 1,6 мм) твердість поверхні складала 57–58 HRC. В результаті досліджень було встановлено, що заміна сталі 16ХНЗМА сталлю 14ХНЗМА дає змогу зменшити випадання зубків практично вдвоє, при цьому дещо підвищились показники стійкості і проходження долота. Це підтвердило припущення про позитивну роль підвищених значень границі плинності, якщо як критерій використовується надійність кріплення зубка.



1 – складання методом нагріву шарошки та охолодження зубка;
2 – складання методом напресовування

Рисунок 3 – Залежність зусилля розпресування і коефіцієнта тертя від шорсткості отворів шарошки

Висновки

Аналіз свідчить, що найвищу міцність з'єднання “зубок-шарошка” забезпечує їх селективне складання з використанням нагріву шарошки і охолодження зубків при шорсткості отворів шарошки $\sim R_z 3$ і швидкістю запресування ~ 1 мм/с.

Встановлено, що підвищення значень границь плинності долотних сталей супроводжується зростанням надійності з'єднань “зубок-шарошка”.

Надалі планується вивчити вплив різних середовищ, які використовуються при запресуванні зубків у тіло шарошки, на міцність з'єднання “зубок-шарошка”.

При визначенні розмірів з'єднуваних зубків і отворів шарошки вимірювальні наконечники приладу опираються на вершини нерівностей їх поверхонь. Тому виміряний натяг буде $N_{вим} = d_{вим} - D_{вим}$. Отже, висота нерівностей входить в розміри деталей і натягу. В процесі запресовки нерівності на контактних поверхнях деталей зминаються і в з'єднанні створюється менший натяг, що знижує міцність з'єднання. Це враховується формулою (2). Зминання нерівностей залежить від різних чинників, зокрема й умов складання з'єднання “зубок-отвір шарошки” (з мастильним матеріалом і без нього). В роботі [10] встановлені значення коефіцієнтів k_1 і k_2 залежно від методів складання з'єднання та матеріалу деталей. Однак різні робочі середовища мають різний вплив на механічні властивості матеріалів деталей нафтогазового обладнання [11]. На даний момент це питання для деталей з'єднання “зубок-отвір шарошки” залишається ще зовсім не вивченим.

Література

- 1 Яким Р.С. Научно-практические основы технологии изготовления тришарошковых буровых долот та підвищення їх якості і ефективності: монографія / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, І. С. Яким. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 384 с.
- 2 Петрина Ю.Д. Підвищення надійності роботи бурових долот шляхом їх селективного складання / Ю. Д. Петрина, О. В. Боднарчук, Я. І. Савчук // Методи і засоби технічної діагностики. – 1995. – № 2. – С. 121 – 125.
- 3 Алиев Э. А. Некоторые особенности расчета на прочность соединения “зубок- шарошка”, полученного новым способом / Э. А. Алиев, Р. Х. Рагимов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1990. – № 7. – С. 34 – 37.
- 4 Новиков И. И. Микромеханизмы разрушения металлов / И. И. Новиков, В. А. Ермишкин. – М.: Наука, 1991. – 368 с.
- 5 Механические свойства металлов и сплавов: справочник / Л. В. Тихонов, В. А. Кононенко, Г. И. Прокопенко, В. А. Рафаловский. – Киев: Наук. думка, 1986. – 567 с.
- 6 Орлов П. И. Основы конструирования: Справочно-методическое пособие в 2-х книгах. Кн. 2 / П. И. Орлов. – М.: Машиностроение, 1988. – 544 с.
- 7 Якушев А. И. Допуски в посадки ЕСДП СЭВ / А. И. Якушев, Е. Ф. Бежелукова, В. Н. Плутанов. – М.: Издательство стандартов, 1978. – 255 с.
- 8 Договечность шарошечных долот / Н. А. Жидовцев, В. Я. Киршенбаум, Э. С. Гинзбург и др. – М.: Недра, 1992. – 266 с.
- 9 Сорокин Г.М. Системный анализ и комплексные критерии прочности сталей / Г. М. Сорокин, И. Б. Куракин. – М.: ООО “Издательский дом Недра”, 2010. – 101 с.
- 10 Якушев А. И. Взаимозаменяемость, стандартизация и технические измерения / А. И. Якушев, Л. Н. Воронцов, Н. М. Федотов. – М.: Машиностроение, 1986. – 352 с.
- 11 Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. посібник / Під заг. ред. В. В. Панасюка. – К.: Наук. думка, 1988. – Т. 10: Міцність та довговічність нафтогазового обладнання / Під ред. В. І. Похмурського, Є. І. Крижанівського. – Львів – Івано-Франківськ: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2006. – 1193 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.01.14

Рекомендована до друку
професором **Крилем Я.А.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Никифорчиним Г.М.**
(Фізико-механічний інститут НАН України,
м. Львів)

ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОФОБНОСТІ ІЗОЛЯЦІЙНИХ МАТЕРІАЛІВ НА БІТУМНО-ПОЛІМЕРНІЙ ОСНОВІ

М.С. Полутренко

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

Проведено дослідження гідрофобності ізоляційних матеріалів на прикладі базової бітумно-полімерної мастики марки МБПІД-1 та модифікованих мастик інгібіторами корозії в дистильованій та морській воді. Встановлено, що природа інгібіторів призводить до підвищення гідрофобності модифікованих мастик, які зберігають пластичні властивості протягом 790 діб випробувань. Експериментально доведено залежність гідрофобності як базової мастики, так і модифікованих мастик від складу електроліту. Встановлено, що водостійкість ізоляційних матеріалів на бітумно-полімерній основі в морській воді майже удвічі вища порівняно з дистильованою водою. Цей факт свідчить про можливість використання модифікованих мастик в сильно мінералізованих ґрунтах. Результати досліджень необхідно враховувати у разі використання ізоляційних матеріалів на бітумно-полімерній основі в болотних, замулених ґрунтах.

Ключові слова: гідрофобність, мастика бітумно-полімерна, інгібітори, ізоляційні покриття

Проведено исследование гидрофобности изоляционных материалов на примере базовой битумно-полимерной мастики марки МБПИД-1 и модифицированных мастик ингибиторами коррозии в дистиллированной и морской воде. Установлено, что природа ингибиторов приводит к повышению гидрофобности модифицированных мастик, сохраняющих пластические свойства в течение 790 суток испытаний. Экспериментально установлена зависимость гидрофобности как базовой мастики, так и модифицированных мастик от состава электролита. Установлено, что водостойкость изоляционных материалов на битумно-полимерной основе в морской воде почти в 2 раза выше по сравнению с дистиллированной водой. Этот факт свидетельствует о возможности использования модифицированных мастик в сильно минерализованных почвах. Результаты исследований необходимо учитывать при использовании изоляционных материалов на битумно-полимерной основе в болотных, заиленных почвах.

Ключевые слова: гидрофобность, мастика битумно-полимерная, ингибиторы, изоляционные покрытия

The study of the insulating materials hydrophobic nature on the example of the base bitumen and polymer cements of the MBPID-1 brand and cements, modified by corrosion inhibitors in distilled water and salt water, has been conducted. It has been found out that the nature of inhibitors causes an increase in the hydrophobic nature of the modified cements that maintain plastic properties within 790 days of testing. The dependence of hydrophobic nature both of the base and the modified cements on the electrolyte composition has been grounded experimentally. It has been also found out that water resistance of insulating materials on the bitumen and polymer basis is almost 2 times higher in salt water than in distilled water. This fact shows the possibility to utilize the modified cements in high-mineralized soils. The study results should be considered when using insulating materials on bitumen and polymer basis in the marshy and ooze soils.

Keywords: hydrophobic nature, bitumen and polymer cement, inhibitors, insulation coatings

Актуальність проблеми

Якість захисних ізоляційних матеріалів є одним з ключових чинників забезпечення надійності та ефективності протикорозійного захисту підземних металоконструкцій. Головне призначення їх полягає, з одного боку, в формуванні бар'єрного шару, що заважає розвитку корозії на поверхні металу, з іншого – в обмеженні утворення продуктів корозії на межі метал-покриття або повному запобіганні йому. З огляду на це, матеріал захисного покриття повинен володіти достатньою адгезією до металу, механічною міцністю, стабільністю структури і при цьому мати слабку проникність до води, хлорид- та сульфат-йонів.

В структурі ізоляційних матеріалів ДК «Укртрансгаз» поряд з сучасними видами ізоляції: поліуретанової (1%), пластобіт (1%), поліетиленової (3%), частка покриттів на нафтобітумній основі перевищує 90%, зокрема: мастиково-стрічкової (43%), гумово-бітумної 52%. Це вказує на необхідність модифікації «традиційних» мастикових матеріалів з метою надання їм якісно нових властивостей. Одним з важ-

ливих показників ефективності використання ізоляційних матеріалів на бітумно-полімерній основі є стійкість до водопоглинання, яка визначає гідрофобність мастики, діелектричні властивості ізоляційного покриття та, в кінцевому результаті, техніко-експлуатаційні параметри і довговічність експлуатації ізоляційних матеріалів.

Авторами показано [1], що в процесі водонасичення нафтобітумних мастикових покриттів вище 5% втрачається до 15% міцності з подальшим різким руйнуванням ізоляції. В роботі [2] зазначено, що через 5 років покриття на нафтобітумній основі набирають до 12,4% вологи, що призводить до зниження електроізоляційних параметрів. З огляду на це, підвищення гідрофобності ізоляційних матеріалів на бітумно-полімерній основі шляхом модифікації їх інгібіторами корозії є актуальним завданням як з практичної, так і наукової точок зору.

Метою даної роботи є проведення досліджень з визначення гідрофобності ізоляційних матеріалів на бітумно-полімерній основі.

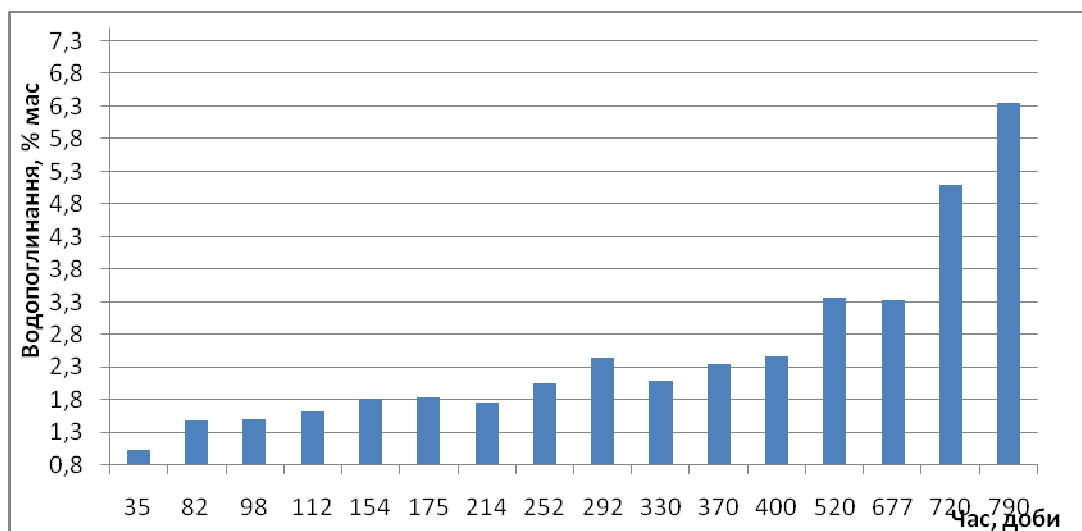


Рисунок 1 – Гістограма водостійкості базової мастики у дистильованій воді

Результати досліджень та обговорення

Об'єктом дослідження слугувала мастика бітумно-полімерна ізоляційна марки МБПД-1. Модифіковані мастики одержували шляхом введення до складу базової мастики інгібіторів корозії з класу амінів та четвертинних амонійних солей. Концентрація інгібіторів в модифікованих мастиках становила 0,1% мас.

Дослідження стійкості до водопоглинання базової та модифікованих мастик на бітумно-полімерній основі проводили згідно загально-прийнятої методики [3], досліджуючи кінетику зміни маси мастик протягом 790 діб витримки зразків у модельних середовищах (дистильована та морська вода).

В попередніх роботах [4-5] зазначається, що модифікація базової мастики органічними інгібіторами корозії різних класів дає змогу отримувати модифіковані мастики з підвищеними адгезійними характеристиками та пластичністю. З огляду на це, представляло інтерес простежити за впливом природи інгібітора на гідрофобність модифікованих мастик, оскільки саме гідрофобність визначає діелектричні властивості ізоляційного покриття. Було підготовлено нові зразки базової мастики та модифікованих мастик, за зміною стійкості до водопоглинання яких простежували в часі. На рис. 1 представлено гістограму зміни водопоглинання базовою мастикою. Статистичну обробку результатів проводили з рівнем надійності 0,95, число вимірювань 5.

З представлених даних видно, що водопоглинання базової мастики наростає протягом всього досліджуваного терміну, який тривав 790 діб. При цьому, простежуються ділянки, де водопоглинання практично не змінюється. Привертає увагу факт різкого наростання водопоглинання після 677 діб. Так, через 113 діб, водопоглинання зросло на 92% (92,17). Такий стрибок водопоглинання може бути пов'язаний з деструкцією мастики. Мастика, втрачаючи пластичні властивості, стає крихкою, на поверхні мастики утворюється бурий наліт. Зміню-

ється також колір мастики. Мастика чорного кольору змінюється на тілесний колір, що зумовлено, ймовірно, вимиванням окремих водорозчинних компонентів мастики.

З результатами, наведеними в роботі [1], корелюються отримані результати досліджень, з яких видно, що після 720 діб випробувань, водопоглинання базової мастики перевищує 5%, що, в свою чергу, також призведе до втрати міцності мастики з подальшим руйнуванням ізоляційного покриття.

У випадку модифікованих мастик, картина водопоглинання змінюється. Як видно з результатів, зображених на рис. 2 та рис. 3, модифікація базової мастики дослідженими інгібіторами сприяє підвищенню водостійкості мастик майже вдвічі.

Аналіз отриманих залежностей (рис. 2) свідчить, що в області від 252 діб до 400 діб, водопоглинання практично не змінюється. Однак, через 120 діб картина радикально змінюється. Знову спостерігається наростання водопоглинання. Різке зростання водопоглинання модифікованою мастикою після 677 діб може бути спричинене змінами в структурі мастики.

Заміна інгібітора з класу амінів на інгібітор з класу четвертинних амонійних солей не вплинула на характер кінетичних залежностей (рис. 3). Той факт, що за час експозиції більше 400 діб спостерігається різке наростання водопоглинання модифікованою мастикою також вказує на суттєві зміни в структурі мастики, які призводять до зменшення її водостійкості.

Слід зазначити, що зразки модифікованих мастик, витриманих в дистильованій воді протягом 790 діб, на відміну від базової мастики, залишаються пластичними.

Констатуємо той факт, що водопоглинання модифікованих мастик є значно нижчим за водопоглинання базової мастики дає підставу стверджувати, що природа інгібітора, введеного до складу базової бітумно-полімерної мастики впливає на гідрофобність модифікованих мастик. При цьому інгібітор, сорбуючись на

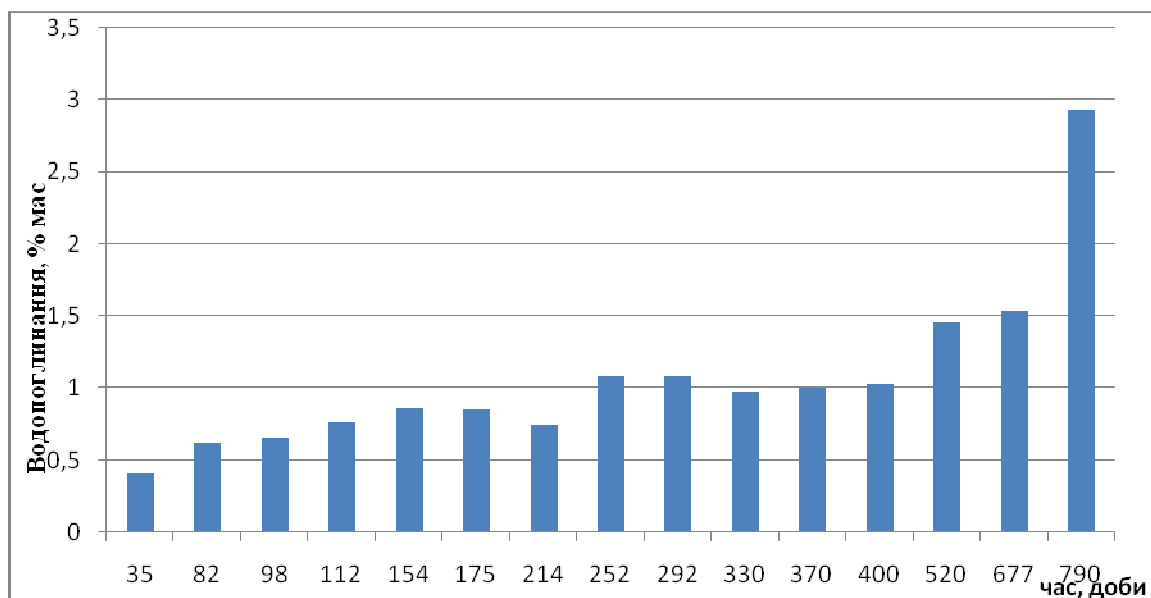


Рисунок 2 – Гістограма водостійкості модифікованої бітумно-полімерної мастики інгібітором з класу амінів у дистильованій воді

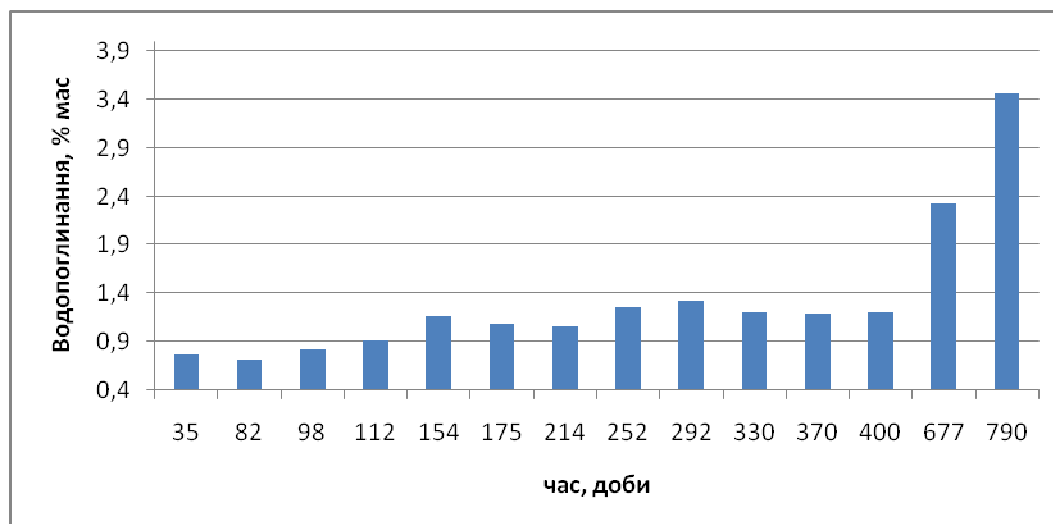


Рисунок 3 – Гістограма водостійкості модифікованої бітумно-полімерної мастики, модифікованої інгібітором з класу четвертинних амонійних солей у дистильованій воді

поверхні бітумно-полімерної матриці, ймовірно, утворює нову структуру, яка володіє підвищеною гідрофобністю. Одержані результати доцільно брати до уваги при використанні модифікованих мастик в болотних, замулених ґрунтах.

При витримці зразків мастик у морській воді, характер залежностей зміни водопоглинання залишається аналогічним, отриманим для дистильованої води (рис. 4-6). Аналіз експериментальних даних свідчить, що водостійкість мастик базової і модифікованих в морській воді є значно вищою, ніж в дистильованій воді. Так, за однаковий проміжок часу (370 діб) водостійкість базової мастики майже в 4 рази вища в морській воді, порівняно з дистильованою водою.

Аналіз результатів, отриманих з водостійкості базової мастики в морській воді (рис. 4) свідчить про наростання водопоглинання про-

тягом всього досліджуваного проміжку часу. При цьому слід зауважити лінійний характер водопоглинання протягом 400 діб, після чого спостерігається різке наростання водопоглинання.

У випадку модифікованих мастик, характер зміни водостійкості в морській воді аналогічний, отриманому для дистильованої води. При цьому слід зазначити, що водопоглинання як базової, так і модифікованих мастик (рис. 4-6) у морській воді є нижчим, більше ніж у 2 рази порівняно з дистильованою водою.

Той факт, що водопоглинання всіх зразків мастик у морській воді є значно нижчим за водопоглинання в дистильованій воді пов'язано, ймовірно з впливом йонної сили електроліту на водостійкість мастик, оскільки йонна сила дистильованої води знаходиться в межах $10^{-3} - 10^{-4}$ моль/л, а морської води становить приблизно

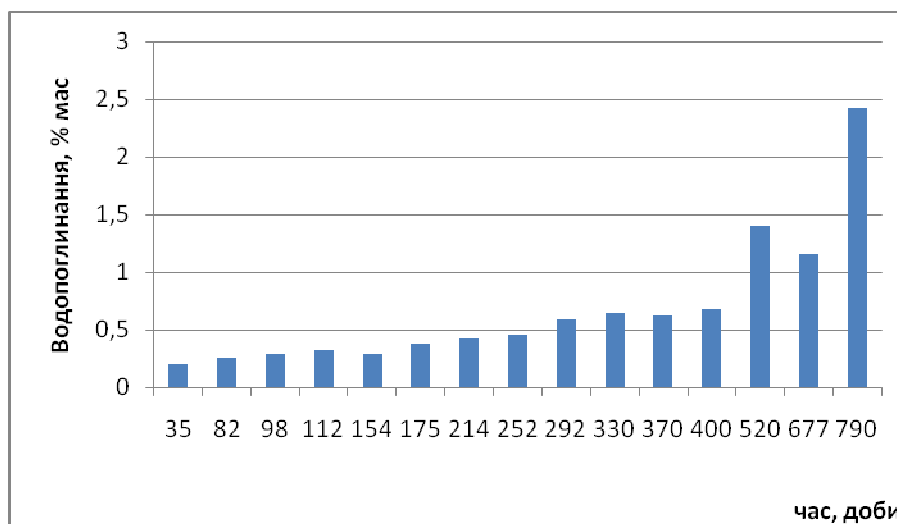


Рисунок 4 – Гістограма водостійкості базової мастики у морській воді

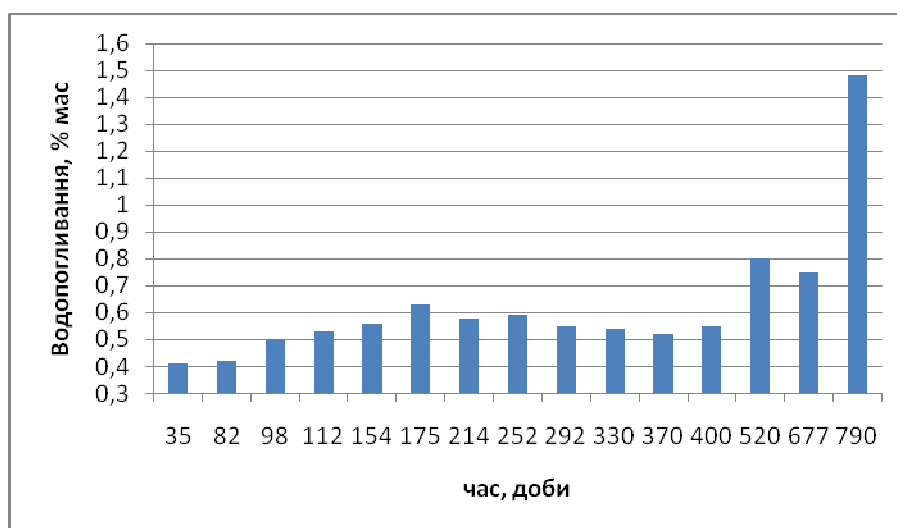


Рисунок 5 – Гістограма водостійкості модифікованої бітумно-полімерної мастики інгібітором з класу амінів у морській воді

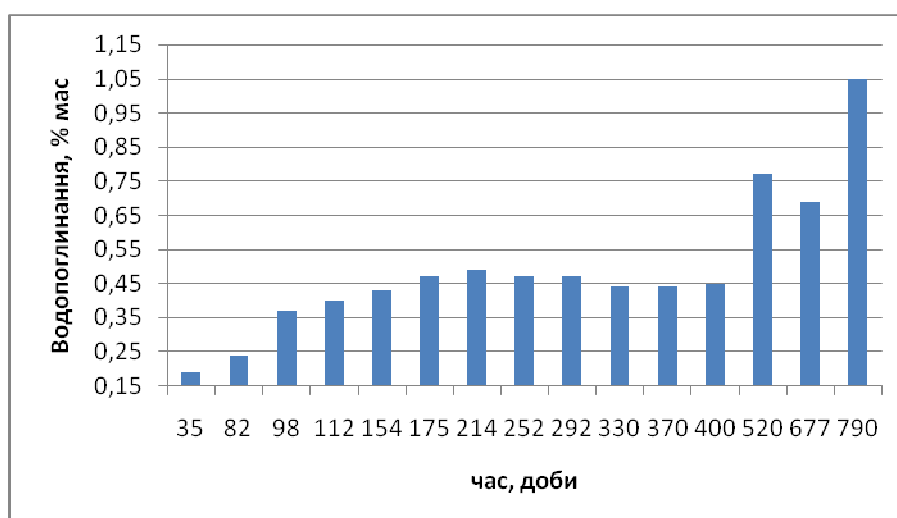


Рисунок 6 – Гістограма водостійкості модифікованої бітумно-полімерної мастики, модифікованої інгібітором з класу четвертинних амонійних солей у морській воді

0,7 моль/л. Одержані результати є важливими з практичної точки зору, оскільки це відкриває ще одну грань для використання модифікованих бітумно-полімерних мастик як в морській воді, так і в сильно мінералізованих ґрунтах, вміст солей в яких перевищує 4%.

Висновки

1. Проведено дослідження гідрофобності ізоляційних матеріалів на прикладі базової бітумно-полімерної мастики марки МБПД-1 та модифікованих мастик інгібіторами корозії в дистильованій та морській воді.

2. Встановлено вплив природи інгібітора, введеного до складу базової бітумно-полімерної мастики, на гідрофобність модифікованих мастик.

3. Встановлено, що водостійкість ізоляційних матеріалів на бітумно-полімерній основі в морській воді майже удвічі вища порівняно з дистильованою водою.

4. Результати досліджень необхідно враховувати при використанні ізоляційних матеріалів на бітумно-полімерній основі в болотних, замулених, а також сильно мінералізованих ґрунтах, вміст солей в яких перевищує 4%.

Література

1 Попченко С.Н. Совершенствование гидроизоляционных и кровельных покрытий путем использования полимерных и полимер-битумных материалов / С.Н. Попченко // Опыт разработки и внедрения новых гидроизоляционных материалов в строительстве. – Л.: ЛДНТП. – 1979. – С. 41-45.

2 Попченко С.Н. Гидроизоляция сооружений и зданий / С.Н. Попченко. – Л.: Стройиздат. – 1981. – 304 с.

3 ГОСТ 9812-74 Битумы нефтяные изоляционные. Определение водонасыщаемости. // Москва: Изд.-востандартов, 2000. – 4 с.

4 Крижанівський Є.І. Забезпечення мікробіологічної стійкості бітумно-полімерного ізоляційного покриття / Є.І. Крижанівський, Я.Т. Федорович, М.С. Полутренко та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 3 (32). – С. 72-79.

5 Пат. 822775 Україна, МПК (2006) C23F 11/00, F 16L 58/02 Спосіб захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С. Гужов Ю.П., Федорович І.В. ; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. - № а200610107; опубл. 12.05.2008, Бюл.№9, 2008 р.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.01.14*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Банахевичем Ю.В.
(відділ експлуатації МГ і ГРС
ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)*

АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИСТЕМ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

О. В. Тимків

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tymkiv_o_wat2007@yahoo.com

Розглядаються методи розрахунку режимів роботи систем магістральних газопроводів. У літературі практично відсутні поради щодо вибору методу розв'язання подібних задач. Як правило, автори різних праць розглядають окремо теплові та гідродинамічні задачі, а вивчення окремих задач суттєво допомагає при виборі чисельного методу розв'язання і його реалізації на ЕОМ.

При розрахунках неусталених неізотермічних режимів для задач в одновірній постановці ефективніше застосовувати метод сіток, причому перевагу надають неявним схемам. При розв'язуванні задач у двовірній постановці для газопроводів невеликої довжини зручно використовувати локально-одновірний метод і метод змінних напрямків; для газопроводів великої довжини, а також для розрахунків складних газотранспортних систем при двовірному описі течії газу доцільно використовувати метод «прямих». При розв'язуванні задач із непрямокутними межами, зокрема задачі теплообміну з ґрунтом, який має складну поверхню можливе застосування інтегрального методу; використання методу сіток ефективніше, якщо застосовується схема інтегрування за часовою змінною не нижче другого порядку. Найсучаснішим методом розв'язку систем диференціальних рівнянь є метод кінцевих елементів і його подальше розроблення - метод суперелементів.

Ключові слова: теплові задачі, гідродинамічні задачі, метод сіток, локально-одновірний метод, метод змінних напрямків, метод прямих, інтегральний метод, метод суперелементів.

Рассматриваются методы расчета режимов работы систем магистральных газопроводов. В литературе практически отсутствуют советы по выбору метода решения подобных задач. Как правило, авторы различных работ тепловые и гидродинамические задачи рассматривают отдельно, а изучение отдельных задач существенно помогает при выборе численного метода решения и его реализации на ЭВМ.

При расчетах неустановившихся неізотермічних режимов для задач в одновірній постановці ефективніше застосовувати метод сіток, причому перевагу надають неявним схемам. При розв'язуванні задач у двовірній постановці для газопроводів невеликої довжини зручно використовувати локально-одновірний метод і метод змінних напрямків; для газопроводів великої довжини, а також для розрахунків складних газотранспортних систем при двовірному описі течії газу доцільно використовувати метод «прямих». При розв'язуванні задач із непрямокутними межами, в частині задачі теплообміну з ґрунтом, який має складну поверхню можливе застосування інтегрального методу; використання методу сіток ефективніше, якщо застосовується схема інтегрування по часовій змінній не нижче другого порядку. Сучаснішим методом розв'язку систем диференціальних рівнянь є метод кінцевих елементів і його подальша розробка - метод суперелементів.

Ключевые слова: тепловые задачи, гидродинамические задачи, метод сеток, локально-одномерный метод, метод переменных направлений, метод прямых, интегральный метод, метод суперэлементов.

In the literature there is almost no advice about choosing the method of solving such problems. Typically, the authors of various articles, thermal and hydrodynamic tasks consider separately, and the study of individual tasks are much easier when choosing a numerical method of solution and its realization on a computer.

When calculating nonsteady non-isothermal modes for one-dimensional formulation problems it is more efficiently to apply the method of nets, with preference given to implicit schemes. When solving two-dimensional formulation problems for short gas pipelines it is convenient to use local-and-one-dimensional method and method of variable directions; it is advisable to use the method of lines for long gas pipelines and for calculations of complex gas transportation systems when there is a two-dimensional description of the gas flow. When solving problems with nonrectangular boundaries and, in particular, when dealing with the problems of heat exchange with the ground, which has a complex surface, it is possible to utilize the integral method; the use of the method of nets is more efficient if the integration scheme in accordance with the time variables not less than the second order is used. The most modern method for solving differential equation systems is the finite element method and its further development – a method of superelements.

Key words: thermal problems, hydrodynamic problems, method of nets, local-and-one-dimensional method, method of variable directions, method of lines, integral method, method of superelements.

Для вирішення завдань керування магістральними газопроводами при застосуванні сучасних методів управління необхідно знати динамічні характеристики систем магістрального газопроводу. Для цього доцільно використовувати формалізацію технологічних процесів трубопровідного транспорту газу. Наявність математичної моделі трубопровідного транспорту газу дає змогу обрати параметри та структури управління, визначити критерії оптимальності та обмеження, з'ясувати точність, правильно вибрати технічний засіб управління та ін. Вихідну модель явищ і процесів в газотранспортних системах не завжди вдається отримати з високою точністю, що відповідає реальному явищу і процесу.

тру газу дає змогу обрати параметри та структури управління, визначити критерії оптимальності та обмеження, з'ясувати точність, правильно вибрати технічний засіб управління та ін. Вихідну модель явищ і процесів в газотранспортних системах не завжди вдається отримати з високою точністю, що відповідає реальному явищу і процесу.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є вибір найбільш придатного методу розрахунку складної газотранспортної системи за різних режимів течії газу.

Досягнення цієї мети передбачає розв'язок наступних задач:

- аналіз існуючих методів розрахунку режимів простих газопроводів;
- аналіз існуючих методів розрахунку режимів складних газотранспортних систем;
- аналіз існуючих методів розрахунку режимів компресорних станцій магістральних газопроводів.

Об'єктом досліджень є реальна газотранспортна система західного регіону України.

Предметом досліджень є режими газотранспортних систем.

Методи дослідження. Оброблення результатів теоретичних досліджень виконувалось із використанням:

- статистичних методів оброблення інформації;
- методів групування;
- системного аналізування.

Наукова новизна результатів досліджень: визначено методи розрахунку складних газотранспортних систем довільної конфігурації та різних режимів плинину газу.

Вибір методу розрахунку неізотермічних неусталених режимів складних систем магістральних газопроводів залежить від багатьох факторів: геометрії, стаціонарності чи не стаціонарності течії, стисливості, точності розрахунку, числа необхідних вузлових значень, тощо. При оцінюванні того чи іншого методу необхідно враховувати його складність, гнучкість, пристосовуваність. Тому не можна виділити якийсь конкретний метод як оптимальний для всіх випадків [1].

Рівняння транспорту газу включає в себе змінні коефіцієнти при похідних, тому вказувати, до якого типу рівнянь відносяться розглядувані вирази, практично неможливо. Внаслідок цього постає проблема вибору універсального методу розрахунку вказаної системи диференціальних рівнянь. Розрахунок режимів роботи магістральних газопроводів для оперативного керування потрібно провести за досить короткий час, з іншого боку, довжина ділянки, що розраховується, може досягати сотень кілометрів. Отже, вибраний метод має бути швидкодіючим за умови достатньої точності розв'язку.

Слід зазначити, що в літературі практично відсутні поради щодо вибору методу розв'язання подібних задач. Як правило, автори різних праць теплові та гідродинамічні задачі розглядають окремо [2, 3], а вивчення окремих задач суттєво допомагає при виборі чисельного методу розв'язання і його реалізації на ЕОМ. Різницеві методи розв'язання задач гідродинаміки розглянуто в [4, 5]. Цікавий огляд і досить повні відомості про найбільш часто використо-

вувани в працях зарубіжних авторів методи розв'язання подано в [6].

Привертають увагу сучасні методи розв'язання задач [7, 8, 9], які описуються диференціальними рівняннями у часткових похідних. Найбільш поширений метод сіток внаслідок своєї універсальності та наявності добре розроблених теорій. Для його використання в області визначення шуканих функцій вводять сітку; всі похідні, які входять у рівняння та крайові умови, замінюються різницевиими значеннями у вузлах сітки. Розв'язок отриманих при цьому алгебраїчних рівнянь дає наближені значення функцій у вузлах сітки. Для більшості різницевих схем вузли сітки лежать на перетині деяких прямих ліній, проведених або у звичайній системі координат, або у спеціально підібраній за формою області визначення G шуканих функцій. Вибір виду сітки значною мірою залежить від форми області G . Для двомірних задач у прямокутній області найчастіше використовують прямокутну сітку, значно менше - трикутну та шестикутну [10]. Основні кінцево-різницеві формули для часткових похідних можуть бути одержані за допомогою розкладання у ряди Тейлора.

У праці [6] розглядаються кінцево-різницеві аналоги похідних разом з оцінкою помилки апроксимації.

Для похідної першого порядку: різницева апроксимація вперед

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \frac{f_{i+1} - f_i}{\Delta x}, \quad (1)$$

з похибкою апроксимації порядку Δx ;
різницева апроксимація назад

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \frac{f_i - f_{i-1}}{\Delta x}, \quad (2)$$

з похибкою апроксимації порядку Δx ;
центральна різницева апроксимація

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \frac{f_{i+1} - f_{i-1}}{2\Delta x}, \quad (3)$$

з похибкою апроксимації порядку Δx^2 , тобто з другим порядком точності.

Точніші результати має двостороння різницева похідна. Аналіз свідчить, що різницева похідна назад має достатню точність при простій структурі диференціальних рівнянь, а різницева апроксимація вперед може спричинити значні коливання у процесі розв'язання, що призводить до нестійкості різницевої схеми.

Для другої похідної $\frac{\partial^2 f}{\partial x^2}$ центрально-різницевий аналог можна подати у вигляді:

$$\frac{\partial^2 f}{\partial x^2} = \frac{f_{i+1} + f_{i-1} - 2f_i}{\Delta x^2}, \quad (4)$$

похибка апроксимації має порядок Δx^2 .

Кінцево-різницеві вирази можна одержати також, використовуючи апроксимуючу аналітичну функцію з вільними параметрами, яка будується зі значеннями у вузлах сітки, а потім аналітично диференціюється. При цьому ви-

гляд апроксимуючої функції повинен визначатися аналітичним розв'язком або на основі експериментальних даних. Найчастіше як апроксимуючі функції використовують поліноми, при цьому в ряді практичних задач не вище другого порядку.

Якщо припустити, що значення в точках $i-1$ та $i+1$ задані, то можна провести параболічну апроксимацію

$$f(x) = a + b + cx^2. \quad (5)$$

Приймаючи за початок координат $x=0$

$$\begin{aligned} f_{i-1} &= a - b\Delta x + c\Delta x^2, \quad f_i = a, \\ f_{i+1} &= b\Delta x + c\Delta x^2 + a. \end{aligned} \quad (6)$$

Тоді:

$$c = \frac{f_{i+1} + f_{i-1} - 2f_i}{2\Delta x^2}, \quad b = \frac{f_{i+1} - f_{i-1}}{2\Delta x}. \quad (7)$$

У точці i значення першої похідної:

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_i = [b + 2cx]_{x=0} = b. \quad (8)$$

Значення другої похідної:

$$\frac{\partial^2 f}{\partial x^2} = 2c. \quad (9)$$

Варто відзначити, що виявлено деякі недоліки поліноміальних апроксимацій. Зі збільшенням порядку апроксимації підвищується чутливість до «шумів», тобто до більш або менш випадково розподілених малих помилок у даних, що може призвести до недостовірних результатів. Чутливість поліноміальних апроксимацій можна зменшити, якщо для полінома N -го порядку взяти дані в $3 \cdot N$, $4 \cdot N$ та інших точках. При цьому доцільно знаходити коефіцієнти не алгебраїчно, а методом найменших квадратів.

Слід відзначити, що залежно від способу апроксимації похідних одержані алгебраїчні рівняння можуть мати одне чи декілька невідомих значень функції на новому шарі. У першому випадку схеми називають явними, у другому - неявними.

Для явних схем невідомі значення шуканої функції можна виразити через відомі. Для неявних схем на кожному шарі одержуємо систему лінійних рівнянь відносно невідомих значень функції. Найчастіше матриця цієї лінійної системи тридіагональна і розв'язок можна знайти алгебраїчною перегонкою.

Основною перевагою явних систем є простота розв'язку апроксимуючих рівнянь. Явні схеми економічні, оскільки для переходу до нового шару потрібно виконати арифметичні дії у кількості, пропорційній до першого ступеня числа невідомих. У цьому розумінні явна схема не поліпшується. Суттєвим недоліком явних схем є: по-перше, динамічна нестійкість, пов'язана з обмеженням на величину кроку за часом; по-друге, статична нестійкість, зумовлена для рівняння теплообміну за величиною температуропровідності. Приклад простої явної двохшарової за часом схеми з використанням

третичкової апроксимації другої похідної і центрально-різницевої апроксимації конвективних членів для розв'язку рівняння переносу вихору розглянуто у [11]. Вказані недоліки явних різницьових схем призвели до необхідності використання для розв'язку систем диференціальних рівнянь неявних схем. У [12] зазначається, що при чисельному вивченні складних задач, особливо на початковій стадії роботи, коли невідомий характер поведінки розв'язку, доцільніше використовувати явні схеми. У подальшому ж слід віддавати перевагу більш, ефективним схемам, зокрема неявним.

У [8] розглянуто числові розв'язки задачі нестационарної теплопровідності кінцево-різницею методами. При цьому використані: явна кінцево-різницєва апроксимація з введенням додаткових вузлів на відстані 0,5 кроку від границі (сітка Шмідта); неявна кінцево-різницєва апроксимація за шеститочковою схемою (схема Кранка-Ніколсона); неявна кінцево-різницєва апроксимація за чотириточковою схемою.

Аналіз розв'язків із використанням вказаних видів сіток свідчить, що явні різницьові схеми для розв'язку крайових задач більш ефективні, ніж неявні, оскільки, по-перше, дають змогу збільшувати часовий крок (особливо у випадку Кранка-Ніколсона), по-друге, використовувати нерівномірну розбивку області, за допомогою якої можна точніше апроксимувати границі області та точніше враховувати граничні умови. Для розв'язання двомірних задач теплопровідності розглянуто методи розщеплення, коли складну задачу математичної фізики можна звести до послідовного розв'язання більш простих задач. Зокрема, рекомендують два наближених методи: локально-одномірний (ЛОМ) [9] та метод змінних напрямків (МЗН) [13, 14], в тій чи іншій мірі строго розроблені поки що тільки для розв'язку двомірних задач.

При використанні цих методів можна послідовно, в два етапи, одержувати у системі алгебраїчних рівнянь тридіагональні матриці, що дає змогу застосовувати метод перегонки, а отже, скорочує об'єм оперативної пам'яті та необхідний час обчислень.

Аналізуючи чутливість розв'язків, рекомендувати для тих розрахунків, які не вимагають високої точності, схему ЛОМ, а при розрахунках з високим ступенем точності використовувати схему МЗН, яка дає розв'язки, близькі до істинних, особливо при досягненні усталеного стану.

Метод змінних напрямків за останні роки широко застосовується в задачах гідродинаміки та теплообміну. Це пояснюється тим, що МЗН простий і єдиний для кожного рівняння початкової системи, він застосовується для розв'язання як стаціонарних, так і нестационарних задач. Різницєва схема, що використовується, об'єднує (стосовно кожного окремо взятого рівняння системи) переваги явної та неявної схем, тобто є економічною і, безумовно, стійкою. Метод не має обмежень, пов'язаних із типом апроксимації конвективних членів, що особливо важливо у зв'язку з відсутністю аналі-

зу схемної в'язкості для двомірного випадку. Водночас практично всі розрахунки важливих багатомірних задач про течії стисливої рідини, опубліковані до цього часу, проводились за допомогою багатокрокових явних схем. Перевага явних схем під час розв'язання задач стискуваного середовища викликана суттєвою залежністю коефіцієнтів від шуканих функцій, тому при виборі їх значень із попереднього часового кроку виникають значні помилки в обчисленнях.

Досліджуючи роботи різних авторів [6], бачимо, що більшість неявних схем, безумовно стійких при застосуванні до диференціальних рівнянь з постійними коефіцієнтами, не може бути такою ж і при застосуванні до системи рівнянь, які описують течію стисливої рідини. Тепер нелінійні задачі течії газів більш успішно розв'язуються за допомогою явних схем [6], хоча в майбутньому неявні схеми розрахунку течій стискуваного середовища можуть набути важливого значення. У зв'язку з цим постає питання про застосування в задачах транспортування природного газу інших методів, таких як: метод «прямих», метод характеристик, метод контрольного об'єму, інтегральний метод та ін. Метод «прямих» є одним із багатокрокових за часом методів з явною схемою по просторових змінних. У цьому методі сітка вводиться тільки для частини змінних, які розглядаються як дискретні, а одна змінна, переважно час τ , залишається безперервною. При цьому рівняння у часткових похідних апроксимуються диференційно-різницею аналогами, які становлять систему значного числа звичайних диференціальних рівнянь [15]. Для розв'язку такої системи рівнянь звичайно використовують метод Рунге-Кутта з автоматичним вибором кроку [16]. Перевагами цього методу є швидкодія, точність і широка реалізація на ЕОМ. Розходження спостерігаються тільки при побудові схем. Найчастіше застосовується схема четвертого порядку точності, яка утворює сім'ю чотиричленних схем [9]. Зокрема, у стандартних програмах на ЕОМ реалізована схема:

$$\begin{aligned} y_{n+1} &= y_n + h/6(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4); \\ k &= f(x_n, y_n), \\ k_2 &= f(x_n + h/2, y_n + h/2 * k_1), \\ k_3 &= f(x_n + h/2, y_n + h/2 * k_2), \\ k_4 &= f(x_n + h, y_n + h * k_3), \end{aligned} \quad (10)$$

де y_n, y_{n+1} – розв'язки на n та $n+1$ кроці;
 x_n – незалежна змінна на h кроці;
 f – права частина рівняння виду

$$\frac{dy}{dx} = f(x, y).$$

У [13] наведена друга варіація методу Рунге-Кутта четвертого порядку:

$$\begin{aligned} y_{n+1} &= y_n + (0,174750k_1 - 0,551481k_2 + \\ &+ 1,205535k_3 + 0,171185k_4), \end{aligned} \quad (11)$$

де $k_1 = f * h(x_n, y_n)$, $k_2 = h * f(x_n + 0,4h, y_n + 0,4k_1)$,
 $k_3 = h * f(x_n + 0,45573h, y_n + 0,296978k_1 + 0,158760k_2)$,
 $k_4 = h * f(x_n + h, y_n + 0,218100k_1 - 3,050965k_2 + 3,832864k_3)$.

Ця схема має найнижчу похибку для даної сім'ї схем Рунге-Кутта.

Метод «прямих» дає змогу ефективно розв'язувати різноманітні задачі, які виникають при моделюванні динамічних властивостей трубопроводних систем. Недоліком цього методу є те, що при розрахунку ділянки в магістральних газопроводах довжиною в декілька сотень кілометрів доводиться розв'язувати систему диференціальних рівнянь великої розмірності. Крім того, у процесі зведення початкових рівнянь до звичайних диференціальних опираються на неперервність початкових функцій та їх похідних по всій області інтегрування. Тому метод прямих не слід використовувати при ступінчастих збуреннях [17].

Метод характеристик – метод, суть якого зводиться до відшукування таких напрямків, де часткове диференціальне рівняння може бути спрощене до звичайного диференціального рівняння [18]. Цей метод незручний при розрахунках складних схем, що описуються нелінійними диференціальними рівняннями. Крім того, різкі зміни параметрів системи (наприклад, перепад тиску в магістральному газопроводі) призводять до неможливості розв'язання методом характеристик [6].

Інтегральний метод дає можливість досягти повного розкладання результативного показника за факторами і носить універсальний характер – застосовується для вимірювання впливу факторів у мультиплікативних, кратних і змішаних моделях. Використання цього способу дає змогу отримати більш точні результати в порівнянні з іншими вище названими способами, оскільки додатковий приріст результативного показника від взаємодії факторів приєднується чи не до останнього фактору, а ділиться порівну між ними [18]. Для розподілу додаткового приросту недостатньо взяти його частки, що відповідають кількості факторів, так як фактори можуть діяти в різних напрямках. Тому зміна результативного показника вимірюється на нескінченно малих відрізках часу, тобто проводиться підсумовування прирощення результату, що визначається як часткові похідні, помножені на приріст факторів на нескінченно малих проміжках. Операція обчислення означеного інтеграла вирішується за допомогою ЕОМ і зводиться до побудови підінтегральних виразів, які залежать від виду функції або моделі факторної системи. У зв'язку зі складністю обчислення деяких певних інтегралів і додаткових складнощів, пов'язаних з можливою дією факторів у протилежних напрямках, на практиці використовуються спеціально сформовані робочі формули, що наводяться в спеціальній літературі. Таким чином, використання інтегрального методу не потребує знання всього процесу інтегрування. Достатньо лише в робочі формули підставити необхідні числові дані і зробити підрахунки. При цьому досягається більш висока точність розрахунків. Інтегральний метод добре проявляє себе при непрямокутних межах. Крім того, перевага цього методу полягає у консервативності його схем, тобто

він забезпечує виконання певних інтегральних законів збереження, справедливих для початкових диференціальних рівнянь. Слід зазначити, що за допомогою кінцево-різницевого методу можна також одержати консервативні схеми, але консервативність не обов'язково підвищує точність схем. Наприклад, для диференціальних рівнянь зі змінними коефіцієнтами неконсервативний метод може призвести до більш точних результатів, ніж консервативний.

Метод контрольного об'єму [19] ґрунтується на мікроскопічних фізичних законах, а не на використанні математичного апарату неперервних функцій. Особливо важливим це виявляється у тих випадках, коли диференціальні рівняння не мають всюди неперервних розв'язків, які можна було б у кожній точці подати у вигляді рядів Тейлора. Однак у розглядуваній задачі не існує розв'язків із розривами, тому використання методу контрольного об'єму не дає помітних переваг порівняно, наприклад, із кінцево-різницевою методикою.

Методи контрольного об'єму та інтегральний беззбіж до кінцево-різницевого методу, зокрема вони можуть призвести до однакових різницевоїх виразів похідних.

У ряді практичних випадків доцільно використовувати метод Монте-Карло. Для розв'язку задач такого типу використовують закони великих чисел.

Оцінки $f_1, f_2, \dots, f_n$ шуканої величини f отримують на основі статичної обробки матеріалу, пов'язаного з результатами деяких багатократних випадкових випробувань. При цьому вимагається, щоб випадкова величина f_n при $n \rightarrow \infty$ по ймовірності сходилась до шуканої величини f , тобто для будь-якого $\varepsilon > 0$ повинно мати місце граничне співвідношення:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} (P | f - f_n | < \varepsilon) = 1,$$

де P – ймовірність.

Шукана величина f трактується як математичне сподівання деякої випадкової величини.

У [6] виділено три основні підходи з використання методів Монте-Карло для розв'язку крайових задач:

- 1) дискретизація задачі з подальшим розв'язком системи лінійних алгебраїчних рівнянь;
- 2) подання розв'язку у вигляді континуального інтеграла і його обчислення;
- 3) зведення початкової диференціальної задачі до спеціального та інтегрального рівнянь і розв'язання цього рівняння.

Перший підхід найбільш універсальний і зводиться до простих чисельних алгоритмів, які, однак, у ряді випадків виявляються більш трудомісткими, ніж алгоритми, що базуються на інших підходах або детермінованих методах. Зокрема, ймовірнісні методи розв'язку систем алгебраїчних рівнянь, що викладені у працях [20, 21, 22], свідчать, що їх застосування не має переваги порівняно з детермінованими методами, коли основна матриця розряджена. Таку матрицю одержують при кінцево-різницевої апроксимації розглянутих нами диференціальних рівнянь. Аналогічні висновки зроблено у [23],

де аналізуються основні методи розв'язку систем диференціальних рівнянь у часткових похідних, пов'язані з їх кінцево-різницевою апроксимацією. При цьому автори зазначають, що для деяких крайових задач, наприклад задачі Діріхле, метод дає значну перевагу, якщо необхідно знайти розв'язок в деяких точках.

Отже, перший підхід до побудови методів Монте-Карло, пов'язаний з кінцево-різницевою апроксимацією, менш перспективний, ніж другий і третій, і в задачі, яка розглядається, не дає помітної переваги порівняно з детермінованими алгоритмами. Застосування інших статистичних підходів також ускладнене через відсутність добре розроблених теорій і алгоритмів, крім того, програмування цих методів пов'язане з алгоритмічними труднощами. Причому оцінити переваги методу можна тільки після закінчення розробки програми.

Найсучаснішим методом розв'язку систем диференціальних рівнянь є метод кінцевих елементів (МКЕ) [24] і його подальша розробка – метод суперелементів (МСЕ) [25]. Метод кінцевих елементів є сітковим методом, призначеним для вирішення завдань мікрорівня, для якого модель об'єкта задається системою диференціальних рівнянь в часткових похідних із заданими крайовими умовами. Метод кінцевих елементів успішно застосовується в найрізноманітніших завданнях. Він був створений для вирішення складних рівнянь теорії пружності і будівельної механіки і виявився набагато ефективнішим за метод кінцевих різниць. Зараз активно розробляються й інші застосування методу кінцевих елементів. Цей метод незамінний, якщо потрібно враховувати геометричні особливості областей – тоді ЕОМ використовується не тільки для вирішення системи рівнянь, але, в першу чергу, для формулювання і побудови дискретних апроксимацій. З математичної точки зору метод являє собою узагальнення методу Релея – Рітца – Гальоркіна. Тому він застосовний до широкого класу рівнянь в часткових похідних. У методі Рітца, однак, не розв'язується безпосередньо диференціальне рівняння; замість цього вихідна задача представляється в еквівалентному варіаційному формулюванні, а потім шукається наближене рішення останнього у вигляді комбінації заданих пробних функцій. При цьому вагові коефіцієнти обчислюються з варіаційного принципу, відповідного завданню. Це і є та система дискретних рівнянь, яка вирішується за допомогою ЕОМ. Ця ідея вважається досить давньою. Новим є лише вибір пробних функцій: у методі кінцевих елементів вони кусково-поліноміальні. Саме цим вибором визначається успіх методу. Кожна функція дорівнює нулю на більшій частині області і відмінна від нуля тільки в околиці одного вузла. У цій околиці функція складена з поліномів невеликого степеня, і всі обчислення стають максимально простими. Цікаво, що переваги кусково-поліноміальних функцій одночасно і абсолютно незалежно були помічені в математичній теорії апроксимації. Ідея їх застосування виявилася дуже плідною, і вона з'яви-

лася саме в потрібний час. Як і в методі кінцевих різниць, при використанні МКЕ для розв'язку крайової задачі, яка описується диференційними рівняннями, пошук невідомої функції U замінюють знаходженням її значень у кінцевому числі так званих вузлових точок. На цих вузлових точках будується сітка дискретизації області визначення функції як сукупність кінцевого числа підобластей, що не перетинаються, і пов'язаних між собою тільки у вузлових точках. У кожній такій підобласті шукана функція локально апроксимується неперервними функціями, які однозначно визначають її значення у будь-якій точці підобласті через вузлові параметри, а також задовольняють критерії сходження послідовності наближених розв'язків до точного при зменшенні розмірів підобласті. При цьому локальна апроксимація на підобластях дає змогу розглядати останні незалежно один від одного. Такі підобласті з побудовою апроксимації шуканої функції через її вузлові параметри називають кінцевими елементами [24].

Далі на основі варіаційних принципів із використанням побудованих апроксимуючих функцій у кожній з підобластей знаходиться вид підінтегрального виразу у функціоналі $e(u)$, який відповідає характеру задачі, що розглядається. З умови стаціонарності функціоналу $e(u)$ $\delta e(u) = 0$ одержимо систему рівнянь для визначення вузлових параметрів дискретної моделі шуканої функції. Розв'язок цієї системи алгебраїчних рівнянь дає значення u у вузлах області її визначення.

У [26] МКЕ розв'язана задача теплообміну в тепловиділяючому елементі (ТВЕЛ) ядерного реактора. Для розрахунку використовувалось нелінійне рівняння теплопровідності. Для розв'язання задачі застосовувався метод колокацій. У вигляді апроксимуючих функцій, були відрізки поліномів Ерміта, а у вигляді точок колокацій - точки квадратур Гаусса. Розроблений авторами метод дав змогу скоротити кількість арифметичних операцій на кожному часовому кроці порівняно з методом Бубнова-Галеркіна, що уможливило застосування багатоступінчастої різницевої схеми для часової змінної. Порівняння одержаних результатів із результатами методу кінцевих різниць свідчить про те, що завдяки високій точності цього методу можна забезпечити бажану точність результатів при використанні тільки декількох рівнянь.

До переваг МКЕ слід віднести виняткову індіферентність відносно геометрії області, що розглядається, крайових умов задачі, законів зміни властивостей середовища та зовнішніх впливів на область [23]. Крім того, МКЕ наділений простою фізичною інтерпретацією основних його обчислювальних операцій.

До загальних недоліків цього методу слід віднести необхідність обробки великих об'ємів інформації, що часто дуже складно навіть при використанні найдосконаліших ЕОМ, а також значну затрату праці при підготовці початкових даних для реалізації МКЕ [25]. Крім того, МКЕ широко застосовується для рівнянь параболіч-

ного типу, які розв'язують задачі механічно деформованих середовищ, а для рівнянь гіперболічного типу одержання підінтегрального виразу в мінімізуючому функціоналі та побудова системи алгебраїчних рівнянь доволі складна задача. Досить важко при використанні МКЕ знайти розбиття області визначення шуканої функції на кінцеві елементи, оскільки алгоритмів розбиття, а тим більше машинних програм, явно недостатньо [27, 28, 29].

На відміну від методів, що опираються на кінцево-різницеві схеми низького порядку, методи кінцевих елементів можуть забезпечити високий рівень точності, а отже, і зменшити розміри системи рівнянь, які підлягають розв'язанню. Тому вимоги до обробки даних виявляються менш жорсткими, і з метою підвищення величини кроку за часом можна скористатися багатоступінчастими різницеви́ми схемами за часовою змінною. Водночас при розв'язанні нелінійних задач за допомогою цих методів доводиться на кожному кроці за часом обчислювати інтеграли, і в результаті цього об'єм арифметичних операцій на кожному кроці виявляється значно більшим, ніж при використанні кінцево-різницеви́х схем низького порядку. Отже, незважаючи на більшу точність, ці процедури високого порядку, пов'язані зі застосуванням МКЕ для розв'язку нелінійних задач гідравліки та теплообміну, не дають суттєвих переваг у часі порівняно з методами кінцевих різниць при заданій точності розрахунків.

Зіставлення розглянутих методів дає змогу зробити такі висновки:

- при розрахунках неусталених неізотермічних режимів для задач в одновірній постановці ефективніше застосовувати метод сіток, причому перевагу надають неявним схемам;
- при розв'язуванні задач у двовірній постановці для газопроводів невеликої довжини зручно використовувати схеми ЛОМ і МЗН;
- для газопроводів великої довжини, а також для розрахунків складних газотранспортних систем при двовірному описі течії газу доцільно використовувати метод «прямих»;
- при розв'язуванні задач із непрямокутними межами (зокрема задачі теплообміну з ґрунтом, який має складну поверхню) можливе застосування інтегрального методу;
- використання методу сіток є ефективнішим, якщо застосовується схема інтегрування за часовою змінною не нижче другого порядку.

Література

- 1 Режими газотранспортних систем / Є.І.Яковлев, О.С.Казак, В.Б.Михалків, Д.Ф.Тимків. – Львів: Світ, 1992. – 170 с.
- 2 Евдокимов А. Г. Оперативное управление потокораспределением в инженерных сетях / А. Г. Евдокимов. – Харків: Вища школа, Издательство при ХГУ, 1980. – 144 с.
- 3 Бобровский С.А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором / С.А.Бобровский, С. Г. Щербakov, М.А. Гусейн-Заде. – М.: Наука, 1972. – 193 с.: ил., табл. – 191.

- 4 Праиловская И.Ю. Разностные методы решения уравнений Навье-Стокса / И. Ю. Праиловская, Т. В. Кускова, Л. А. Чудов. – В кн.: Вычислительные методы и программирование. Вып. XI. – М.: Изд-во МГУ, 1968. – С. 3-18.
- 5 Люлькаю В. А. Численное решение уравнений Навье-Стокса / В.А. Люлькаю, В.В. Шенников // Сб. теорет. работ по гидромеханике. – М., 1970. – С. 107-149.
- 6 Роуч П. Вычислительная гидродинамика / Пер.с англ. Гушин В.А., Митницкий В.Я. – М.: Мир, 1980. – 616 с.
- 7 Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. Б. Варгафтик. – М., 1972. – 720 с., ил.
- 8 Переверзев Д. А. Задачи теплового состояния базовых и маневренных турбоагрегатов / Д. А. Переверзев. – К.: Наук. думка 1980. – 216 с.
- 9 Калиткин Н.Н. Численные методы: учеб. пособие / Калиткин Н.Н.; под ред. А.А. Самарского – М.: Наука, 1978. – 512 с.: рис., табл.
- 10 Идентификация моделей гидравлики / Бабе Г. Д., Бондарев Э. А., Воеводин Л. Ф. – Изд-во Наука, Сибирское отделение, 1980. – 159 с.
- 11 Симуні Л. М. Конечно-разностное решение уравнений Навье-Стокса / Л. М. Симуні // Тепло- и массоперенос. – 1972. – Т. 1, Ч. 2. – С. 344-350.
- 12 Ковеня В. М. Метод расщепления в задачах газовой динамики / В. М. Ковеня, Н. Н. Яненко. – Новосибирск: Наука, 1981. – 304 с.
- 13 Самарский А.А. Теория разностных схем / А. А. Самарский. – М.: Наука, 1989. – 616 с.
- 14 J. Douglas, T. Dupont. (1970, v. 7). Galerkin methods for parabolic problems. SIAM J. Numer. Anal. , 576 — 626.
- 15 Коздоба Л.А. Методы решения нелинейных задач теплопроводности / Л.А. Коздоба. – М.: Наука, 1975. – 228 с.: ил., табл. - 193-223.
- 16 Деккер К. Устойчивость методов Рунге-Кутты для жестких нелинейных дифференциальных уравнений / К.Деккер, Я.Вервер; пер.с англ. Захаров А.Ю., Кульчицкая И.А. – М.: Мир, 1988. – 334 с.
- 17 Вержбицкий В.М. Численные методы. (линейная алгебра и нелинейные уравнения)./ В.М. Вержбицкий. – М.: Высшая школа, 2000. – 266 с.
- 18 Бугров Я.С. Дифференциальные уравнения. Кратные интегралы. Ряды. Функции комплексного переменного: учебник / Я.С.Бугров, С.М.Никольский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1985. – 464 с.
- 19 Волков К.Н., Применение метода контрольного объема для решения задач механики жидкости и газе на неструктурированных сетках// Статья в журнале Вычислительные методы и программирование: новые вычислительные технологии. – 2005. – Т.6., № 1. – С. 43-60.
- 20 Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник / Р.А.Алиев, В.Д.Белоусов, А.Г.Немудров, В.А.Юфин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
- 21 Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем / Н.П. Бусленко. – М.: Наука, 1968. – 355 с.
- 22 Соболев И.М. Метод Монте-Карло. - 3-е изд., доп. – М.: Наука, 1978. – 64с.: ил. – (Популярные лекции по математике; Вып. 46)
- 23 Гладкий В. С. Вероятностные вычислительные модели / В.С. Гладкий. – М.: Наука, 1973. – 298 с.
- 24 Трубопроводный транспорт газа / Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И., Гарляускас А.И., Грачев В.В. – М.: Наука, 1976, – 496 с., с ил.
- 25 Галлагер Р. Метод конечных элементов. Основы: Пер. с англ. Р. Галлагер – М.: Мир, 1984. – 428 с., ил.
- 26 Нори Д. Введение в метод конечных элементов: Пер. с англ./ Д Нори, де Фриз Ж. – М.: Мир, 1981. – 304 с.
- 27 Метод суперэлементов в расчетах инженерных сооружений / Постнов В.А., Дмитриев С.А., Елтышев Б.К., Родионов А.А. – Л.: Судостроение, 1979. – 288 с.
- 28 ANSYS. User's Guide. - ANSYS, Inc. (Canonsburg, PA), 2000. <http://www.ansys.com/services/documentation/manuals.html>
- 29 Метод конечных элементов в задачах газонефтепромысловой механики / В.Н.Аликин, И.Е.Литвин, С.М.Щербаков, В.П.Бородавкин. – М.: Недра, 1992. – 288 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

28.01.14

Рекомендована до друку

професором **Грудзом В.Я.**

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**

(відділ експлуатації магістральних газопроводів і газорозподільних станцій ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)

ВИЗНАЧЕННЯ ТЕРМОДИНАМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА ВИСОКИХ ТИСКІВ

Д.А. Волинський, В.Б. Михалків, О.М. Сусак

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: tzn_g@nung.edu.ua

Розглядається проблема визначення термодинамічних параметрів газу за значень тиску і температури, які коливаються у досить широкому діапазоні, та вплив останніх на шукані параметри. За основну мету ставилося дослідити залежність зміни таких визначальних показників суміші вуглеводнів, що складають природний газ, як коефіцієнт стисливості, густина та ізобарна теплоємність. Розрахунки термодинамічних властивостей газу велися для двох типових складів природного газу, що транспортуються газотранспортною системою України. Характерною відмінністю в них був відсотковий вміст метану, який становив 98 % та 90 % відповідно для першого та другого компонентних складів. Обробка отриманих результатів велася за допомогою методів математичного моделювання та динамічного програмування. За результатами виконаної роботи проведено аналіз отриманих даних для трьох визначальних параметрів природного газу та описано спосіб впливу тиску і температури на його властивості за умов транспортування.

Ключові слова: тиск, температура, коефіцієнт стисливості газу, теплоємність, рівняння стану, густина.

Рассматривается проблема определения термодинамических параметров газа при значениях давления и температуры, которые колеблются в довольно широком диапазоне, и влияние последних на искомые параметры. Основной целью ставилось исследовать зависимость изменения таких определяющих показателей смеси углеводородов, составляющих газ, как коэффициент сжимаемости, плотность и изобарная теплоемкость. Расчеты термодинамических свойств газа велись для двух типичных составов природного газа, транспортируемых газотранспортной системой Украины. Их характерным отличием было содержание метана, который составлял 98 % и 90 % соответственно для первого и второго компонентных составов. Обработка полученных результатов велась с помощью методов математического моделирования и динамического программирования. По результатам выполненной работы проведен анализ полученных данных для трех определяющих параметров природного газа и описывается влияния давления и температуры на его свойства в условиях транспортировки.

Ключевые слова: давление, температура, коэффициент сжимаемости газа, теплоемкость, уравнение состояния, плотность.

This paper refers to the problem of determination of the gas thermodynamic properties at pressures and temperatures, which fluctuate in a rather wide range of values, and their influence on these parameters. The primary objective was to study the change dependence of such parameters as compressibility factor, density and isobar heat capacity for the mixture of hydrocarbons, natural gas is composed of. The calculations of the gas thermodynamic properties were conducted for two typical compositions of natural gas transported by the gas transportation system of Ukraine. A characteristic difference among them was the percentage of methane, 98% and 90 % respectively for the first and the second component composition. Processing of the obtained results was carried out by means of mathematical modeling and dynamic programming methods. The analysis of the obtained data for three natural gas important parameters was performed and the influence of pressure and temperature on its properties under the transportation conditions was described in accordance with the study results.

Key words: pressure, temperature, gas compressibility factor, specific heat, equation of state, density.

За теперішнього прискореного розвитку нафтохімічної та газової індустрії важливою є достовірна оцінка термодинамічних властивостей для проектування інженерних процесів. Точне прогнозування термодинамічних параметрів вуглеводневих флюїдів є найголовнішою вимогою для оптимального проектування та експлуатації технологічного обладнання при видобуванні, транспортуванні та переробці.

У сучасних умовах розвитку світової газової промисловості існує необхідність для умов ГТС України розроблення одновимірної фізико-математичної моделі і алгоритму розрахунку параметрів однофазного потоку природного газу у магістральних газопроводах з робочим тиском до 25 МПа. В даній роботі розроблено комп'ютерну програму для обчислення термодинамічних властивостей, а саме ентальпії, ізо-

барної та ізохорної теплоємностей суміші природного газу та її коефіцієнта стисливості на основі рівняння стану AGA8-92DC. Метод було застосовано до типових складів природного газу.

Правильні значення коефіцієнта стисливості природного газу є визначальними при комерційному обліку. Інші термодинамічні властивості, такі як теплоємність, ентальпія та внутрішня енергія, використовуються для проектування систем переробки чи зберігання; коефіцієнт Джоуля-Томпсона необхідний для розрахунку процесів дроселювання та визначення точок роси під час проектування газопроводів.

Метою роботи є визначення залежності зміни коефіцієнта стисливості газу, густини та ізобарної теплоємності від його тиску і температури.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є оцінювання впливу тиску і температури на теплофізичні параметри суміші вуглеводнів, які складають природний газ.

Досягнення цієї мети передбачає розв'язок таких завдань:

1. Розгляд сучасних методик розрахунку властивостей природного газу.

2. Визначення зміни коефіцієнта стисливості природного газу з різним вмістом метану в інтервалі тисків 1...25 МПа та в інтервалі температур 270...320 К.

3. Визначення зміни густини природного газу з різним вмістом метану в інтервалі тисків 1...25 МПа та в інтервалі температур 270...320 К.

4. Визначення зміни ізобарної теплоємності природного газу з різним вмістом метану в інтервалі тисків 1...25 МПа та в інтервалі температур 270...320 К.

5. Розроблення методів розрахунку теплофізичних властивостей природного газу за тиском до 25 МПа.

Об'єктом досліджень є реальні склади природного газу газотранспортної системи України.

Предметом досліджень є фізичні процеси в природному газі за високих тисків.

Методи дослідження. Обробка результатів теоретичних досліджень виконувалась із використанням:

- методів математичного моделювання;
- методів динамічного програмування.

Наукова новизна результатів досліджень:

– визначено зміни коефіцієнта стисливості природного газу з різним вмістом метану в інтервалі тисків 1...25 МПа та в інтервалі температур 270...320 К;

– визначено зміни густини природного газу з різним вмістом метану в інтервалі тисків 1...25 МПа та в інтервалі температур 270...320 К;

– визначено зміни ізобарної теплоємності природного газу з різним вмістом метану в інтервалі тисків 1...25 МПа та в інтервалі температур 270...320 К;

– розроблені методи розрахунку теплофізичних властивостей природного газу за тиском до 25 МПа.

Термодинамічний стан флюїду чи суміші флюїдів можна описати за допомогою рівняння стану. Ідеальне рівняння стану повинне з високою точністю оцінювати термодинамічні властивості рідини чи газу у великому діапазоні температур, тисків та компонентного складу для парової і рідкої фаз. В області тисків (12-30) МПа і температур (260-340) К для розрахунку коефіцієнта стисливості допускається застосовувати рівняння стану GERG-91 мод. і AGA8-92DC. Похибка розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу в зазначеній галузі тисків і температур становить: для рівняння GERG-91 мод. – 3,0% [1], для рівняння AGA8-92DC – 0,5% [2]. В даний час рівняння стану

AGA8-92DC [3] та ISO 12213-2 [4] є міжнародним стандартом для прогнозування густини чи коефіцієнта стисливості природного газу з допустимою похибкою. Проте існують й інші співвідношення, рівняння стану, які застосовуються для обчислення параметрів природного газу [5,6,7].

Теоретичні основи сучасних методів розрахунку теплофізичних властивостей природного газу заклали такі вчені як: Загорученко В.А. [8], Дінков В.А., Галіуллін З.Т. [9], Старінг К. Е., Севідж Й. Л. [10] та ін.

Рівняння стану Пенга-Робінсона часто застосовується у газовій індустрії для передбачення параметрів рівноваги газу.

В останній час в світовій практиці транспортування природного газу значну увагу приділяють CNG суднам, в яких газ транспортується стисненим до високого тиску, як правило 20...25 МПа. Тому у сучасних умовах розвитку світової газової промисловості існує необхідність для умов диверсифікації джерел надходження природного газу в Україну і розробки одновимірної фізико-математичної моделі та алгоритму розрахунку параметрів однофазного потоку природного газу у магістральних газопроводах з робочим тиском до 25 МПа.

Сучасне програмне забезпечення газової індустрії дає можливість досить легко на етапі проектування та в реальному часі проводити обчислення параметрів природного газу, що транспортується, із врахуванням зміни його фізичних властивостей. В основному, розрахунки виконуються на основі вимірних значень тиску і температури та на основі визначених попередньо та введених значень параметрів складу.

В даній роботі було розроблено комп'ютерну програму для обчислення термодинамічних властивостей, а саме ентальпії, ізобарної та ізохорної теплоємностей суміші природного газу та її коефіцієнта стисливості на основі рівняння стану AGA8-92DC. Метод було застосовано до типових складів природного газу.

Загальне рівняння стану для реального газу може бути представлено у вигляді

$$Pv = ZRT. \quad (1)$$

З точки зору класичної термодинаміки рівняння стану задає термодинамічну систему [11]. Це означає, що всі термодинамічні характеристики після постановки рівнянь стану будуть однозначно пов'язані один з одним. Якщо задано рівняння стану у вигляді (1), то для молярної ентальпії можна записати:

$$\left\{ \begin{aligned} \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_P &= c_P \\ \left(\frac{\partial h}{\partial P} \right)_T &= v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_P \end{aligned} \right. \quad (2)$$

Після додаткового диференціювання системи (2) для молярної теплоємності за постійного тиску отримаємо:

$$\frac{\partial c_p}{\partial P} = -T \left(\frac{\partial^2 v}{\partial T^2} \right)_P. \quad (3)$$

Для низьких тисків ($P \rightarrow 0$) властивості газів близькі до ідеального газу. Цей стан називають ідеальногазовим. Молярна теплоємність чистого газу за постійного тиску в ідеальногазовому стані $c_{pi}^{(0)}$ залежить тільки від температури і може бути записана у вигляді степеневого розкладу:

$$c_{pi}^{(0)} = A + BT + CT^2 + DT^3. \quad (4)$$

Ідеальногазова теплоємність за постійного тиску для газової суміші обчислюється за формулою [8]:

$$c_p^{(0)} = \sum_{i=1}^n x_i c_{pi}^{(0)}, \quad (5)$$

де x_i – концентрація i -го компонента газу.

Знаючи теплоємність $c_{pi}^{(0)}$ ідеальногазового стану, можна отримати теплоємність c_p в будь-якому стані. З рівняння (3) з урахуванням (1) для відхилення молярної теплоємності за постійного тиску від ідеальногазового стану матимемо:

$$\frac{c_p - c_p^{(0)}}{R} = -T \int_0^P \frac{1}{P} \frac{\partial}{\partial T} \left(Z + T \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_P \right) dP. \quad (6)$$

З першого рівняння системи (2) отримуємо вираз для ентальпії в ідеальногазовому стані:

$$h^{(0)}(T) = \int_0^T c_p^{(0)} dT. \quad (7)$$

Для отримання молярної ентальпії у будь-якому стані необхідно проінтегрувати друге рівняння системи (2) уздовж ізотерми:

$$\frac{h - h^{(0)}}{R} = -T^2 \int_0^P \frac{1}{P^2} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right) dP. \quad (8)$$

Молярна внутрішня енергія розраховується за формулою:

$$\varepsilon = h - RTZ. \quad (9)$$

Зв'язок між молярною теплоємністю при постійному тиску і молярною теплоємністю при постійному об'ємі може бути записана у вигляді [7]:

$$c_p - c_v = -T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_P^2 / \left(\frac{\partial v}{\partial P} \right)_T. \quad (10)$$

Згідно з AGA8/1992 та ISO 12213-2, рівняння для визначення коефіцієнта стисливості газу має вигляд [4]:

$$Z = 1 + B\rho_m - \rho_{II} \sum_{n=8}^{13} C_n^* + \sum_{n=8}^{53} C_n^* (b_n - c_n k_n \rho_{II}^{k_n}) \rho_{II}^{b_n} \cdot \exp(-c_n \rho_{II}^{k_n}), \quad (11)$$

де B і C_n^* – коефіцієнти рівняння стану;
 ρ_m – молярна густина, кмоль/м³.

Константи b_n , c_n , k_n визначаються за таблицями. Зведену густину ρ_{36} визначають за формулою:

$$\rho_{36} = K_m^3 \rho_m. \quad (12)$$

Для обчислення внутрішньої енергії, ентальпії, ізобарної та ізохорної теплоємностей за вихідну точку було взято фундаментальне рівняння термодинаміки

$$du = \left(\frac{\partial u}{\partial T} \right)_v dT + \left(\frac{\partial u}{\partial v} \right)_T dv. \quad (13)$$

За співвідношенням Максвелла рівняння (13) можна записати у вигляді:

$$du = C_v dT + \left(\frac{\partial u}{\partial v} \right)_T dv. \quad (14)$$

При відомому значенні внутрішньої енергії за нормальних умов рівняння (14) можна проінтегрувати для визначення внутрішньої енергії за інших значень тиску і температури:

$$u - u_n = \int_{T_n}^{T_2} C_v dT + \int_{v_n}^{v_2} \left[T \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_v - p \right] dv. \quad (15)$$

Для обчислення вище наведеного інтегралу необхідно знати значення $\left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_v$. Вираз для його визначення був отриманий із загального рівняння стану (1) і має такий вигляд:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_v = \frac{ZR}{v} + \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_v \cdot \frac{RT}{v}. \quad (16)$$

Остаточню, підставивши вирази (1) та (16) у рівняння (15), отримуємо:

$$u - u_n = \int_{T_n}^{T_2} C_v dT + \int_{v_n}^{v_2} \left[\frac{RT^2}{v} \cdot \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_v \right] dv. \quad (17)$$

Тут, перша похідна коефіцієнта стисливості за температурою визначатиметься за формулою:

$$\left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_v = \frac{D}{k^3} \sum_{n=1}^{18} -u_n a_n T^{(-u_n-1)} \times \quad (18)$$

$$\times \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j E_{ij}^{u_n} (K_i K_j)^{\frac{3}{2}} B_{nij}^* + D \sum_{n=13}^{18} u_n C_n^* T^{(-u_n-1)} - \sum_{n=13}^{58} u_n C_n^* T^{(-u_n-1)} (b_n - c_n k_n D^{k_n}) D^{b_n} \cdot \exp(-c_n D^{k_n}).$$

Для рівняння (17) також необхідно знати ідеальну молярну теплоємність c_v . Знаючи ідеальну теплоємність і мольні фракції кожного компонента, теплоємність суміші знаходимо за формулою:

$$C_v = \sum_{i=1}^N x_i c_{vi}. \quad (19)$$

Після знаходження внутрішньої енергії природного газу інтегруванням за рівнянням (17) визначається його ентальпія за виразом:

$$h - h_n = (u - u_n) + (pv - p_n v_n). \quad (20)$$

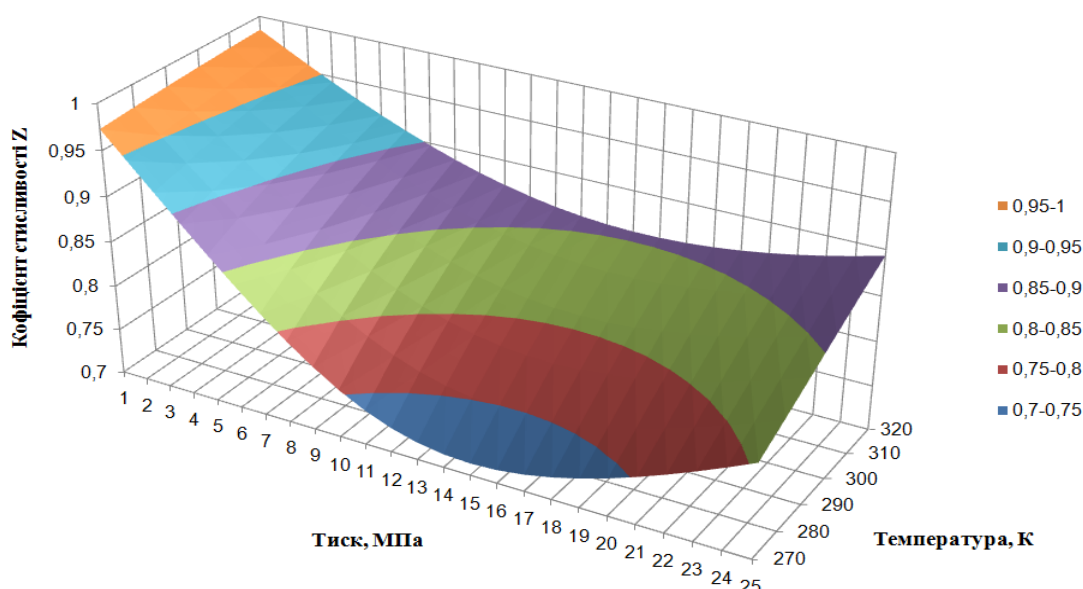


Рисунок 1 – Вплив тиску і температури на коефіцієнт стисливості природного газу із концентрацією метану 98 %

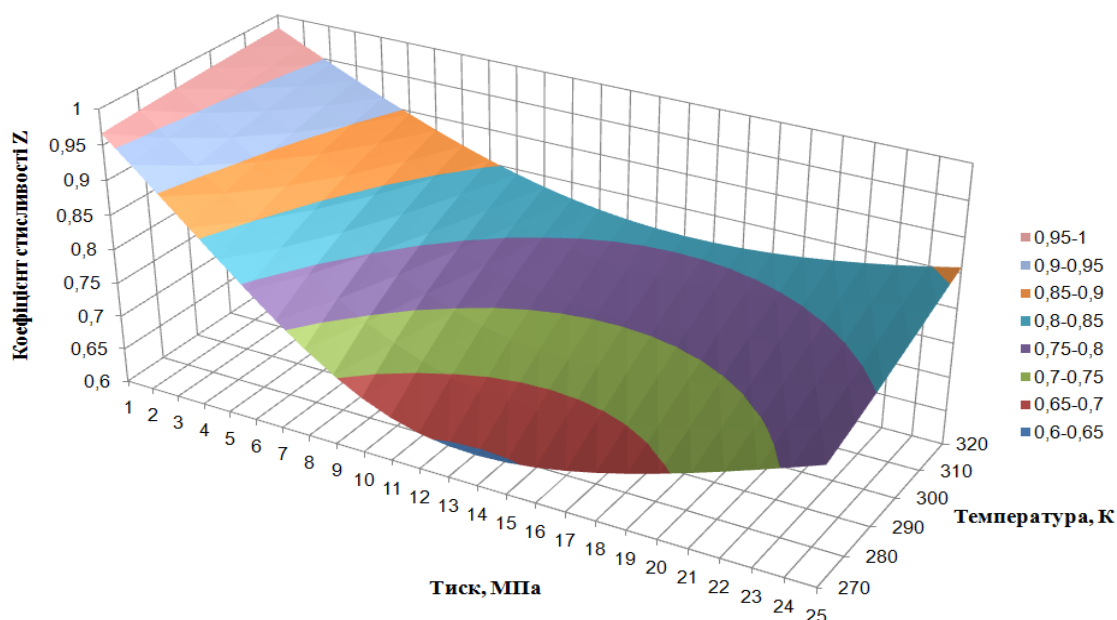


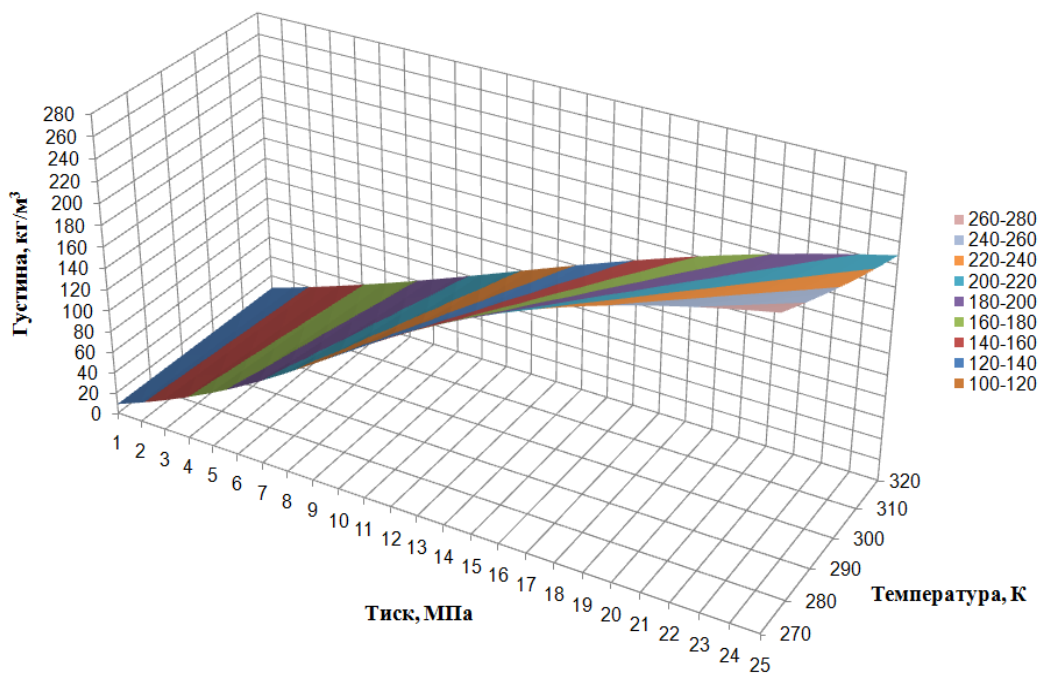
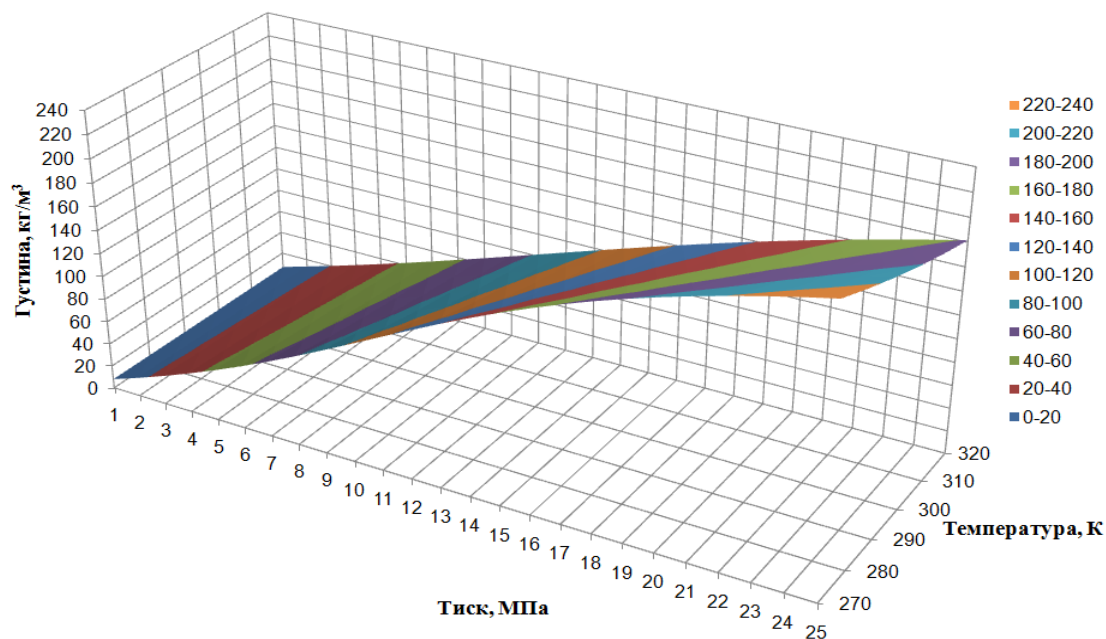
Рисунок 2 – Вплив тиску і температури на коефіцієнт стисливості природного газу із концентрацією метану 90 %

Склад природного газу залежить від місця родовища, клімату та інших чинників і може містити до 21 компонента. Основним складником є метан з відсотковим вмістом понад 98% у суміші. Також в газі присутні такі важкі вуглеводні як етан, пропан і бутан. У таблиці 1 наведено склад природного газу, властивості якого розраховуються в даній роботі.

Рисунки 1 і 2 відображають вплив тиску і температури відповідно на коефіцієнт стисливості природного газу із концентрацією метану 98% та 90% відповідно. Залежність має чітко виражений мінімум, який при зменшенні частки метану переміщується в зону менших тисків. Крім того зростання температури призводить до вирівнювання кривої. Також зростання температури газу призводить до зростання коефіцієнта

Таблиця 1 – Склад природного газу

Компонент	Вміст, %	
	Склад 1	Склад 2
Метан	0,9430	0,9050
Етан	0,0170	0,0270
Пропан	0,0100	0,0180
Бутан	0,0040	0,0110
Н-Пентан	0,0033	0,0060
Н-Гексан	0,0026	0,0048
Н-Гептан	0,0012	0,0035
Н-Октан	0,0009	0,0012
Вуглекислий газ	0,0110	0,0161
Нітроген	0,0070	0,0074



ента стисливості, причому при вищій концентрації метану зростання більше (при зростанні концентрації метану в суміші на 8% коефіцієнт стисливості збільшується на 6% за тих же умов).

Рисунки 3 та 4 відображають вплив тиску і температури на густину газу. Цілком зрозуміло зі знань фізики, що при підвищенні значень тиску і температури густина газу загалом збільшується. Але градієнт зростання густини з ростом тиску зменшується і при високих тисках 25 МПа і більше прямує до нуля.

Якщо поле зміни густини природного газу при тисках до 8 МПа фактично паралельне зміні температури, то при високих тисках ці поля зміщуються в зону більших температур незалежно від вмісту метану. Хоча при зменшенні вмісту метану в суміші густина збільшується за рахунок більш важких компонентів. В газі з меншим вмістом метану градієнт зміни густини зменшується. Крім того, поля з однаковою густиною зміщуються в зону збільшення тисків і температур, тобто фактично йде утворення площини з нахилом в сторону більших температур.

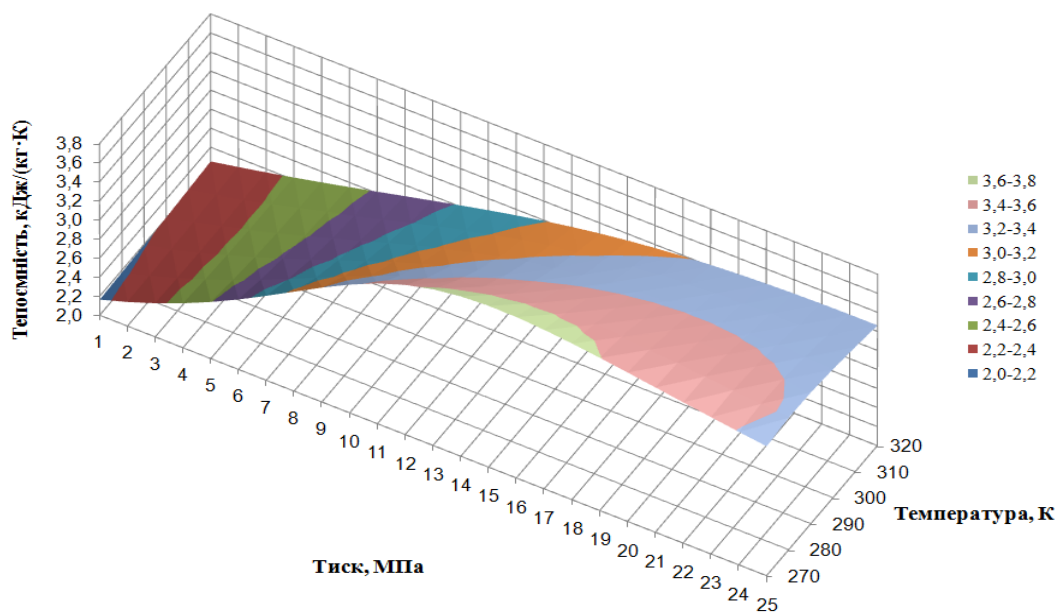


Рисунок 5 – Вплив тиску і температури на ізобарну теплоємність природного газу із концентрацією метану 98 %

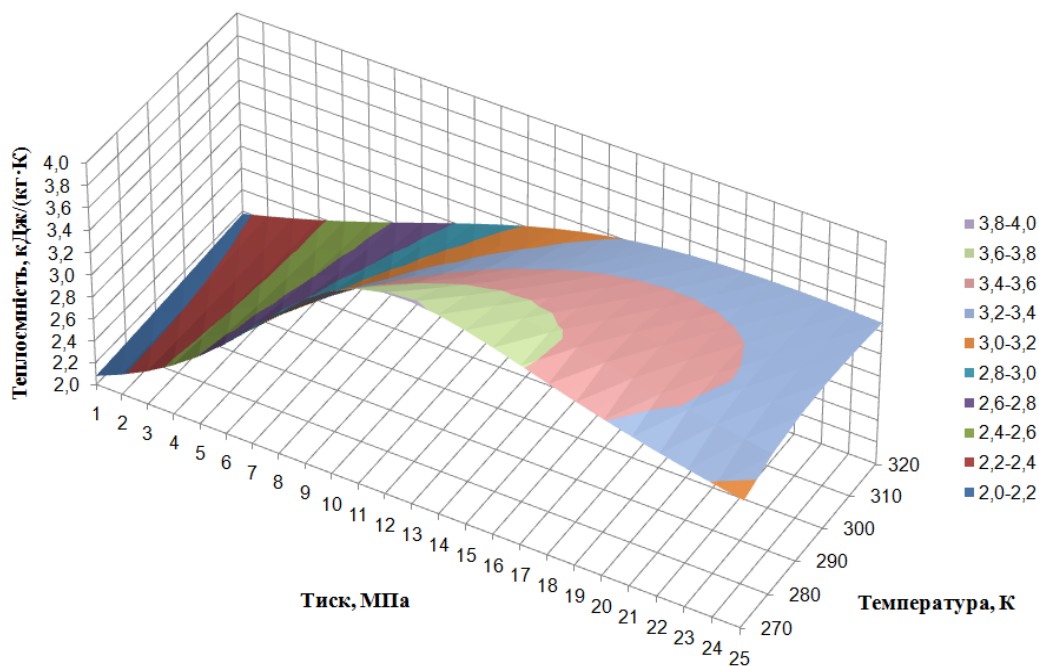


Рисунок 6 – Вплив тиску і температури на ізобарну теплоємність природного газу із концентрацією метану 90 %

Рисунки 5 та 6 відображають вплив тиску і температури на ізобарну теплоємність газу.

Зміна ізобарної теплоємності природного газу має чітко виражений максимум, положення якого залежить від тиску і температури. Так збільшення температури з 270 К до 320 К при концентрації метану 98% переводить максимум ізобарної теплоємності з 15 до 24 МПа. Залежно від тиску ізобарна теплоємність спочатку зростає до максимуму, а потім поступово зменшується. Залежно від концентрації метану максимум теплоємності з її збільшенням переходить в зону більш високих тисків, та при концентрації метану 90%, температурі 270 К мак-

симуму відповідає тиск 13 МПа, а при концентрації 98% і тих же умовах – 15 МПа. Слід зауважити, що за низького тиску ізобарна теплоємність природного газу зростає з ростом температури, а за високого (більше 12 МПа) навпаки спадає. Загалом ізобарна теплоємність природного газу більше залежить від зміни температури, ніж зміни тиску, так при зміні тиску від 13 МПа до 25 МПа при температурі 270 К зменшення теплоємності становить 9%, а при зміні температури від 270 К до 320 К при тиску 15 МПа зменшення теплоємності становить 16%.

Практична цінність отриманих результатів. Застосування розробленої методики дає змогу більш точно визначити кількість газу в CNG судах та об'єм заправленого газу на АГНКС.

Література

- 1 ISO/TC 193 SC1 № 63. Natural gas - calculation of compression factor. Part 3: Calculation using measured physical properties.
- 2 ISO/TC 193 SC1 № 62. Natural gas - calculation of compression factor. Part 2: Calculation using a molar composition analysis.
- 3 AGA 8, 1992, Compressibility and super compressibility for natural gas and other hydrocarbon gases, Transmission Measurement Committee Report No.8, AGA Catalog NO. XQ 1285, Arlington, VA.
- 4 Natural gas – Calculation of compression factor. Part 2: Calculation using molar-composition analysis. ISO 12213-2.
- 5 Estela-Urbe, J.F., Trusler, J.P.E., 2001. Extended corresponding states equation of state for natural gas systems. Fluid Phase Equilib. 183–184, 21–29.
- 6 Estela-Urbe, J.F., De Mondoza, A., Trusler, J.P.E., 2004. Extended corresponding states model for fluids and fluid mixtures II. Application to mixtures and natural gas systems. Fluid Phase Equilib. 216, 59–84.
- 7 Трубопровідний транспорт газу: монографія / М.П.Ковалко, В.Я.Грудз, В.Б.Михалків, Д.Ф.Тимків. – К.: Агентство з рац. використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
- 8 Загорученко В.А. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана / В.А.Загорученко, А.М.Журавлев. – М.: Стандартиздат, 1969. – 236 с.
- 9 Динков В.А. Расчет коэффициентов сжимаемости углеводородных газов и их смесей: справочное пособие / В.А.Динков, З.Т.Галиуллин, А.П.Подкопаев. – М.: Недра, 1984. – 120 с.: ил.28. Табл.13.
- 10 Starling, K.E., and Savidge, J.L., Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases, American Gas Association, Transmission Measurement Committee Report No.8, and American Petroleum Institute, MPMS Chapter 14.2, Second Edition, 1994.
- 11 Квасников И.А. Термодинамика и статическая физика: В 3-х т. Том 1. Теория равновесных систем: Термодинамика. – М.: Едиториал УРСС, 2002. – 240 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

06.02.14

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Степюком М.Д.
(філія УМГ «Прикарпаттрансгаз»,
м. Івано-Франківськ)*

ОГЛЯД СУЧАСНИХ СИСТЕМ ОПАЛЕННЯ ТА МЕТОДИК ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРНИХ РЕЖИМІВ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ В УМОВАХ СІЛЬСЬКОГО НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

Ю. І. Дорошенко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: tznng@nung.edu.ua

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 зі 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. Дана проблема вимагає глибокого вивчення і вирішення.

Метою даної роботи є аналіз сучасних методик дослідження та врахування впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення в умовах сільського населеного пункту.

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.

Проведені в роботі дослідження базуються на використанні методів математичної статистики.

У роботі вперше досліджено існуючі сучасні методики врахування впливу температурних режимів на ефективність експлуатації системи опалення.

Проведений у роботі огляд сучасних методик врахування впливу температурних режимів на ефективність експлуатації систем опалення в умовах населених пунктів дасть змогу провести узагальнення та на основі їх розробити проектні та конструктивні рішення, які дозволять значно зменшити тепловтрати будинків і, як наслідок, обсяг споживання газу.

Ключові слова: температура, теплоносій, опалювальний період, кліматологічні параметри, кліматичні фактори, вплив

Газовое хозяйство является сложной инженерной системой, в которую входят газовые сети, различные типы хранилищ природных и сжиженных углеводородных газов, устройства для сжигания газа. Реализация газификации Украины включает процессы проектирования, сооружения и эксплуатации газового хозяйства. Все элементы системы газоснабжения должны соответствовать следующим требованиям: экономичность, народнохозяйственная эффективность, высокая надежность, экологичность, безопасность эксплуатации.

Увеличение производства тепла для сельскохозяйственной деятельности и коммунально - бытовых нужд ставит важные задачи по увеличению эффективности и экономичности производства и распределения тепла, улучшения методов и технических средств газоснабжения. Для решения этих задач необходимо тщательно изучать потребителей тепла и их особенности, найти наиболее рациональные пути газоснабжения различных объектов. Данная проблема требует глубокого изучения и решения.

Целью данной работы является анализ современных методик исследования и учета влияния температурных режимов на эффективность работы системы отопления в условиях сельского населенного пункта.

Достижение этой цели предполагает решение следующих задач:

1. Вывести и обосновать особенности методики расчета влияния температурных режимов на эффективность работы системы отопления;

2. Установить зависимость работы системы отопления от температуры наружного воздуха.

Проведенные в работе исследования базируются на использовании методов математической статистики.

В работе впервые исследованы существующие современные методики учета влияния температурных режимов на эффективность эксплуатации системы отопления.

Проведенный в работе обзор современных методик учета влияния температурных режимов на эффективность эксплуатации систем отопления в условиях населенных пунктов позволит провести обобщение и на основе их разработать проектные и конструктивные решения, которые позволят значительно снизить теплопотери зданий и, как следствие, объем потребления газа.

Ключевые слова: температура, теплоноситель, отопительный период, климатологические параметры, климатические факторы, влияние

Gas facilities are a complex engineering system, which includes gas networks, different types of storage facilities for natural and liquefied petroleum gases, and devices for gas burning. Gasification implementation in Ukraine includes the processes of design, construction, and operation of gas facilities. All the gas supply system elements must meet the following requirements: economical efficiency, cost effectiveness, high reliability, environmental safety, and operational safety.

Increase of heat production for agricultural activities and household needs sets important tasks concerning increasing the effectiveness and economical efficiency of production and distribution of heat, improving methods and technical means of gas supply. To solve these problems it is necessary to carefully study the heat consumers and their peculiarities in order to find the most efficient ways of various facilities gas supply. This problem requires a thorough study and solution.

The purpose of this article is to analyze the modern methods of study and consideration of the temperature modes influence on the heating system efficiency in the conditions of rural settlements.

Achieving of this goal requires solution of the following tasks:

1. To identify and justify peculiarities of the method of temperature modes calculation influence on the heating system operational efficiency;

2. To set the dependency of the heating system operation on the outside air temperature.

The conducted studies are based on the mathematical statistics methods application.

The existing modern methods of taking into account the influence of temperature modes on the heating system operational efficiency were studied for the first time in this article.

The conducted review of current methods of taking into account the influence of temperature modes on the heating systems operational efficiency in the conditions of the settlements will allow generalizing and developing on its basis some design and construction solutions that will significantly reduce heat loss of buildings and, as a result, gas consumption volume.

Keywords: temperature, heat carrying agent, heating season, climatological parameters, climatic factors, influence

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 змогу 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 зі 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. Значний внесок у створенні 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. Шкловер та ін. [1-7]. На основі їх досліджень було розроблено декілька методик 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.

Актуальність теми роботи. Зниження енергоспоживання для України є однією з найважливіших задач.

Найбільш затратним за обсягами споживання енергоносіїв і за споживанням тепла є житлово-комунальний комплекс України. Щоб знизити енергоспоживання в цій сфері, насамперед, необхідно удосконалити методику визначення теплового навантаження будинків і споруд, для чого потрібно проаналізувати вплив на їх системи опалення температурних режимів.

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 [8]. 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 частка енергоресурсів, і одними з визначальних факторів впливу на об'єми теплоспоживання є погодно-кліматичні чинники [8, 9].

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 треба 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 видно, 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 задачі досліджень. Метою даної роботи є аналіз сучасних методик дослідження та врахування впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення в умовах сільського населеного пункту.

Досягнення цієї мети передбачає розв'язок таких завдань:

1) виявити й обґрунтувати особливості методики розрахунку впливу температурних режимів на ефективність роботи системи опалення;

2) встановити залежність роботи системи опалення від температури зовнішнього повітря.

Методи досліджень. Проведені в роботі дослідження базуються на використанні методів математичної статистики.

Наукова новизна результатів досліджень. У роботі вперше досліджено існуючі сучасні методики врахування впливу температурних режимів на ефективність експлуатації системи опалення.

Опалення не є одним з останніх винаходів людства. Вже більше тисячі років люди намагаються, так чи інакше, обігріти своє житло. Спочатку це було можливо тільки за допомогою багаття. Але кожен значущий етап розвитку людства позначався на рівні науки і техніки. І так поволі від багаття ми прийшли до сучасних опалювальних систем. Сучасні системи опалення не порівняти з їх попередниками: раніше дотримувався постійний гідралічний режим і варіантів вибору для споживача просто не існувало. Сьогодні можна вмикати-вимикати систему, коли 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.

За допомогою опалення створюються необхідні теплові умови в приміщеннях різного призначення, завдяки чому знижується кількість простудних захворювань, підвищується продуктивність праці, а також забезпечується нормальна експлуатація будівель та обладнання. 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 з 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 місцевого 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 підтримування 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.

Система опалення – це сукупність зв'язаних між собою конструктивних елементів, призначених для одержання, транспортування та передачі необхідної кількості теплоти в опалюваному приміщенні. Система опалення для виконання покладеного на неї завдання повинна володіти певною тепловою потужністю. Розрахункова теплова потужність системи виявляється в результаті складання теплового балансу у нагрітих приміщеннях при температурі зовнішнього повітря, яку ще називають розрахунковою (середня температура найбільш холодної п'ятиденки). Розрахункова теплова потужність протягом опалювального сезону, повинна використовуватися частково в залежності від зміни тепловтрат приміщень при поточному значенні температури зовнішнього повітря. Поточні (скорочені) тепловитрати на опалення мають місце протягом майже всього часу опалювального сезону, тому теплоперенос до опалювальних приладів повинен змінюватися в широких межах. Цього можна досягти шляхом

зміни (регулювання) температури і (або) кількості теплоносія, який переміщується в системі опалення.

Кожна система опалення включає: генератор теплоти для нагрівання теплоносія, теплопроводів, для транспортування теплоносія від теплогенератора до опалюваного приміщення та опалювальні прилади для нагрівання повітря в цьому приміщенні. Генератором теплоти може бути опалювальний котельний агрегат, де спалюється паливо, за рахунок чого нагрівається теплоносій або інший теплообмінний апарат (наприклад, пароводяний або водоводяний теплообмінник).

Системи опалення можуть мати один теплоносій, як, припустимо при безпосередньому нагріванні повітря в газових чи електричних повітряно-опалювальних агрегатах, а можуть мати кілька теплоносіїв, – один основний, а другий проміжний, – наприклад, вода у водяних повітряно-опалювальних агрегатах.

Теплоносій для системи опалення вибирають, виходячи, з його фізичних характеристик, теплотехнічних властивостей, вартості та експлуатаційних затрат. Теплоносієм може бути рідина (газ) з хорошою теплоакумуючою властивістю, рухома, дешева і яка не погіршує санітарно-гігієнічні умови в опалюваному приміщенні. Цим вимогам відповідають вода, водяна пара та повітря. В окремих випадках у системах опалення, які працюють періодично (наприклад, тільки пізньої осені та ранньої весни) і тому є небезпека замерзання води в трубах, застосовують спеціальні добавки (етиленгліколь, пропіленгліколь), що знижують температуру замерзання води.

До системи опалення пред'являються різноманітні вимоги. Найбільш важливі санітарно-гігієнічні та експлуатаційні вимоги, які обумовлюються необхідністю підтримувати задану температуру в приміщеннях протягом опалювального сезону і всього терміну служби системи опалення будинку [10].

Для опалення будівель і споруд в даний час переважно використовують воду або атмосферне повітря, рідше водяна пара або нагріті гази. Проведемо порівняння характерних властивостей зазначених видів теплоносія при використанні їх в системах опалення.

Гази, що утворюються при спалюванні твердого, рідкого або газоподібного органічного палива, мають порівняно високу температуру і застосовуються в тих випадках, коли відповідно до санітарно-гігієнічних вимог вдається обмежити температуру поверхні опалювальних приладів, яка віддає тепло. При транспортуванні гарячих газів мають місце значні попутні тепловтрати, звичайно марні для обігрівання приміщення. Високотемпературні продукти згоряння палива можуть випускатися безпосередньо в приміщення або споруди, але при цьому погіршується стан їхнього повітряного середовища, що в більшості випадків неприпустимо. Видалення ж продуктів згоряння назовні по каналах ускладнює конструкцію і знижує ККД опалювальної установки. При цьому ви-

никає необхідність вирішення екологічних проблем, пов'язаних з можливим забрудненням атмосферного повітря продуктами згоряння поблизу опалювальних об'єктів. Область використання гарячих газів обмежена опалювальними печами, газовими калориферами та іншими подібними місцевими опалювальними установками.

На відміну від гарячих газів вода, повітря і пар використовуються багаторазово в режимі циркуляції і без забруднення навколишнього середовища.

Вода має високу густину (близько 1000 кг/м^3 залежно від температури) та високу питому теплоємність ($4,19 \text{ кДж/(кг}^\circ\text{C)}$), що дає можливість передавати велику кількість теплоти малими об'ємами цього теплоносія. Збільшуючи або зменшуючи температуру води, можна значно змінювати її ентальпію. Можливість змінювати температуру води, не змінюючи її агрегатного стану, дозволяє обмежувати температуру поверхонь опалювальних приладів відповідно до санітарно-гігієнічних вимог протягом всього опалювального сезону.

Водяна пара, яку використовують у системах опалення, має малу густину ($0,6\text{--}1,6 \text{ кг/м}^3$), але вона вміщує в собі велику кількість теплоти, що виділяється при конденсації в опалювальних приладах ($2260\text{--}2160 \text{ кДж/кг}$). Тому ефективність застосування водяної пари як теплоносія буде високою тільки в тому випадку, якщо в опалювальних приладах буде відбуватися процес конденсації пари, а теплота фазового переходу передаватися для нагрівання приміщення. Переміщення пари паропроводами можна здійснювати з великою швидкістю ($60\text{--}80 \text{ м/с}$), що дає можливість транспортувати велику кількість теплоти на великі відстані при відносно невеликих енергозатратах. Суттєвий недолік водяної пари як теплоносія системи опалення полягає в тому, що її конденсація відбувається при постійній і досить високій температурі залежно від тиску, що виключає можливість регулювання тепловіддачі опалювальних приладів. Періодичне відключення подачі пари в прилади створює нерівномірність температурного режиму в приміщенні. Висока температура пари обмежує можливості її використання через санітарно-гігієнічні вимоги. Використання пари з температурою меншою 100°C вимагає підтримання в опалювальних системах вакууму, що збільшує експлуатаційні затрати та ускладнює обслуговування.

Повітря має малу густину (близько $1,2 \text{ кг/м}^3$) та низьку питому теплоємність ($1 \text{ кДж/(кг}^\circ\text{C)}$), у зв'язку з цим для передачі навіть невеликої кількості теплоти потрібно переміщувати великі об'єми повітря. Швидкість руху повітря обмежена ($10\text{--}20 \text{ м/с}$), тому повітропроводи мають бути великих розмірів у перерізі. Температура та ентальпія повітря можуть змінюватися у досить широких межах, завдяки чому можна підтримувати в приміщеннях рівномірний тепловий режим протягом опалювального сезону. Ефективність використання повітря для нагрівання приміщень значно підвищується при од-

ночасному опалюванні і вентиляції цих приміщень.

Порівняємо ці три теплоносії за показниками, важливими для виконання вимог, що пред'являються до системи опалення.

Однією з санітарно-гігієнічних вимог є підтримка в приміщеннях рівномірної температури. За цим показником перевагу перед іншими теплоносіями має повітря. При використанні нагрітого повітря можна постійно підтримувати рівномірну температуру кожного окремого приміщення, швидко змінюючи температуру повітря, що подається, тобто проводячи так зване експлуатаційне регулювання. При цьому одночасно з опаленням можна забезпечити вентиляцію приміщень.

Застосування в системах опалення гарячої води також дозволяє підтримувати рівномірну температуру приміщень, що досягається регулюванням температури, яка подається в опалювальні прилади води. При такому регулюванні температура приміщень все ж може трохи відхилитися від заданої (на 1-2°C) внаслідок теплової інерції мас води, труб та приладів.

При використанні пари температура приміщень нерівномірна, що суперечить гігієнічним вимогам. Нерівномірність температури виникає через невідповідність теплопередачі приладів при незмінній температурі пари (при постійному тиску) мінливим тепловтратам приміщення протягом опалювального сезону. У зв'язку з цим доводиться зменшувати кількість пари, що подається в прилади і навіть періодично відключати їх, щоб уникнути перегрівання приміщень при зменшенні їх тепловтрат.

Інша санітарно-гігієнічна вимога – обмеження температури зовнішньої поверхні опалювальних приладів – викликано явищем розкладання і сухій сублімації органічного пилу на нагрітій поверхні, що супроводжується виділенням шкідливих речовин, зокрема окису вуглецю. Розкладання пилу починається при температурі 65-70°C і інтенсивно протікає на поверхні, що має температуру понад 80°C.

При використанні водяної пари як теплоносія температура поверхні більшості опалювальних приладів і труб постійна і приблизно становить 100°C, тобто перевищує гігієнічні межі. При опаленні гарячою водою середня температура нагрітих поверхонь, як правило, нижча, ніж при застосуванні водяної пари. Крім того, температуру води в системі опалення знижують для зниження теплопередачі приладів при зменшенні тепловтрат приміщень. Тому при використанні води як теплоносія середня температура поверхні приладів протягом опалювального сезону практично не перевищує гігієнічної межі.

Важливим економічним показником при застосуванні різних теплоносіїв є витрата металу на теплопроводи і опалювальні прилади. Витрата металу на теплопроводи зростає із збільшенням їх поперечного перерізу. Площі поперечного перерізу водоводів і паропроводів близькі, а перетин повітроводів в сотні разів більше. Це пояснюється, з одного боку, значною

теплоакумуляційною здатністю води і властивістю пари виділяти велику кількість теплоти при конденсації, з іншого боку – малою щільністю і теплоємністю повітря. При порівнянні витрати металу слід також врахувати, що площа поперечного перерізу труб для відведення конденсату від приладів в паровій системі – конденсатопроводів значно менше площі перерізу паропроводів, так як обсяг конденсату приблизно в 1000 разів менше обсягу тієї ж маси пари. Можна зробити висновок, що витрата металу як на водоводи, так і на паро- і конденсатопроводи буде значно меншою, ніж на повітроводи, навіть якщо останні виконати зі значно більш тонкими стінками. Крім того, при великій довжині металевих повітроводів теплоносій (повітря) з малою теплоємністю сильно охолоджується при транспортуванні.

Витрата металу на опалювальні прилади, що обігріваються паром, менша, ніж на прилади, які нагріваються гарячою водою, внаслідок зменшення площі приладів при більш високих значеннях температури нагрівачої їх середовища. Конденсація пари в приладах відбувається без зміни температури насиченої пари, а при охолодженні води в приладах знижується середня температура.

Повітря і вода до певної швидкості руху можуть переміщатися в теплопроводах безшумно. Часткова конденсація пари внаслідок попутних тепловтрат через стінки паропроводів і появи попутного конденсату викликає шум (кляцання, стуки і удари) при русі.

У суворих умовах зими в деяких випадках рекомендується використовувати в системі опалення спеціальний незамерзаючий теплоносій – антифриз. Антифризами є водні розчини етиленгліколю, пропіленгліколю та інших гліколей, а також розчини деяких неорганічних солей. Будь-який антифриз є досить токсичною речовиною, що потребує особливої поведінки з ним. Його використання в системі опалення може призвести до деяких негативних наслідків (прискорення корозійних процесів, зниження теплообміну, зміна гідравлічних характеристик та ін.) У зв'язку з цим, застосування антифризу як теплоносія в кожному конкретному випадку повинно бути досить обґрунтованим.

Наведемо основні переваги та недоліки основних теплоносіїв для опалення.

При використанні води забезпечується досить рівномірна температура приміщень, можна обмежити температуру поверхні опалювальних приладів. Скорочується порівняно з іншими теплоносіями площа поперечного перерізу труб, досягається безшумність руху в теплопроводах. Недоліками застосування води є значна витрата металу і великий гідростатичний тиск в системах. Теплова інерція води уповільнює регулювання теплопередачі приладів.

При використанні водяної пари порівняно скорочується витрата металу за рахунок зменшення площі приладів та поперечного перерізу конденсатопроводів, досягається швидке прогрівання приладів та опалювальних приміщень. Гідростатичний тиск пари в вертикальних тру-

бах в порівнянні з водою мінімальний. Однак пара як теплоносій не відповідає санітарно-гігієнічним вимогам, її температура висока і постійна при даному тиску, що ускладнює регулювання теплопередачі приладів, її рух в трубах супроводжується шумом.

При використанні повітря можна забезпечити швидко зміну або рівномірність температури приміщень, уникнути встановлення опалювальних приладів, суміщати опалення з вентиляцією приміщень, досягати безшумності його руху в повітроводах і каналах. Недоліками є його мала теплоакумуюча здатність, значна площа поперечного перерізу і витрата металу на повітроводи, щодо великого зниження температури по їх довжині [11].

Система опалення залежно від взаємного розміщення трьох основних елементів може бути місцевою або центральною. У місцевих системах опалення всі ці три елементи конструктивно об'єднані в одному пристрої, в якому відбувається одержання теплоти, її транспортування і передача в приміщення (газові або електричні опалювальні прилади, опалювальні груби та печі). Теплова енергія, що отримується при спалюванні газоподібного палива в пальнику, передається в поверхневому теплообміннику теплоносію – повітря, що нагнітається вентилятором. Гаряче повітря по теплопроводах (каналах) випускається в приміщення після очищення у фільтрі. Охолоджені продукти згоряння газу видаляються через димар в атмосферу.

Центральними називають системи опалення, призначені для обігрівання кількох приміщень від одного теплового пункту, де знаходиться джерело теплової енергії. У таких системах нагрівання циркулюючого теплоносія відбувається за межами опалюваних приміщень, а теплота нагрітого теплоносія передається приміщенням через опалювальні прилади. За видом теплоносія центральними можуть бути системи водяного, парового та повітряного опалення.

За способом циркуляції теплоносія центральні системи водяного та повітряного опалення діляться на системи з природною циркуляцією, в яких рух теплоносія відбувається за рахунок різниці густин холодного та гарячого теплоносія, і системи з механічною циркуляцією, тобто з переміщенням теплоносія за допомогою насоса або вентилятора.

Повітряні системи опалення, в свою чергу, можуть бути каналні і безканалні. Коли теплоносій (повітря) подається через повітропроводи, то це каналні повітряні системи опалення, коли безпосередньо через повітряно-опалювальні агрегати – безканалні повітряні системи опалення.

У системах парового опалення водяна пара переміщується завдяки різниці тисків пари на виході з котла та в опалювальному приладі, де вона конденсується.

Системи водяного опалення на сьогоднішній день є найбільш поширеними з усіх відомих опалювальних систем. Теплоносієм у них є во-

да або незамерзаючі рідини. Теплоносій є посередником, за допомогою якого здійснюється перенесення тепла від джерела – поверхні радіатора, а від неї – повітря. Вода є найбільш оптимальним теплоносієм, тому вимагає мінімальної кількості енергії для доведення до необхідної температури. Складовими частинами системи водяного опалення будівлі, приєднаної до теплової мережі, є: вузол приготування теплоносія, розвідні трубопроводи, гілки, системи підведення та опалювальні прилади. У багатоповерхових житлових районах міст і селищ, як правило, має місце центральне водяне опалення, в приватному і сучасному котеджному будівництві – автономне водяне опалення. За способом прокладання магістральних трубопроводів системи водяного опалення бувають горизонтальні і вертикальні, за способом приєднання до них розгалужень – однотрубні і двотрубні. За способом прокладання подаючої і зворотної гілок горизонтальні і вертикальні системи можуть бути з верхньою, нижньою і змішаною розводкою. За способом циркуляції теплоносія опалювальні водяні системи ще діляться на гравітаційні та примусові (насосні). В даний час гравітаційні водяні опалювальні системи застосовуються вкрай рідко, лише за відсутності надійних джерел електропостачання. У сучасному житловому будівництві, як правило, проектується горизонтальні насосні двотрубні водяні системи опалення, в яких трубопроводи прокладаються в підлозі або по плінтусах. Пріоритетні водяні опалювальні системи, крім усього іншого, ще й з причини актуальності в наш час обліку теплової енергії.

Системи опалення необхідно вибирати з урахуванням основних вимог, поставлених до проектуваного будинку, та допустимих санітарно-гігієнічних умов, техніко-економічних показників різних варіантів систем опалення.

Основні переваги систем водяного опалення:

- невисока температура поверхні опалювальних приладів, яка виключає пригорання на них пилу;

- можливість центрального регулювання тепловіддачі опалювальних приладів зміною температури води залежно від температури зовнішнього повітря (якісне регулювання).

Недоліки систем водяного опалення:

- збільшений гідростатичний тиск у нижній частині систем опалення висотних будинків;

- не виключена можливість замерзання води в трубопроводах, прокладених у неопалюваних приміщеннях.

Переваги систем парового опалення:

- висока тепловіддача опалювальних приладів;

- менша, ніж у систем водяного опалення, витрата труб і опалювальних приладів;

- можливість переміщення пари на досить великій відстані без використання насосів.

Основні недоліки:

- висока температура поверхонь труб і опалювальних приладів, що призводить до створення антисанітарних умов у приміщеннях;

- неможливість центрального якісного регулювання тепловіддачі опалювальних приладів, у зв'язку з цим використовується регулювання пропусками, тобто періодичним виключенням та включенням системи;

- збільшення втрати теплоти трубопроводами, прокладеними в неопалюваних приміщеннях;

- менший, ніж в системах водяного опалення, термін служби через підвищену корозію металу в умовах високої температури.

Переваги систем повітряного опалення:

- можливість однією системою виконувати одночасно опалення і вентиляцію приміщень;

- відсутність в опалюваних приміщеннях опалювальних приладів;

- можливість швидкого нагрівання повітря в приміщенні відразу ж після включення системи;

- можливість центрального якісного регулювання.

Недоліки систем повітряного опалення:

- великі поперечні розміри повітропроводів, а тому підвищені витрати матеріалів і погіршення інтер'єру приміщень;

- великі втрати теплоти повітропроводами в неопалюваних приміщеннях.

Наведені характеристики визначають можливості використання тієї чи іншої системи опалення. Системи водяного опалення, як більш надійні в експлуатації та які відповідають гігієнічним і санітарним вимогам, найчастіше використовуються як у житлових і громадських, так і у виробничих будинках. Санітарно-гігієнічні та експлуатаційні недоліки систем парового опалення суттєво обмежують їхнє використання. Парове опалення дозволяється використовувати у виробничих будинках, крім приміщень з підвищеними вимогами до чистоти повітря. Повітряне опалення відповідає санітарно-гігієнічним вимогам, але через властиві йому недоліки застосовується лише спільно з вентиляцією виробничих приміщень та для опалення деяких великих приміщень громадських будинків.

Система індивідуального опалення (теплопостачання) – система, яка розташована в окремому приміщенні в межах квартири чи будинку та призначена для їхнього обслуговування.

Індивідуальне опалення має явну перевагу над централізованим – воно може регулюватися самими власниками житла в залежності від їх потреб і бажань.

Індивідуальне опалення актуальне як для власників приватних будинків і котеджів, так і для власників квартир, де є централізовані тепломережі, але які не завжди справляються зі своїм призначенням.

При підключенні індивідуального опалення мешканець оплачує лише ту частину енергії, яку він спожив. Системи індивідуального опалення також мають додаткову можливість – індивідуальне гаряче водопостачання.

Види палива для системи індивідуального опалення: магістральний газ, скраплений газ,

електрика, тверде паливо, рідке паливо, комбіноване паливо. Вид палива визначає тип індивідуальної системи опалення. Також на вибір системи впливає опалювальна площа і потужність виду палива. Саме ці фактори є найважливішими при інженерних розрахунках системи індивідуального опалення.

Спосіб розведення труб до радіаторів, самі радіатори і труби системи індивідуального опалення визначаються лише за допомогою інженерних розрахунків, тому роботи з улаштування системи індивідуального опалення у житловому будинку повинні проводитися лише на підставі та відповідно до проекту. Такий проект розробляється спеціалізованою організацією і повинен відповідати вимогам чинних нормативних документів.

Газове опалення ідеально підтримує потрібну температуру в кімнаті, надовго зберігаючи тепло. Крім того, воно дуже зручне в експлуатації, надійне, безпечне і досить ефективне, тому що здатне обігріти досить велику площу. У порівнянні з рідким і твердим паливом газове набагато економніше, оскільки не вимагає витрат на заготівлю додаткових компонентів.

Газові опалювальні системи з успіхом використовуються у приватних будинках будь-якого типу і різної площі. Вибираючи котел, орієнтуються на наявність або відсутність магістрального газопроводу, загальну площу будинку, потужність котла.

Опалення твердим паливом – це використання дров, вугілля, торф'яних брикетів та інше. Для України, цей вид опалення дуже перспективний. Адже дрова можна купувати з доставкою додому, і їх вартість досить низька. Зараз, опалення твердим паливом з використанням сучасних твердопаливних котлів тривалого горіння, дають змогу робити закладання дров 1-2 рази за добу. Опалювальні котли на твердому паливі дають можливість суттєво заощаджувати на підігріві води й опаленні приміщень.

Недоліками даного виду опалення є необхідність зберігати запас палива на своїй ділянці, велика вага котлів і необхідність в періодичному очищенні димаря і камери згорання від продуктів згорання. Крім цього, вона є досить небезпечною, оскільки необережне поводження з вогнем може призвести до загоряння предметів всередині приміщення.

Перевагами є:

- низька вартість палива;
- можливість контролювання температури;
- екологічність;
- високий ККД;
- низькі експлуатаційні витрати;
- довгий час роботи без дозаправлення;
- площа опалювального приміщення – до 3000 м².

За температурою теплоносія системи опалення підрозділяються на:

- високотемпературні - більше 105 °C;
- середньотемпературні - від 70 до 105 °C;
- низькотемпературні до 70 °C.

Системи з низькотемпературним теплоносієм застосовують при використанні в якості теплоджерела сонячної радіації, низькотемпературних викидних або геотермальних вод. Незважаючи на великі витрати на пристрій теплоутилізаторів, збільшення перетину теплопроводів і особливо поверхонь опалювальних приладів застосування цих систем доцільно і виправдано.

Залежно від способу передачі теплоти опалювальними приладами приміщення опалення підрозділяється на конвективне, конвективно-радіаційне і радіаційне.

Теплопроводи системи опалення мають розподільні (подають) і збірні (зворотні) мережі. За розподільної мережі теплоносії транспортується від теплового пункту до опалювальних приладів, а по збірній мережі навпаки – від опалювальних приладів до теплового пункту. У загальному випадку розподільчі та збірні мережі теплопроводів складаються з магістралей, приладових гілок і відгалужень (підводок) до приладів. Вертикальні приладові гілки прийнято називати стояками.

Системи опалення бувають з тупиковою схемою теплопроводів (коли передбачається зустрічний напрямок руху теплоносія в розподільних і збірних магістралях) і попутної (коли рух теплоносія на ділянках його розподілу і збору збігається за напрямком).

Великі об'єкти, що включають приміщення різного призначення, опалюються декількома системами, кожна з яких обслуговує однорідну за санітарно-гігієнічним та технологічним вимогам групу приміщень (зону). У ряді випадків опалення доцільно здійснювати не однією системою, а кількома підсистемами, одна з яких працює безперервно (фонові), а решта включаються в роботу за необхідності [12].

Опалювальні прилади призначені для передачі теплоти від теплоносія до повітря та огорожуючих конструкцій приміщення, в якому вони встановлені. До опалювальних приладів висувають вимоги, за якими їх класифікують, аналізують ступінь досконалості та проводять порівняння:

- санітарно-гігієнічні вимоги – опалювальні прилади повинні мати по можливості більш низьку температуру корпусу для забезпечення непригорання пилу, зменшення нейтралізації нестійких іонів з негативним зарядом, безпеки користування (запобігання опіків), зниження швидкості руху повітря і відповідно швидкості руху пилоподібних частинок; мати найменшу площу для зменшення відкладання пилу; мати вільний доступ для видалення пилу з корпусу та з огорожуючих конструкцій за ним;

- економічні вимоги – опалювальні прилади повинні мати найменші приведені витрати на виготовлення, монтаж, експлуатацію, найменшу витрату металу, найменшу питому вартість, віднесена до 1 м^2 площі поверхні або до 1 кВт теплового потоку;

- архітектурно-будівельні вимоги – зовнішній вигляд (форма, розміри, фарбування тощо)

опалювальних приладів повинен відповідати інтер'єру приміщення, а їх об'єм, віднесений до одиниці теплового потоку, бути якнайменшим;

- виробничо-монтажні вимоги – повинна забезпечуватись максимальна механізація робіт при виробництві та монтажу опалювальних приладів, опалювальні прилади повинні мати достатню механічну міцність

- експлуатаційні – опалювальні прилади повинні пропорційно реагувати на автоматичну керуваність їх тепловіддачею, забезпечувати авторитет теплоти у приміщенні, бути довговічними і температуростійкими;

- теплотехнічні – опалювальні прилади повинні забезпечити найбільшу щільність питомого теплового потоку, віднесена на одиницю площі;

- побутові – опалювальні прилади можуть мати додаткове обладнання для задоволення потреб споживача – дзеркала, зволожувачі повітря тощо.

За переважним видом тепловіддачі всі опалювальні прилади розділяють на три групи, а саме:

- радіаційні, що передають випромінюванням не менше 50 % сумарного теплового потоку, до них відносять сталеві бетонні опалювальні панелі та випромінювачі;

- конвективно-радіаційні, що передають конвекцією від 50 % до 75 % сумарного теплового потоку, в цю групу включають секційні та панельні радіатори, підлогові та стінові опалювальні панелі, гладкотрубні опалювальні прилади;

- конвективні передають конвекцією понад 75 % загального теплового потоку, до них включають конвектори та ребристі труби.

За матеріалом опалювальні прилади розділяють на металеві (чавунні, сталеві, алюмінієві, мідні тощо), біметалеві (оміднені, сталеві-алюмінієві, мідно-алюмінієві тощо, причому першим словом позначають метал, що контактує з водою), неметалеві (керамічні, пластмасово-бетонні) та комбіновані (металево-керамічні, металево-бетонні тощо).

За величиною теплової інерції виділяють опалювальні прилади малої теплової інерції, які мають малу масу металу, малу водомісткість, високий коефіцієнт теплопровідності (конвектори, листові штамповані радіатори) і великої теплової інерції, відповідно з великою масою металу або бетону, великою водомісткістю, низьким коефіцієнтом теплопровідності (чавунні радіатори, підлогові і т. п. опалювальні панелі).

При техніко-економічному обґрунтуванні вибору опалювальних приладів особливу увагу слід приділяти їх інерційності. Від неї в сучасних системах опалення з терморегуляторами залежать показники економічної ефективності та санітарної гігієнічності. Якщо терморегулятор перекиє подачу теплоносія (нічний режим, черговий режим тощо) – опалювальний прилад деякий час буде віддавати теплоту в приміщення, оскільки не має можливості ментальної зупинки (охолодження) або виведення на менший рівень теплової потужності.

Чим більша маса опалювального приладу і маса води в ньому, а також чим менший коефіцієнт теплопровідності матеріалу, з якого він виготовлений, тим більша кількість непродуктивної (зайвої) теплоти буде передана приміщенню.

У власників величезних особняків є можливість і необхідність в установці одного-двох стаціонарних котлів, що володіють більшою потужністю і терміном служби. Для власників будинків площею 50-300 м² найоптимальнішим буде установка настінного котла.

Настінні котли сьогодні користуються широкою популярністю, завдяки своїй вартості і невисоким витратам на монтаж. Повсюди, проектуючи газове опалення дерев'яного будинку, застосовують настінні котли. Він невеликий за розміром і легко закріплюється на стіні. Його корпус містить практично всю необхідну техніку, яку включає в себе система газового опалення заміського дому. Це і теплообмінник, і атмосферний пальник, один-два циркуляційних насоси, розширювальний бак, пристрій управління. Не забувають виробники і про барометр, термометр, систему безпеки і іншу дрібну, але функціональну техніку. Такого набору цілком вистачає для того, щоб організувати газове опалення дачного будинку, де гаряча вода не є предметом першої необхідності.

Якщо ж, окрім опалення, необхідне гаряче водопостачання, використовують двоконтурні котли, розміри яких вже можуть значно більшими. У цьому випадку, вибравши газове опалення житлових будинків, визначаються зі способом приготування гарячої води. За рахунок проточних водонагрівачів габарити котла мало змінюються, але і температура і об'єм гарячої води будуть невеликі. Накопичувальні нагрівачі, збільшуючи розмір котла, води гріють більше, але і збільшують споживання газу. Тому, якщо система опалення не підключена до центральної труби, доцільно мати в запасі газові балони. Вони стануть в нагоді в разі тимчасового відключення газу. Тоді опалення будинку газовим балоном буде цілком закономірним.

На думку експертів, опалення газовими балонами котеджів стає далеко не рідкістю в наш час. Крім того, для опалення окремої кімнати вони радять купувати спеціальні конвертори, які швидко нагрівають повітря за рахунок продуктів згоряння газу. Як правило, газові конвертори опалення дуже компактні і стійкі до замерзання. Єдиний їхній недолік у неможливості використання як засобу для забезпечення гарячого водопостачання [11].

Система опалення призначена для створення в приміщеннях будівлі температурних умов, комфортних для людини, які відповідають вимогам технологічного процесу.

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,

в якійсь мірі, 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 [1].

Системою вентиляції може подаватися повітря з більш низькою температурою в порівнянні з температурою повітря в приміщенні. Технологічні процеси в приміщеннях виробничих будівель можуть бути пов'язані з випаровуванням рідин та іншими процесами, супроводжуваними витратами теплоти.

У сталому (стаціонарному) режимі втрати дорівнюють кількості теплоти, що надходить. Теплота надходить в приміщення від людей, технологічного та побутового обладнання, джерел штучного освітлення, від нагрітих матеріалів, виробів, в результаті впливу на будівлю сонячної радіації.

Облік усіх перерахованих складових втрат і надходження теплоти необхідний при зведенні теплового балансу приміщень будівлі та визначенні дефіциту або надлишку теплоти. Наявність дефіциту теплоти вказує на необхідність пристрою в приміщенні опалення. Надлишок теплоти, зазвичай, асимілюється вентиляцією. Для визначення теплової потужності системи опалення складається баланс витрат теплоти для розрахункових умов холодного періоду. Баланс складається для умов, коли виникає найбільший при заданому коефіцієнті забезпеченості дефіцит теплоти. Для цивільних (зазвичай, для житлових) будівель враховують регулярне тепlopостачання в приміщення від людей, освітлення, інших побутових джерел. У виробничих будівлях в розрахунок приймають період технологічного циклу з найменшими тепловиділеннями (можливі максимальні тепловиділення враховують при розрахунку вентиляції). Тепловий баланс складають для стаціонарних умов. Не стаціонарність теплових процесів, що відбуваються при опаленні приміщень, враховують спеціальними розрахунками на основі теорії теплостійкості [13].

Величина річних експлуатаційних витрат на систему опалення досягає від 60% до 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 дозволяють використовувати сонячну радіацію й враховувати напрямки і швидкість вітру по окремих фасадах будинку.

При експлуатації будинків необхідно розробляти заходи зі зменшення невикористаних витрат теплоти, які можуть бути викликані неякісним утепленням будівель або недоліками в роботі систем опалення. Надмірні тепловтрати можуть бути викликані відсутністю або неякісним 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 цокольній 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 невикористані 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 якісно-

го регулювання систем опалення. У перехідний період зменшення витрат теплоти можна досягти автоматичним регулюванням систем опалення [14].

Світовий досвід дослідження впливу погодно-кліматичних умов, їх змін на енергетику загалом та окремі її галузі проводяться впродовж багатьох років.

Так, в роботі [15] проведений аналіз для п'яти міст колишнього СРСР свідчить, що при настанні крайніх кліматичних умов витрата теплоти на опалення та вентиляцію може відхилитися від середнього багаторічного значення на 14-18% для міст європейської частини та на 9-12% – для міст Сибіру.

В роботі [16] на основі статистичного аналізу тривалих (близько 100 років) рядів параметрів опалювальних періодів зазначено, що для різних регіонів СРСР міжрічні коливання теплоспоживання населенням, спричинені флуктуаціями метеорологічних параметрів, також можуть становити 16% від середньобагаторічної норми. В окремих регіонах ці коливання сягають 33%.

В роботах [17-19] зроблений 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 $1,3^{\circ}\text{C}$ та $1,9^{\circ}\text{C}$ 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) [20]. В роботі, зокрема, зазначається, що за рахунок підвищення температури повітря на $1-2^{\circ}\text{C}$ 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 [9].

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 $+8^{\circ}\text{C}$ і нижче [21].

Дефіцит тепла – інтегральна сума перепадів температур повітря всередині та ззовні будівель за опалювальний період [22]. В нормативній літературі замість терміну “дефіцит тепла” вживають термін “кількість градусо-днів” [23].

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 [24] 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 підході, 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 [21].

В [25] 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 [26] 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 [27] 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 [28]. В нормативному документі [28] представлені дані, які характеризують базовий період – 1945 - 1975 рр., хоча там вказано, що ці параметри розраховані 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 загалом та окремі її галузі зокрема. Наприклад, в нормативних до-

кументах [28], а також [29], що введений на заміну попереднього документу [28], наведені такі параметри опалювального періоду, які не відображають реальної картини сучасних умов клімату.

Практична цінність отриманих результатів. Проведений у роботі огляд сучасних методик врахування впливу температурних режимів на ефективність експлуатації систем опалення в умовах населених пунктів дасть змогу провести узагальнення та на основі їх розробити проектні та конструктивні рішення, які дадуть можливість значно зменшити тепловтрати будинків і, як наслідок, обсяг споживання газу.

Література

- 1 Богословский В.Н. Тепловой режим здания / В.Н. Богословский. – М.: Стройиздат, 1979. – 248 с.
- 2 Богуславский Л.Д. Снижение расходов энергии при работе систем отопления и вентиляции / Л.Д. Богуславский. – М.: Стройиздат, 1985. – 336 с.
- 3 Ликов А.В. Теория тепло- и массопереноса / А.В. Ликов, Ю.А. Михайлов. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 536 с.
- 4 Поз М.Я. Экспериментальное исследование теплопередачи через оконные заполнения при фильтрации воздуха / М. Я. Поз, В.И. Быстров. – М.: Стройиздат, 1980. – 143 с.
- 5 Табунщиков Ю.А. Математическое моделирование и оптимизация тепловой эффективности зданий / Ю.А. Табунщиков, М.М. Бродач. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2002. – 194 с.
- 6 Фокин К. Ф. Расчетные температуры наружного воздуха / К. Ф. Фокин. – М.: Стандартгиз, 1946. – 126 с.
- 7 Шкловер А.М. Теплопередача при периодических тепловых воздействиях / А.М. Шкловер. – М.: Госэнергоиздат, 1961. – 98 с.
- 8 Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: [учебник для вузов 7-е изд., стереот.] / Е. Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
- 9 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.
- 10 Богословский В.Н. Отопление и вентиляция / В.Н. Богословский, В.П. Щеглов, Н.Н. Разумов. – М.: Стройиздат, 1980. – 295 с.
- 11 Богословский В.Н. Отопление / В.Н. Богословский, А.Н. Сканави. – М.: Стройиздат, 1991. – 735с.
- 12 Сканави А.Н. Отопление: [учебник] / А.Н. Сканави, Л.М. Махов. – М.: Издательство АСВ, 2002. – 576 с.
- 13 Маркус Т.А. Здания, климат и энергия / Т.А. Маркус, Э.Н. Моррис; пер. с англ. под ред. Н.В. Кобышевой, Е.Г. Малявиной. – Д.: Гидрометеиздат, 1985. – 82 с.

14 Ратушняк Г.С. Энергозбереження та експлуатація систем теплопостачання: [навчальний посібник] / Г.С. Ратушняк, Г.С. Попова. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 120 с.

15 Хрилев Л. С. О влиянии климатического фактора на перспективную структуру топливно-энергетического баланса / Л. С. Хрилев // Теплоэнергетика. – 1965. – №2. – С. 16-20.

16 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.

17 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.

18 Переведенцева Ю. П. Современные глобальные и региональные изменения окружающей среды и климата / Ю. П. Переведенцева. – Казань: Унипрес, 1999. – 125 с.

19 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.

20 Бусаров В. Н. Электроэнергетика и климат / В. Н. Бусаров, И. И. Потапов. – М.: НИЦ «СИНАПС», 1995. – 114 с.

21 Малявина Е. Г. Теплопотери здания: [справочное пособие] / Е.Г. Малявина. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2007. – 144 с.

22 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.

23 ДБН В.2.6-31:2006. Теплова ізоляція будівель.

24 Бицадзе Д.Г. Прогнозирование расхода природного газа / Д.Г. Бицадзе, Р.И. Долмазашвили, Т.Ш. Хазалашвили. – Тбилиси: 1988. – 36 с.

25 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.

26 Попадьюко В.Е. Некоторые вопросы оперативного прогнозирования газопотребления методами теории случайных процессов: [автореф. дис. на соиск. научн. ст. канд.техн. наук: спец. 198] / В.Е. Попадьюко. – Москва: МИНХ и ГП им.И.М.Губкина, 1972. – 24 с.

27 Панкратов В.С. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами / В.С. Панкратов, А.В. Дубинский, Б.И. Сипештейн. – Л.: Недра, 1988. – 246 с.

28 СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика.

29 ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
28.01.14*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Говдяком Р.М.
(ВО «Машекспорт», м. Київ)*

ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СКЛАДОВОЇ НАТЯГУ ВОДОВІДІЛЬНОЇ КОЛОНИ ЗА НЕРЕГУЛЯРНОЇ ХИТАВИЦІ БУРОВОГО СУДНА

О.О. Слабий

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: burewisnyk@gmail.com

Питанню зміни зусилля натягу верхнього кінця водовіддільної колони внаслідок хитавиці плавучої бурової установки на сьогоднішній день приділяють недостатньо уваги. Вивчення даного питання дасть можливість уточнити існуючі моделі водовіддільних колон і краще зрозуміти динаміку їхньої роботи.

В даній роботі описано побудову математичної моделі натяжної системи водовіддільної колони канатного типу. Модель описується в мові моделювання фізичних систем Modelica і розв'язується в середовищі гібридного моделювання чисельними методами. На основі отриманих результатів проведено аналіз і порівняння амплітудо-частотних характеристик динамічного зусилля натягу верхнього кінця водовіддільної колони, вертикальної хитавиці, хвилювання моря і тиску в газовому резервуарі.

Ключові слова: натяжна система водовіддільної колони, нерегулярне хвилювання, математична модель, Modelica.

Вопросу изменения усилия натяжения верхнего конца водоотделяющей колонны вследствие качки плавучей буровой установки на сегодняшний день уделяют недостаточно внимания. Изучение данного вопроса позволит уточнить существующие модели водоотделяющих колонн и лучше понять динамику их работы.

В данной работе описано построение математической модели натяжной системы водоотделяющей колонны канатного типа. Модель описывается в языке моделирования физических систем Modelica и решается в среде гибридного моделирования численными методами. На основе полученных результатов проведен анализ и сравнение амплитудно-частотных характеристик динамического усилия натяжения верхнего конца водоотделяющей колонны, вертикальной качки, волнения моря и давления в газовом резервуаре.

Ключевые слова: натяжная система водоотделяющей колонны, нерегулярное волнение, математическая модель, Modelica.

The issue of change tension force of the upper end of the drilling riser due to motion floating rig is not giving enough consideration today. The studying of this issue helps to clarify existing models of drilling riser and better understand the dynamics of their work.

In this paper, it is described a mathematical model of wire riser tensioner. The model is described in the multi-domain modeling language Modelica and is solved by numerical methods. The analysis and comparison of amplitude-frequency characteristics of dynamic tension force of the upper end of the drilling riser, heave, state of sea and the pressure in the gas tank is executed on based the results of the model solution.

Keywords: wire riser tensioner, irregular wave, mathematical model, Modelica.

Вступ

Натяжна система водовіддільної колони (НСВК) відіграє роль гнучкої ланки, що з'єднує палубу плавучої бурової установки (ПБУ) і верхній кінець водовіддільної колони (ВК). В процесі роботи вона забезпечує натяг ВК, захищає її від негативних силових факторів і переміщень викликаних коливаннями ПБУ. На сьогоднішній день існують НСВК безпосередньої дії і канатного типу, які працюють за принципом пневматичної подушки. Тобто забезпечення сталого зусилля натягу відбувається гідроциліндрами, тиск рідини в яких підтримується гідропневматичними акумуляторами. Дана система теоретично дає змогу отримувати стале зусилля натягу ВК за умови, коли об'єм газу, що знаходиться в акумуляторі є безмежним і в системі відсутні сили тертя, однак це не забезпечується на практиці, в результаті чого зусилля натягу колони залежить від хитавиці ПБУ, що, в свою чергу, впливає на динаміку роботи ВК.

В роботах [1, 2, 3, 4, 5], присвячених вивченню динаміки роботи ВК, умові закріплення

верхнього кінця приділяють другорядну роль і в переважній більшості робіт НСВК відкидають або замінюють еквівалентними моделями, що не достатньо точно представляють її конструктивні особливості. В роботах [1, 4, 5] динамічне зусилля натягу ВК отримують із енергетичного спектру хвилювання моря з використанням лінійної передавальної функції. Верхньою граничною умовою в роботах [2, 6] бралось відоме переміщення, яке було наслідком хитавиці ПБУ. Більш детально питання моделювання роботи НСВК піднімалось в роботах [7, 8], де авторами розглядалось конструктивне виконання НСВК, однак в роботі [7] модель представлена за допомогою емпіричних формул, а конструкція системи, що розглядається на даний час є уже не актуальною. В роботі [8] розглядається модель, побудована в середовищі гібридного моделювання SimulationX. Дана модель на нашу думку є найточнішою із усіх оглянутих, однак виходячи із мети дослідити критичні режими роботи НСВК, в роботі не розглядаються такі фактори, як нерегулярне хвилювання моря, бортова і кільова хитавиці ПБУ.

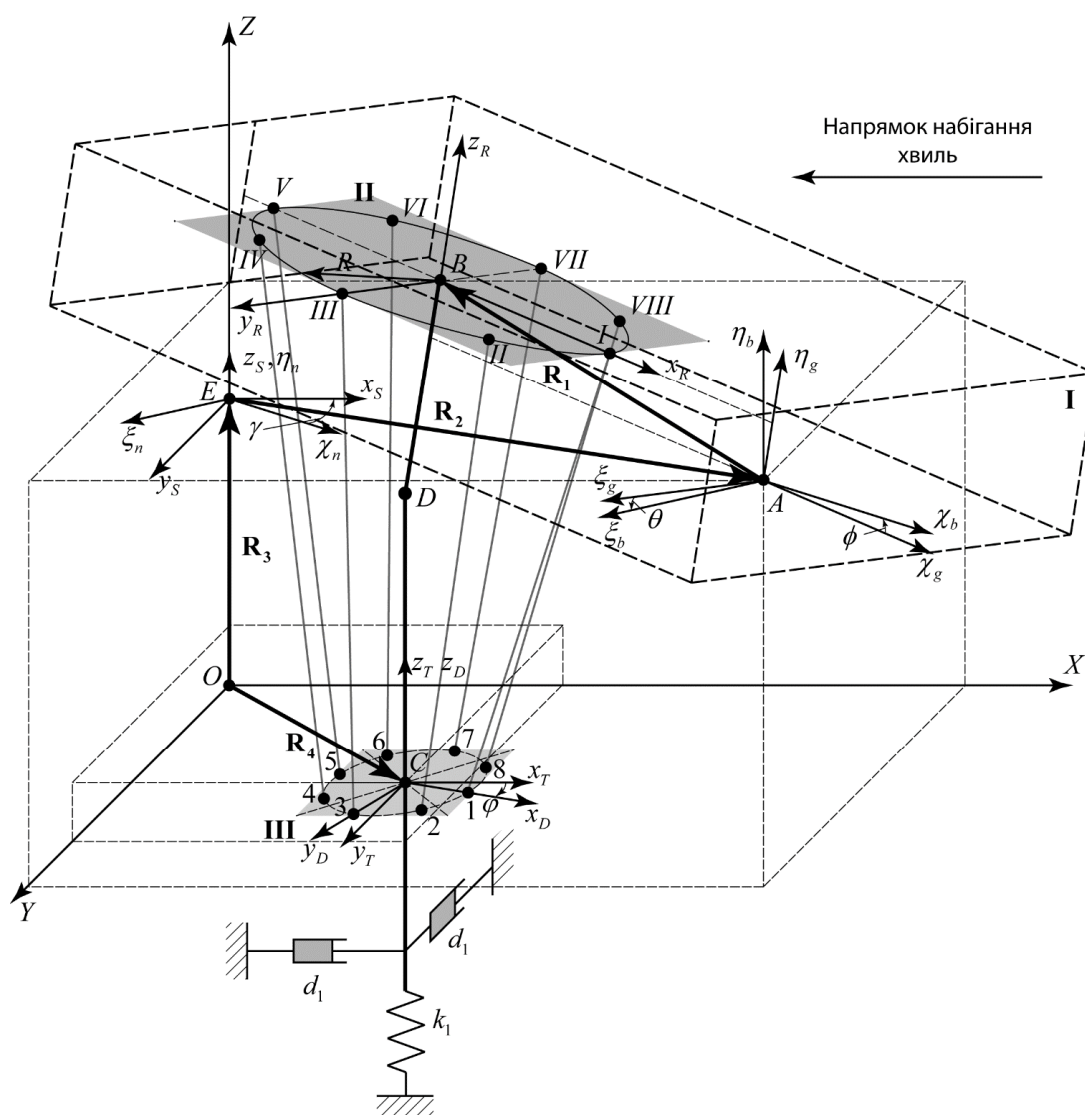


Рисунок 2 – Розрахункова схема для визначення довжини ділянок тросів між палубою і натяжним кільцем водовіддільної колони

1–8 для закріплення тросів НСВК. Можливість вільного провертання натяжного кільця навколо осі ВК характеризується кутом ϕ . Над натяжним кільцем розташована телескопічна секція, що описується ланкою CD . В точці D розташований сферичний шарнір для захисту ВК від силових моментів, викликаних хитами ПБУ. Кріплення ВК до бурової палуби Π , яка розташована на ПБУ I , відбувається в точці B за допомогою секції фіксованої довжини BD . На буровій палубі Π рівномірно по колу радіусом R з центром в точці B кріпляться відхиляючі шківні НСВК $I-VIII$. Для вирішення поставленої задачі знаходження довжини ділянок 1– I , 2– Π , ..., 8– $VIII$ в схему введено наступні системи координат:

– глобальна система координат XYZ в точці O , яка розташована на поверхні моря над свердловиною. Вісь Z даної системи координат направлена по осі свердловини, X в напрямку протилежному вектору швидкості хвилі;

– рухома система координат $x_D y_D z_D$, яка в точці C зв'язана з натяжним кільцем;

– рухома система координат $x_T y_T z_T$, в точці C осі якої направлені паралельно осям глобальної системи координат;

– рухома система координат $\chi_g \zeta_g \eta_g$, що розташована в точці A , яка є центром інерції ПБУ, з осями, прив'язаними до геометрії ПБУ;

– рухома система координат $\chi_b \zeta_b \eta_b$ в точці A з осями, прив'язаними до геометрії ПБУ, яка умовно знаходиться в спокійному морі. В даній системі координат визначається бортова θ і кильова ϕ хитавиця ПБУ;

– нерухома система координат $\chi_n \zeta_n \eta_n$, зв'язана з точкою E , осі якої паралельні осям системи координат $\chi_b \zeta_b \eta_b$. Відносно даної системи задається повздовжня, поперечна і вертикальна хитамищі ПБУ;

– система координат $x_S y_S z_S$, зв'язана з точкою A , осі якої паралельні глобальній системі координат;

– система координат $x_R y_R z_R$, зв'язана з точкою B , що є точкою перетину осі бурової вежі і площини палуби, до якої закріплені відхиляючі шківів з осями, паралельними системі координат $\chi_g \zeta_g \eta_g$.

Для визначення координат точок 1–8, I–VIII в глобальній системі координат XYZ пропонується наступна схема переходу:

для точок I–VIII :

$$\begin{aligned} x_R &\rightarrow \mathbf{R}_1 \rightarrow \xi_g \rightarrow \varphi \rightarrow \theta \rightarrow \xi_b \rightarrow \mathbf{R}_2 \rightarrow \\ &\eta_g \quad \eta_b \\ \chi_n &\quad x_s \quad X \\ \rightarrow \xi_n &\rightarrow \gamma \rightarrow y_s \rightarrow \mathbf{R}_3 \rightarrow Y, \\ \eta_n &\quad z_s \quad Z \end{aligned}$$

для точок 1–8:

$$\begin{aligned} x_D &\quad x_T \quad X \\ y_D &\rightarrow \phi \rightarrow y_T \rightarrow \mathbf{R}_4 \rightarrow Y, \\ z_D &\quad z_T \quad Z \end{aligned}$$

де $\mathbf{R}_1$ – радіус-вектор, що описує відстань між центром інерції ПБУ і точкою B . Вектор залежить від конструкції ПБУ і приймається постійним у часі;

φ, θ – кильова і бортова хитавиці ПБУ відповідно;

$\mathbf{R}_2$ – радіус-вектор, що характеризує по-здовжню, поперечну і вертикальну хитавиці ПБУ;

γ – курсовий кут ПБУ приймається постійним у часі;

$\mathbf{R}_3$ – радіус-вектор, що описує відстань між точками E і O , залежить від конструкції ПБУ і верхнього кінця ВК, приймається постійним у часі;

ϕ – кут, на який проковзує натяжне кільце навколо осі ВК;

$\mathbf{R}_4$ – радіус-вектор, що визначає положення точки C відносно точки O і залежить від величини і напрямку дії сил натягу ВК і є змінним у часі.

В початковий момент часу системи координат $\chi_g \zeta_g \eta_g, \chi_b \zeta_b \eta_b$ і $\chi_n \zeta_n \eta_n$ співпадають, а радіус-вектори $\mathbf{R}_1$ і $\mathbf{R}_4$ є рівними.

Побудова моделі натяжного пристрою водовіддільної колони

Виходячи із конструкції, НПК розглядається як взаємодія двох систем – механічної, що включає в себе поліспаст, відхиляючий шків і трос, і гідропневматичної, до якої входить гідроциліндр, гідропневматичний акумулятор, газові резервуари високого тиску і допоміжна арматура.

Механічна система НПК складається із відхиляючого шківів 1, що кріпиться до бурової палуби і чотирьох шківів 2-5 поліспасту, що

утворюють наступні обойми: нерухому (шківів 2,4) і рухому (шківів 3,5). Шківів огинає трос, що одним кінцем кріпиться до натяжного кільця, а іншим до палуби ПБУ (рис. 3,6). Дана система моделюється у псевдодовхви́рному просторі за допомогою моделей типових елементів: ділянки троса і блока, розрахункові схеми яких подані на рисунках 3а і 3в відповідно.

Ділянкою троса моделюють проміжок між двома механізмами, які з'єднуються за допомогою троса, на який на даному проміжку не діють зовнішні зусилля. Вона характеризується кінцями A, B і відомою довжиною L . Трос приймаємо невагомим нежорстким тілом із розподіленими параметрами по довжині, що моделюється тілом Кельвіна-Фойхта. Математична модель ділянки тросу є наступна:

$$\begin{aligned} L &= l + \varepsilon_l; \\ \frac{dl}{dt} &= \frac{dl_A}{dt} - \frac{dl_B}{dt}; \\ \frac{T}{A \cdot k_s} &= E \frac{\varepsilon_l}{l} + \eta \frac{d\left(\frac{\varepsilon_l}{l}\right)}{dt}, \end{aligned} \quad (2)$$

де L – загальна довжина ділянки;

l – довжина тросу в нездеформованому стані на ділянці;

ε_l – деформація тросу;

T – зусилля натягу тросу;

A – площа поперечного перерізу тросу;

k_s – коефіцієнт заповнення поперечного перерізу тросу матеріалом;

E – модуль Юнга матеріалу тросу;

η – коефіцієнт в'язкості;

$\frac{dl_i}{dt}$ – довжина тросу в нездеформованому стані, що поступає через точку i за одиницю часу.

Шківів моделюється із ділянкою тросу, що контактує з ним, і приймається абсолютно твердим тілом, яке характеризується масою, моментом інерції і моментом тертя, що виникає в підшипнику. Його математична модель є наступною:

$$\begin{aligned} J \frac{d\omega}{dt} &= T_2 r - T_1 r - M_{mp} \operatorname{sgn}\left(\frac{dl_1}{dt}\right); \\ \omega &= \frac{\frac{dl_1}{dt} \left(1 + \frac{T_1}{EAk_s}\right)}{r}; \end{aligned} \quad (3)$$

$$T_1 + T_2 + mg + m \frac{d^2 s}{dt^2} - R = 0,$$

де J – момент інерції шківів;

m – маса шківів;

M_{mp} – момент тертя шківів;

ω – кутова швидкість шківів;

s – поступальне переміщення осі шківів;

R – зусилля, що діє на вісь шківів;

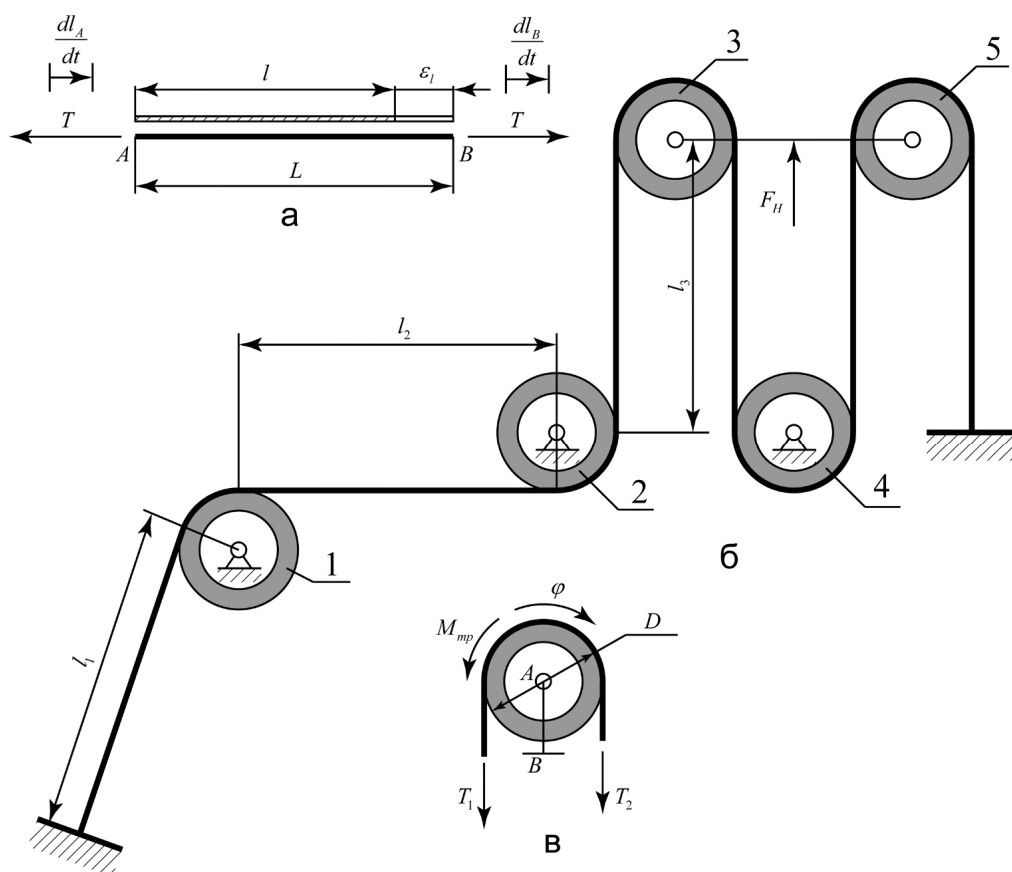


Рисунок 3 – Розрахункова схема механічної частини НПК

T_i – сила натягу тросу. Залежно від умови закріплення є відомими або зусилля R (для рухомого шків), або переміщення s (для нерухомого шків).

Розрахункову схему гідропневматичної системи відображено на рисунку 4. Вона складається із газового резервуару низького тиску 1, гідралічного циліндра 2, гідропневматичного акумулятора поршневого типу 3 і газового резервуару високого тиску 4, які з'єднані між собою трубопроводами. Дана система характеризується наступними параметрами: об'ємом резервуару низького тиску V_1 , діаметром гідроциліндра D_h , діаметром штоку гідроциліндра d_h , довжиною гідроциліндра L_h , довжиною штока гідроциліндра l_{hs} , товщиною поршня гідроциліндра l_{hp} , масою поршня і штоку гідроциліндра m_{hp} , робочим діаметром акумулятора D_a , довжиною акумулятора L_a , товщиною поршня акумулятора l_{ap} , масою поршня акумулятора m_{ap} , об'ємом резервуару високого тиску V_2 , трубопроводами, що з'єднують елементи характеризуються діаметрами d_1, d_2, d_3 і довжиною l_1, l_2, l_3 відповідно. В певний момент часу положення поршня в гідроциліндрі характеризується координатою x_h , а акумулятора – x_a .

Математичні моделі гідралічного циліндра і акумулятора отримуються застосуванням принципу д'Аламбера відносно поршня із врахуванням сил ваги, інерції, тертя, зусиль, що діють на поршень з боку камер і штоку. Гідралічна камера моделюється із припущення, що рідина є стискувана і характеризується модулем об'ємної пружності β , а пневматична із припущення що робочий газ є ідеальним [9, 10, 11, 12] Виходячи із цього математична модель гідралічного циліндра є наступною:

$$\begin{aligned} &P_{h1}A_{h1} - P_{h2}A_{h2} - m_{hp}g - \\ &- m_{hp} \frac{d^2 x_h}{dt^2} - F_H - F_{hf_p} - F_{hf} = 0; \\ &\frac{dP_{h1}}{dt} = \frac{\beta_{eff}}{V_{h1}} \left(\frac{dm_{h1}}{dt} \frac{1}{\rho_o} - \frac{dx_h}{dt} A_{h1} \right); \\ &P_{h2}V_{h2} = m_{h2}R_g T_{h2}; \\ &m_{h2} \frac{dT_{h2}}{dt} + T_{h2} \frac{dm_{h2}}{dt} = \gamma_g T_{gas} \frac{dm_{h2}}{dt} - \\ &- \frac{d(L_h - x_h)}{dt} \frac{A_{h2}}{c_{vg}} - \frac{\alpha_g A_{T_{h2}} (T_{h2} - T_{out})}{c_{vg}}; \\ &A_{h1} = \frac{\pi D_h^2}{4}, \quad A_{h2} = \frac{\pi (D_h - d_h)^2}{4}, \end{aligned} \quad (4)$$

де P_{h1}, P_{h2} – тиск в гідралічній і пневматичній камерах відповідно;

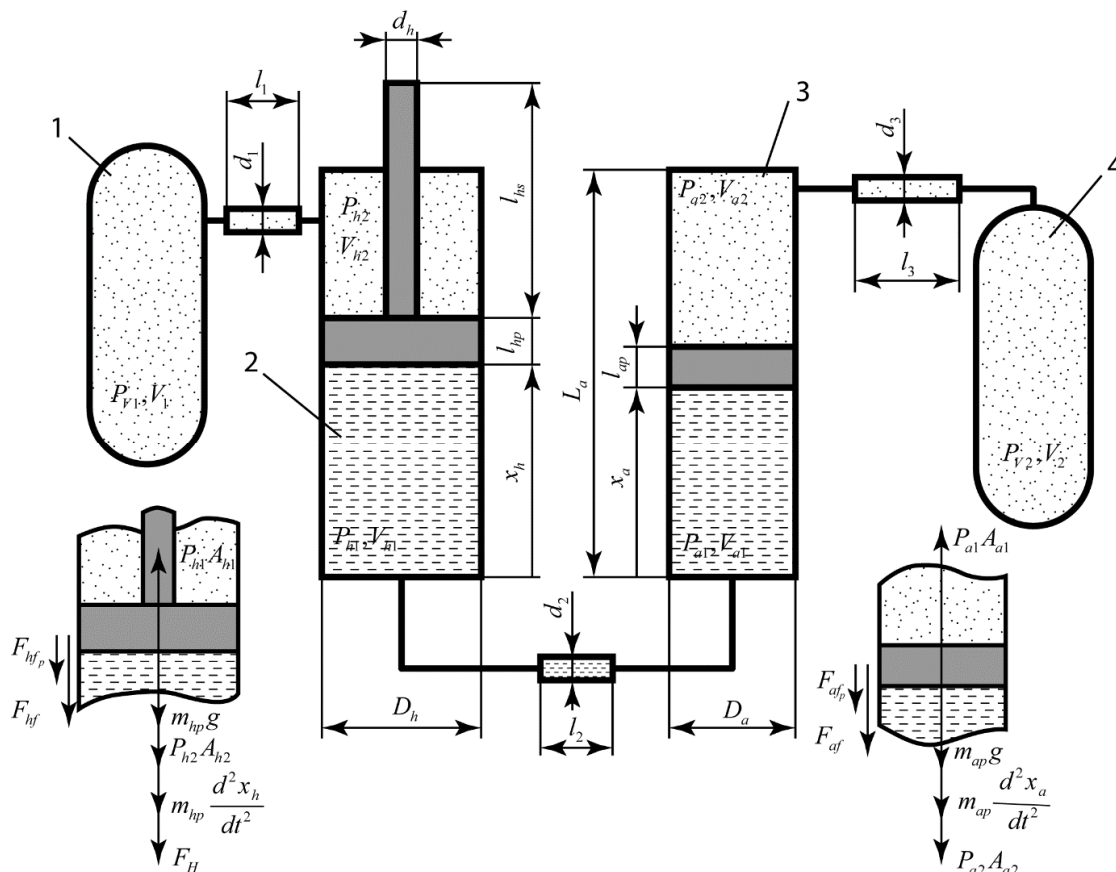


Рисунок 4 – Розрахункова схема гідро-пневматичної системи НПК

A_{h1}, A_{h2} – площі робочої поверхні поршня гідралічної та пневматичної камер відповідно;

F_H – сила, що діє на шток гідроциліндра з боку рухомої обійми поліспасти;

V_{h1}, V_{h2} – ефективні об'єми гідралічної та пневматичної камер;

m_{h1}, m_{h2} – маси робочої речовини в гідралічній та пневматичній камерах відповідно;

β_{eff} – ефективний модуль об'ємної пружності робочої рідини;

ρ_o – густина робочої рідини;

R_g – газова стала;

T_{h2} – температура робочого газу в камері;

T_{gas} – температура вхідного/вихідного потоку газу;

c_{vg} – питома теплоємність робочого газу при сталому об'ємі;

a_g – коефіцієнт теплопровідності;

A_{Th2} – площа передачі тепла;

T_{out} – температура навколишнього середовища;

F_{hf_p} – сила тертя, викликана різницею тиску в камерах гідроциліндра, що визначається за формулою:

$$F_{hf_p} = k_p (P_{h1} - P_{h2}) \operatorname{sgn} \left(\frac{dx_h}{dt} \right), \quad (5)$$

де k_p – коефіцієнт тертя;

F_{hf} – сила тертя Стрібека, що визначається за формулою:

$$F_{hv} = \left(F_{col} + F_{st} e^{-f_{st} \left| \frac{dx_h}{dt} \right|} \right) \operatorname{sgn} \left(\frac{dx_h}{dt} \right) + d_f \frac{dx_h}{dt}, \quad (6)$$

де F_{col} – сила тертя Кулона;

F_{st} – сила тертя Стрібека;

f_{st} – коефіцієнт згасання ефекту Стрібека;

d_f – коефіцієнт в'язкого тертя.

Математична модель акумулятора є ідентичною за відсутності зусилля, що діє з боку штоку. Виходячи із того, що циклічний процес в газових резервуарах протікає довгий проміжок часу, для його моделювання використовуємо ізотермічний процес для ідеального газу. Математична модель газового резервуару наступна:

$$p_{Vi} V_i = \frac{m_{Vi}}{M} RT, \quad (7)$$

де p_{Vi} – тиск в i -ому резервуарі,

V_i – об'єм i -ого резервуару,

m_{Vi} – маса робочого газу в i -ому резервуарі.

Таблиця 1 – Параметри водовіддільних колон, що використовувались при моделюванні

Секції, із яких нарощується колона	Зовнішній діаметр, м	Товщина стілки, м	Довжина 1 секції, м	Кількість секцій у компоновці	Загальна довжина, м	Маса 1 секції у повітрі, кг	Загальна маса сек- цій, кг	Маса 1 секції у воді, кг	Загальна вага сек- цій у воді, кН
Водовіддільна колона 21" довжиною 6000 футів (1,82 км)									
Натяжне кільце			0	1	0				
Верхній сферичний шарнір			3,74904	1	3,75				
Телескопічна секція	0,5334	0,0159	29,2608	1	29,26	24989	24989	24989	245061
Секція із поплавками до 3000 футової гли- бини	1,1557	0,0159	21,336	38	810,77	392	14891	22	8291,48
Секція із поплавками до 5000 футової гли- бини	1,1557	0,0159	21,336	31	661,42	513	15912	59	17939,6
Секція із поплавками до 6500 футової гли- бини	1,1557	0,0175	21,336	19	405,38	884	16807	141	26324,5
Блок нижнього обладнання			4,61	1	4,61	74842	74842		
Набір противикидних превенторів			8,443	1	8,443	161025	161025		
Загальні характеристики ВК без урахування нижнього обладнання ВК і набору превенторів					1910,8		72600		297617
Натяг водовіддільної колони									2889

Вхідні дані і початковий стан системи**Водовіддільна колона**

Для даного дослідження було вибрано ВК довжини 1,82 км, компоновання і основні параметри якої подано в таблиці 1. В математичній моделі водовіддільна колона моделюється трьома пружно-демпферними елементами і двома зосередженими масами. Значення коефіцієнтів жорсткості пружних елементів визначаємо за формулою:

$$k_C = \frac{EA}{L}, \quad (8)$$

де k_C – коефіцієнт жорсткості;

E – модуль Юнга матеріалу водовіддільної колони;

A – площа поперечного січення водовіддільної колони;

L – довжина ділянки, яку моделюємо за допомогою елемента. Величина коефіцієнта демпфування вибирається рівною 10% коефіцієнту жорсткості. Значення зосередженої маси є еквівалентом ваги ділянки колони, що моделюється пружним елементом у воді.

Отриману ВК розбиваємо на три частини довжинами 810,77; 661,42 і 405,38 м. Виходячи з цього, отримуємо коефіцієнти жорсткості еквівалентних пружних елементів: 8524896, 10449835 і 18707706 Н/м відповідно.

Опір переміщенню водовіддільної колони в морській воді моделюється за допомогою двох демпферних елементів у взаємо-перпендикулярних осях. Значення коефіцієнта демпфування визначаємо з доданку спротиву рівняння Морісона, який записується наступним чином:

$$F = C_D \frac{\rho_w D}{4} LV|V|, \quad (9)$$

де C_D – коефіцієнт опору для тіла круглого січення (приймаємо рівним 1,0) [13];

ρ_w – густина морської води (приймаємо рівною 1023 кг/м³);

D – зовнішній діаметр водовіддільної колони;

L – довжина водовіддільної колони (приймаємо рівною 100 м);

V – швидкість переміщення колони в воді.

Для спрощення обчислень проводимо лінеаризацію даного рівняння методом Боргмана [14], в результаті отримуємо:

$$F = \sqrt{\frac{8}{\pi}} C_D \frac{\rho_w D}{4} LV;$$

$$k_d = \sqrt{\frac{8}{\pi}} C_D \frac{\rho_w D}{4} L =$$

$$= \sqrt{\frac{8}{\pi}} 1,0 \frac{1083 \cdot 1,1557}{4} 100 = 49932 \left(\frac{H \cdot c}{m} \right). \quad (10)$$

Хвилювання моря, хитавиця ПБУ

В дослідженні використано нерегулярне хвилювання моря, що отримується, як сума гармонічних коливань відповідно до лінійної теорії Ейрі. Значення частот і амплітуди кожної гармоніки визначається шляхом розкладання енергетичного спектру хвилювання. В роботі використано енергетичний спектр хвилювання JONSWAP.

Математична модель хвилювання і хитавиці ПБУ записується наступним чином:

$$\begin{aligned}\eta(t) &= \sum_{n=1}^{400} \zeta_n \sin(\omega_n t + \varepsilon_n); \\ \varepsilon_n &\in \{0..2\pi\}; \\ \omega_n &\in \{\Delta\omega(n-1)..\Delta\omega \cdot n\}; \\ \Delta\omega &= \frac{5\omega_p}{400}; \\ \zeta_n &= \sqrt{2 \cdot S_{\zeta\zeta}(\omega_n) \Delta\omega}; \\ \xi_j(t) &= \sum_{n=1}^{400} \zeta_n H_j(\omega_n) \sin(\omega_n t + \varepsilon_n),\end{aligned}\quad (11)$$

де $\eta(t)$ – значення хвилювання моря;
 n – кількість базових функцій, що використовують при моделюванні;
 ζ_i – амплітуда хвилювання i функції;
 ω_i – частота i функції;
 ε_i – фаза зсуву;
 ω_p – пікова частота;
 $\Delta\omega$ – діапазон частот базової функції;
 $\xi_j(t)$ – хитавиця ПБУ на j -ому ступені вільності;

$H_j(\omega_n)$ – оператор амплітудної характеристики для j -ого ступеня вільності ПБУ.

Значення оператора амплітудної характеристики взяті із роботи [15] для бурового судна West Navigator шляхом оцифрування наведених в роботі графіків з подальшою їхньою кубічною сплайн-інтерполяцією. Нами використовувались значення оператора амплітудної характеристики для судна при курсових кутах рівних $0^\circ, 15^\circ, 25^\circ, 45^\circ, 90^\circ$.

Характеристика натяжного пристрою водовіддільної колони

За основу досліджень вибрано одиничний натяжний пристрій водовіддільної колони канатного типу із гідравлічним циліндром діаметром 470 мм. Робочою рідиною гідросистеми НПВК є Erifon 818, а в якості робочого газу – азот.

Сила тертя між поршнем і корпусом гідроциліндра залежить від багатьох факторів, зокрема конструкції ущільнення і матеріалів, що використовуються в ньому, часу напрацювання гідроциліндра, зусилля, що розвивається гідроциліндром, процесу висування-засування што-

ку, частоти зміни зусилля на штоку і характеру змащувальної рідини, що застосовується. Для сучасних гідроциліндрів, що використовуються в офшорній техніці втрати на тертя приймають на рівні 1-3% [12, 16, 17].

Виходячи із даних рекомендацій, приймаємо, що сила тертя Кулона складає 2%, а тертя Стрібека (ефект «прилипання») – 1% від статичного зусилля, що розвиває гідроциліндр.

Зусилля натягу тросів в початковий момент часу визначається за наступною формулою:

$$T_w = \frac{T_R}{N \cos \alpha}, \quad (12)$$

де T_R – розрахункова сила натягу водовіддільної колони;

N – кількість НПВК в системі;

α – кут між вектором дії зусилля натягу троса і віссю водовіддільної колони.

Початковий тиск в пневмосистемі визначається в залежності від затребуваного зусилля натягу водовіддільної колони за наступною формулою:

$$P = \frac{\frac{4T_R}{N \cos \alpha} + G}{A_h}, \quad (13)$$

де T – розрахункове зусилля натягу водовіддільної колони;

A_{h1} – площа робочої поверхні гідроциліндра;

G – додаткові зусилля, що діють в системі (сили ваги поршня, штоку гідроциліндра і рухомої обойми поліспасту).

Побудова чисельної моделі

Побудова чисельної моделі відбувалась на платформі математичного моделювання Wolfram SystemModeler. Дана платформа включає в себе інтерактивне графічне середовище моделювання, середовище програмування і компілятор вільної об'єктно-орієнтованої, декларативної, компонентно-орієнтованої мови моделювання фізичних систем Modelica. Дана мова розроблена для побудови моделей складних фізичних систем, шляхом поєднання між собою структурних блоків, що моделюють окремі ланки або фізичні процеси. Кожний блок описується, як система алгебраїчно-диференціальних рівнянь на основі якої, а також інформації по поєднанню між блоками компілятором будується загальна математична модель системи, яка розв'язується програмно чисельними методами.

В процесі розробки моделі було створено бібліотеки моделювання механічних, гідравлічних і пневматичних систем НПВК, а також бібліотеки моделювання нерегулярного моря і хитавиці бурового судна West Navigator. В результаті поєднання елементів даних бібліотек отримано чисельну модель натяжної системи водовіддільної колони графічне представлення якої подано на рисунку 5. Дана модель складається із блоків моделювання хитавиці ПБУ



Модель НПК представлена на рисунку 6 складатися із блоків, які моделюють гідроциліндр (рис. 6а), гідропневматичний акумулятор поршневого типу (рис. 6в), газовий резервуар (рис. 6д), трубопровід круглого сечення

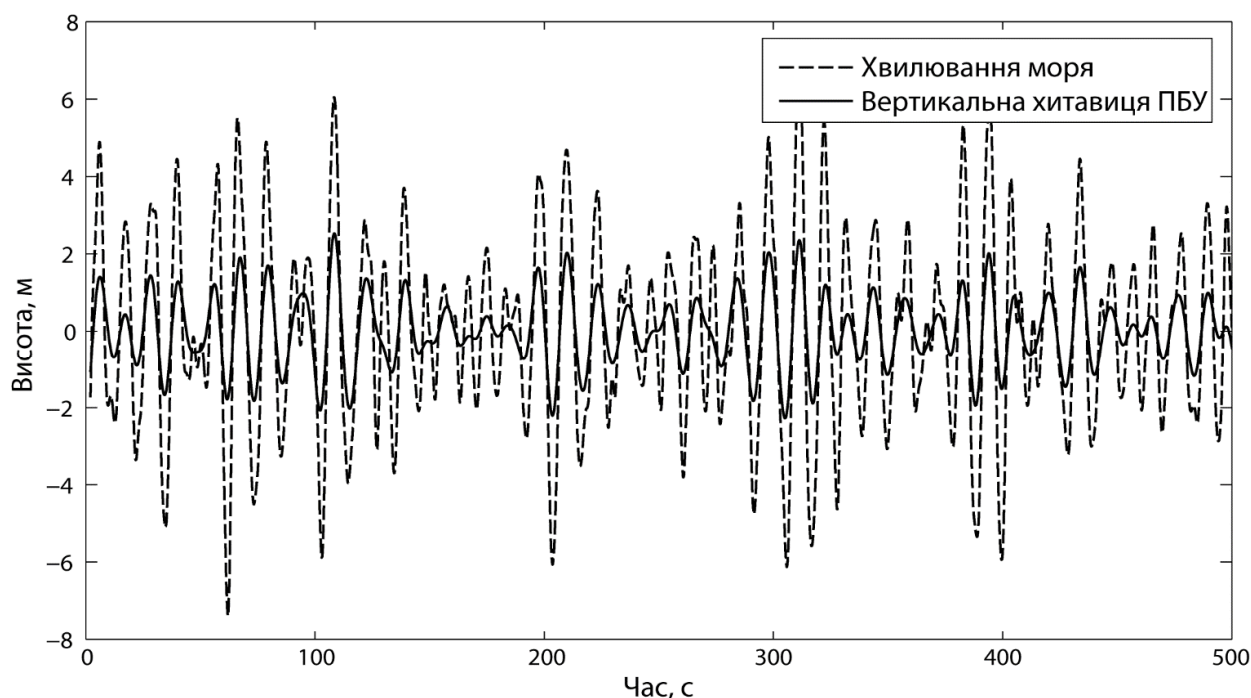


Рисунок 7 – Залежність між хвилюванням моря і вертикальною хитавицею ПБУ.
Енергетичний спектр JONSWAP $\gamma = 3.3$, $\omega_p = 0.5$, БС West Navigator, курсовий кут 25°

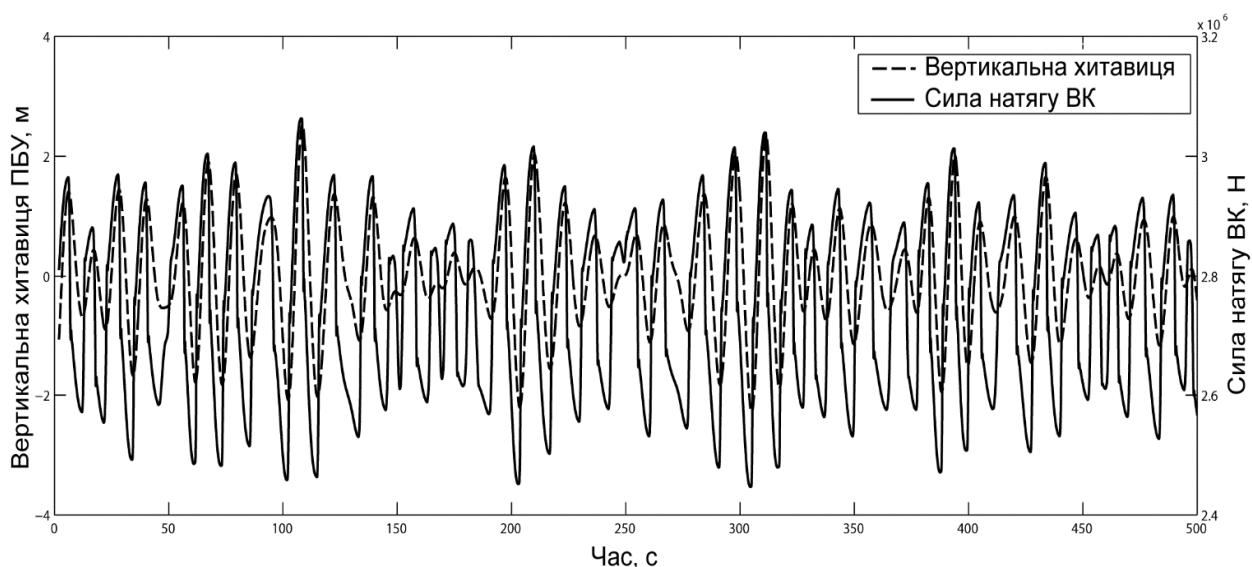


Рисунок 8 – Залежність зміни зусилля натягу ВК від вертикальної хитавиці ПБУ.
БС West Navigator, курсовий кут 15° , статичний натяг ВК $2.8 \cdot 10^6 \text{ Н}$

(рис. 6б) і поліспаг (рис. 6г), який складається із моделей шківів і ділянок тросу.

В результаті компіляції математична модель НСВК описується системою 3134 рівнянь серед яких 1461 рівняння є простим. Розв'язок системи проводився в проміжку 0-1000 с з кроком 0,01 с і допустимою похибкою 0,000001.

Аналіз отриманих результатів

В результаті розв'язку задачі отримано значення величин параметрів досліджуваної системи з певним часовим кроком. Для подальшого аналізу обрано найбільш важливі ха-

рактеристики системи: хвилювання моря, вертикальна хитавиця ПБУ, зусилля натягу ВК і тиск в газовому резервуарі високого тиску. Результати трьох чисельних експериментів для дослідження динамічної складової натягу ВК при нерегулярному хвилюванні, отриманому із енергетичного спектру JONSWAP подано нижче. Проведені експерименти відрізняються між собою іншим вибором частот і кута фази зсуву у формулі (11).

На рисунку 7 подані графіки зміни висоти хвилі і вертикальної хитавиці ПБУ з часом, а на рисунку 8 зображено зміну вертикальної хитавиці ПБУ і динамічне зусилля натягу ВК.

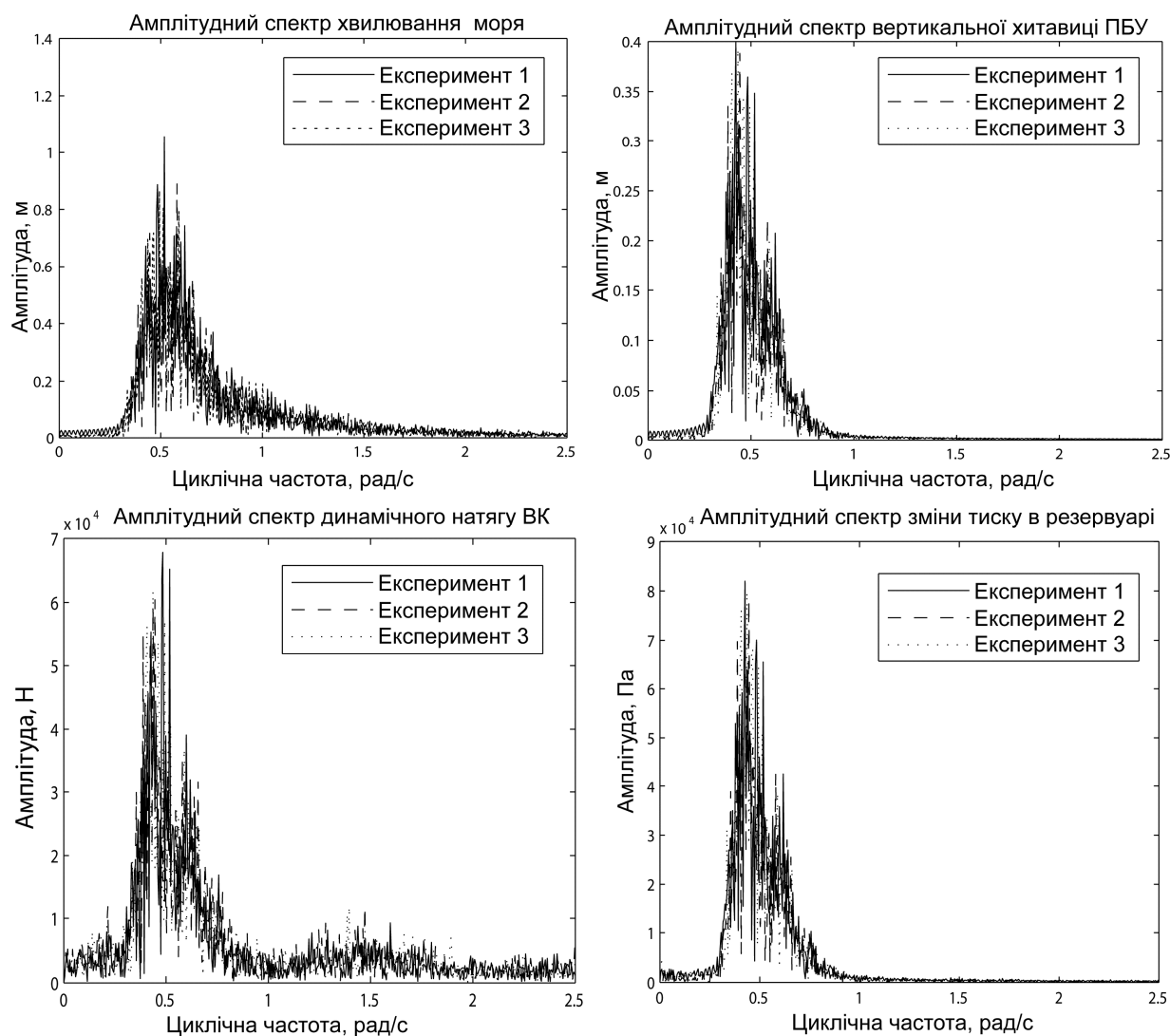


Рисунок 9 – Амплітудо-частотні залежності основних характеристик системи

Амплітудо-частотні характеристики досліджуваних параметрів системи наведено на рисунку 9. Із рисунку видно, що графіки добре корелюються, в діапазоні частот 0,25-1 рад/с, однак амплітудо-частотна характеристика динамічної сили натягу ВК має додатковий екстремум при частоті 1,5 рад/с, а також більші значення амплітуди в діапазонах частот 0-0,3 рад/с. Виходячи із цього можна зробити висновок, що використання лінійної передавальної функції між амплітудо-частотними характеристиками вертикальної хитавиці ПБУ і динамічною силою натягу ВК недостатньо враховують конструкцію НСВК. При розрахунку спектральної щільності основних параметрів системи використано згладжування функції на основі вікна Хеммінга з параметром $n=12$. Аналізуючи графіки, подані на рисунку 11, слід зазначити, що значення енергетичної спектральної щільності хвилювання моря, отриманою в результаті експериментальних даних, добре корелюються із аналітичною функцією.

Співвідношення між усередненою спектральною щільністю основних параметрів НСВК подано на рисунку 11. На основі цього рисунку

можна виділити наступні відмінності між спектральною щільністю вертикальної хитавиці ПБУ і динамічним зусиллям натягу ВК: це діапазон частот 0-0,3 рад/с (рис. 11б), де значення спектральної щільності вертикальної хитавиці близькі до нуля, права частина від екстремуму функції (рис. 11а) і додатковий екстремум при частоті 1,5 рад/с (рис. 11в). Вивчення природи цих явищ, дасть змогу краще зрозуміти процеси, що проходять в НСВК, і більш точно моделювати верхню граничну умову під час дослідження динаміки роботи ВК за нерегулярного хвилювання моря.

Висновки

1. Проведено декомпозицію і розроблено математичні моделі елементів НСВК канатного типу.
2. Побудовано бібліотеки моделювання в мові програмування Modelica, що включають в себе моделі гідравлічних, пневматичних, механічних та інших елементів, що дають змогу проводити побудову моделей НСВК в різних конфігураціях.

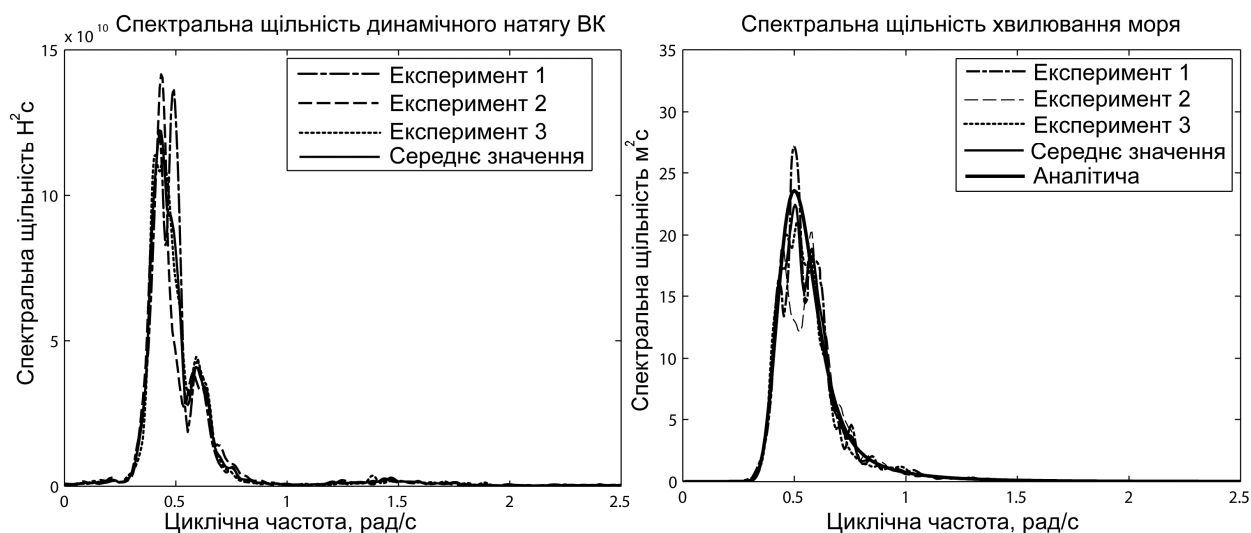


Рисунок 10 – Спектральна щільність хвилювання моря і динамічного зусилля натягу ВК

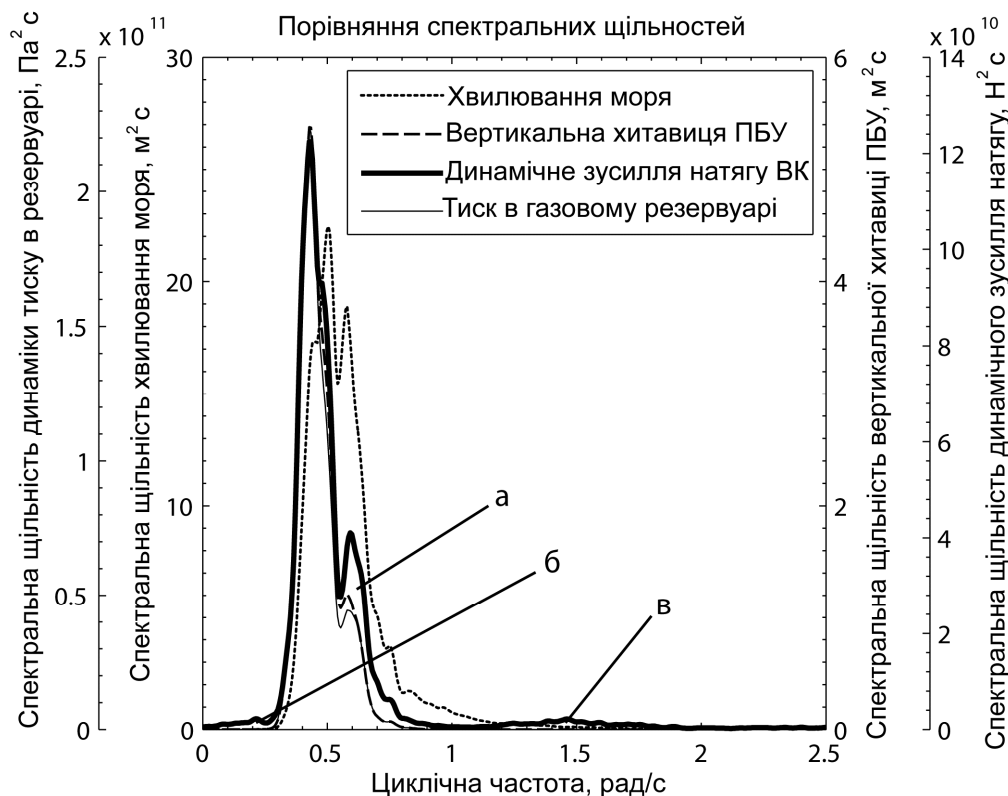


Рисунок 11 – Порівняння усереднених спектральної щільності основних параметрів системи на основі трьох експериментів

3. На основі розроблених бібліотек моделювання створено чисельну модель НСВК, що складаються із 8 одиничних НІВК канатного типу, що утримують водовіддільну колону довжиною 1,82 км.

4. Проведено чисельний експеримент, в результаті якого проведено аналіз залежності між динамічною складовою зусилля натягу і вертикальною хитавицею ПБУ. В результаті виявлено, що передавальна функція між спектром вертикальної хитавиці ПБУ і динамічним зусиллям натягу ВК є нелінійною. Виявлено три діапазони частот, де спектр динамічного натягу має додаткову енергію.

Література

- 1 Tikhonov V. S., Safronov A. I., Gelfgat M. Y., Grebtsov N. N., Podrazhansky A. M. Selection of parametrs and bending vibrations of deepwater drilling aluminium riser in random waves – 1998 – p. 8.
- 2 Otteren A. A mathematical model for dynamic analisys of a flexibe marine riser connected to a floating vessel // Modelling, indetification and control. – 1982. – T. 3, № 4. – pp. 187-209.

- 3 Kirk C. L. Dynamic and static analysis of a marine riser // *Applied Ocean Research*. – 1979. – Т. 1, № 3.
- 4 Sexton R. M., Agbezuge L. K. Random Wave and Vessel Motion Effects on Drilling Riser Dynamics // *Offshore Technology Conference*. – Houston, Texas, 1976.
- 5 Tikhonov V. S., Safronov A. I. Effect of fluid column dynamics on longitudinal vibrations of an ultra deepwater riser covered by an orifice plug // *Ocean Engineering*. – 2002. – Т. 29, № 1. – pp. 99-112.
- 6 Brouwers J. J. H. Analytical methods for predicting the response of marine risers – 1982.
- 7 Kozik T. J., Noerager J. Riser Tensioner Force Variations // *Eighth Annual Offshore Technical Conference*. – Houston, USA: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1978. – pp. 399-408.
- 8 Dyngvold O. Development of simulation model for virtual testing and design of a riser tensioner system University of Arder, 2011. – p. 103.
- 9 Modeling of Hydraulic Systems. Tutorial for HyLib(r). Library of Hydraulic Components. – Modelon AB, 2008.
- 10 Автоматизированное проектирование машиностроительного гидропривода / Бажин И. И.; под ред. И. И. Бажина, М. М. Гайц-гори и др. – Москва: Машиностроение, 1988. – 312 с.
- 11 Гидроцилиндры / Марутов В.А., Павлов-ский С.А. – Москва: Машиностроение, 1966.
- 12 Motion Control in Offshore and Dredging. / Albers P. – New York: Springer, 2010. – 319 p.
- 13 Handbook of Offshore Engineering. / Chakrabarti, Subrata – London: Elsevier, 2005.
- 14 Ocean Wave Simulation for Engineering Design. / Borgman L. E. – Berkeley: University of California, 1967. – 44 p.
- 15 Anundsen T. Operability comparison of three ultra-deepwater and harsh environment drilling vessels; Universitetet i Stavanger, 2008. – 106 p.
- 16 Tran X. B., Hafizah N., Yanada H. Modeling of dynamic friction behaviors of hydraulic cylinders // *Mechatronics*. – 2012. Т. 22, № 1. – pp. 65-75.
- 17 Li S., Campbell M., Howells H., Orsak J. Tension loss of hydro-pneumatic riser tensioners // *ASME 2013 32nd International Conference on Ocean*. – Nantes, France: OMAE2013, 2013. – p. 8.

Стаття надійшла до редакційної колегії

11.02.14

Рекомендована до друку

професором Векериком В.І.

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

д-ром техн. наук Кунцяком Я.В.

(НДІКБ бурового інструменту, м. Київ)

ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ ТА ЙОГО СУМІСНОСТІ З РОДОВИЩАМИ ЗАХІДНОЇ УКРАЇНИ НА ОСНОВІ СВІТОВОГО ДОСВІДУ (частина I)

Д.О. Вольченко, В.Р. Возний, М.В. Мельник

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 717241,
e-mail: public@nuing.edu.ua

У матеріалах першої частини статті з використанням основних критеріїв, отриманих за результатами світового досвіду, накопиченого впродовж 40 років експлуатації «подібних» родовищ, обґрунтовано доцільність застосування методу підвищення нафтовилучення запомповуванням діоксиду вуглецю та сформульовано необхідні умови його реалізації. Охарактеризовано різновиди, принципи і механізми перебігу процесу, розглянуто потенційні проблеми і намічено шляхи їх вирішення.

Ключові слова: заводнення, діоксид вуглецю, підвищення нафтовилучення, мінімальний тиск змішуваності, змішуваче і незмішуваче витіснення.

В материалах первой части статьи с использованием основных критериев, полученных по результатам мирового опыта, накопленного в течение 40 лет эксплуатации «подобных» месторождений, обоснована целесообразность применения метода повышения нефтеизвлечения закачкой диоксида углерода и сформулированы необходимые условия его реализации. Охарактеризованы разновидности, принципы и механизмы протекания процесса, рассмотрены потенциальные проблемы и намечены пути их решения.

Ключевые слова: заводнение, диоксид углерода, повышения нефтеизвлечение, минимальное давление смешиваемости, смешиваемое и несмешиваемое вытеснение.

In the first part the article along with the usage of basic criteria derived from the results of global experience gained during 40 years of "similar" fields' operation, the expedience of application of enhance oil recovery method by carbon dioxide flooding was substantiated and necessary conditions for its implementation were formulated. We described the types, principles and mechanisms of the process. The potential problems of method were considered in conjunction with the outlined ways of their solving.

Keywords: waterflooding, gas flooding, carbon dioxide, enhance oil recovery (EOR), minimum miscibility pressure (MMP), miscible and immiscible displacement.

Вступ

Україна є однією з тих держав, яка за допомогою власних ресурсів задовольняє лише незначну частину попиту на паливно-енергетичні ресурси, що свідчить про значну залежність від імпортного постачання енергоресурсів. Так, споживання газу і нафтопродуктів є стабільно високим, а задоволення потреб у вуглеводнях за рахунок власного видобутку становить в Україні на сьогоднішній день: нафти – близько 11%, газу – близько 44%, при цьому видобуток вуглеводнів постійно зменшується [1].

Згідно з даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України щорічно спостерігається скорочення видобутку газу і нафти, відповідно на 0,1-1,8% і 5-6,7%. З метою збільшення власного видобутку нафти створено законопроект "Про Державну програму економічного і соціального розвитку України на 2012 р. та основні напрямки розвитку на 2013 і 2014 рр.", яким передбачається збільшення видобутку власного газу на 2% і нафти (з газовим конденсатом) – на 1,5% [2].

Ці та інші незадовільні показники стану промисловості зумовлені багатьма чинниками, основними з яких є:

- виснаженість нафтогазових родовищ, попри значні залишкові запаси в них, унаслідок низької ефективності систем розробки;
- складна геологічна будова родовищ;
- застарілість матеріально-технічної бази процесу видобування нафти і газу;
- недоліки у системі централізації виробництва у районах промислової експлуатації нафтових і газових родовищ;
- висока собівартість видобутку нафти і газу.

Покращити стан нафтогазопромислової галузі можна за рахунок збільшення фінансування та капітальних вкладень, збільшення обсягу геологорозвідувальних робіт, модернізації й технічного переоснащення підземного обладнання та наземних комплексів, запровадження енергоощадних технологій, матеріалів, обладнання і т. ін. Проте це довготривалий і ресурсомісний процес.

З технічної точки зору ефекту можна досягнути іншим шляхом: із застосуванням третинних методів видобутку нафти. Найчастіше вони застосовуються на родовищах, що знаходяться на пізніх стадіях розробки, і які характеризуються значною часткою залишкових запасів (власне такими і є більшість родовищ західної України). Зокрема йдеться про застосування

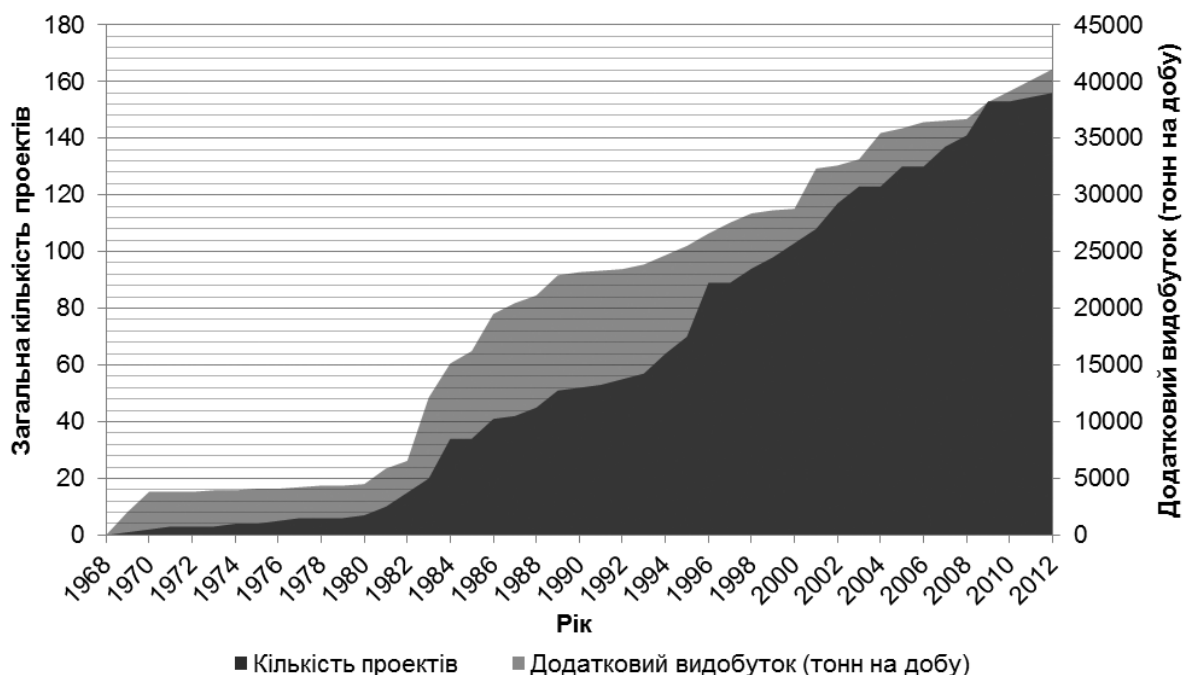


Рисунок 1 – Тенденція зростання кількості проектів та додаткового видобутку нафти із застосуванням змішаного CO₂-заводнення

методу підвищення нафтовилучення (ПНВ) заводненням за допомогою змішаного в нафті діоксиду вуглецю.

Статті та проекти з ПНВ із застосуванням діоксиду вуглецю

ПНВ із застосуванням змішаного CO₂ є розповсюдженою технологією у всьому світі і в останні роки широко вивчається багатьма дослідниками, хоча метод відомий понад 40 років, протягом яких отримано неоціненний досвід від його практичної реалізації та вдосконалень. Використання CO₂ у процесах ПНВ створює можливість зменшення його викидів в атмосферу і «парникового ефекту» шляхом вловлювання цього газу з повітря. За даними огляду, який публікується один раз у два роки в журналі «Oil and Gas Journal», серед методів ПНВ заpomповування CO₂ і пари забезпечує більшу частину світового видобутку нафти [3-6], при цьому інтерес до застосування першої технології щорічно зростає. Так, починаючи з 1967 р. по 2012 р. кількість впроваджених проектів з ПНВ із застосуванням змішаного в нафті CO₂ зросла з 7 до 162 [7] і продовжує збільшуватись (рис. 1).

Найбільша кількість проектів із заpomповування CO₂ зосереджена в США, Канаді, Норвегії та Латинській Америці, які також є і першими у використанні процесів секвестрації CO₂. Лідером наукових досліджень є університет Реджайни (Канада), а найбільшою часткою технологій володіють компанії Техасо, Mobil, Chevron і Shell. Окрім того, їм та іншим відомим організаціям належить велика кількість патентів та статей (рис. 2, рис. 3). Техасо, Mobil, Chevron, ConocoPhillips і Shell інвесту-

ють і досліджують результати циклічних дій з CO₂ та взаємодії з поверхнево-активними речовинами (ПАР). Shell спеціалізується на чисельному моделюванні витіснення нафти (змішваному і незмішваному). ConocoPhillips досліджує раціональні термодинамічні параметри CO₂ та їх вплив на мінімальний тиск змішувальності (МТЗ). Університет Реджайни (Канада) вивчає зміну поверхневого натягу на межі фаз системи «CO₂-нафта». Університет Техасу досліджує геле- та піноподібні форми CO₂ та їхній вплив на приймальність свердловин і профіль витіснення. Понад 90% усіх патентів і статей стосується змішаного витіснення [8].

CO₂-заводнення: принципи, фізична суть, типи

Після первинних і вторинних методів видобування нафти значна її кількість залишається в пласті. Частково цю проблему можна вирішити завдяки застосуванню третинного методу видобування нафти: заводнення змішуваним діоксидом вуглецю для підвищення нафтовилучення. Метод відомий ще з 1930-х років, але не набув спочатку широкого розповсюдження через відсутність великої кількості діоксиду вуглецю, необхідних знань, навичок і технологій. Проте з 70-х років метод значно вдосконалився і набрав чималої популярності внаслідок високої ефективності та значного накопиченого 40 річного промислового досвіду.

Метод дає можливість продовжити експлуатацію родовища ще на 15-20 років і здебільшого застосовується на родовищах легких і середніх нафт, проте в останні роки з'являються нові розробки і для важких нафт. За ідеальних умов змішувальності та сприятливих характерис-

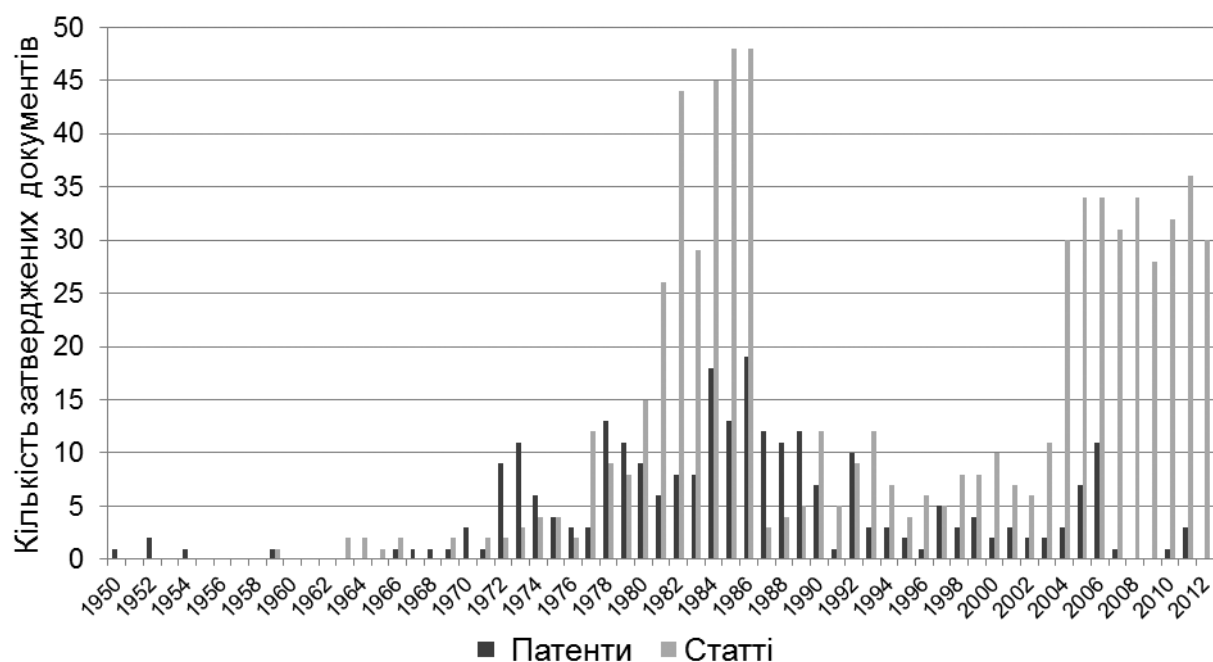


Рисунок 2 – Динаміка опублікування патентів і статей, пов'язаних з витісненням нафти за допомогою діоксиду вуглецю

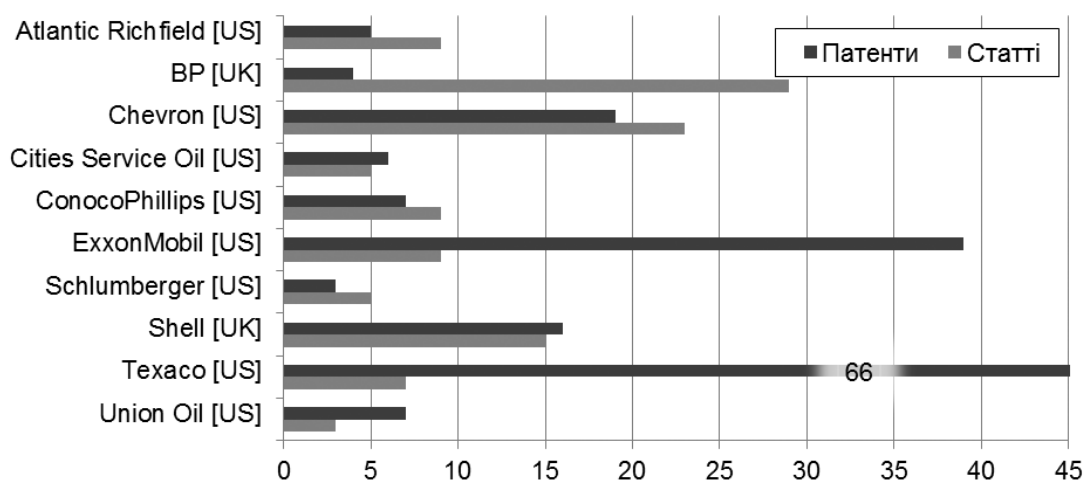


Рисунок 3 – Кількість патентів і статей відомих компаній світу

тик пласта (пористість, проникність, гомогенність, об'єм пласта, пластовий тиск, МТЗ, змочуваність пластів, мінералізація пластової води та ін.), наявності насичуючих флюїдів (тип, кількість фаз та їх взаємодія, густина, в'язкість, капілярні сили, поверхневий натяг на границях фаз та системи «флюїд-порода», відносна проникність фаз багатofазного (багатокомпонентного) потоку та ін.) і конкретних технологічних параметрів можна вилучити додатково до 27-34% нафти (в середньому 7-15% для змішаного і до 10% для незмішаного CO_2 -заводнення) і до 100% газу [9] (за умов секвестрації CO_2) від початкових балансових запасів.

CO_2 -заводнення відносять до газових методів ПНВ, до яких відноситься також заводнення з використанням вуглеводневих газів та азоту. Останні два практично витіснені після впровадження CO_2 -ПНВ або подаються в комбінації з останнім. Доведено, що ці та деякі

інші гази володіють хорошими витіснювальними та мобілізаційними властивостями, особливо у сумісному поєднанні з водою. Як і інші газові методи, в основі яких лежить змішуване витіснення, CO_2 -заводнення зменшує поверхневі (капілярні) сили, міжфазову взаємодію (поверхневий натяг), густину пластової рідини і дещо збільшує її в'язкість, підвищує ефективність витіснення з макро- і мікрозашемлених нафтонасичених об'ємів пласта, які обійшла вода в процесі звичайного заводнення. Спільно для цих методів при поєднанні з водоциклічним діянням підвищується ефективність витіснення вуглеводнів газами, густина яких менша за густину води. При цьому частково вирішуються питання утилізації CO_2 і зменшення «парникового» ефекту.

Проте ПНВ із застосуванням змішаного CO_2 має деякі особливості:

– низький МТЗ. Це розширює діапазон родовищ для реалізації змішаного CO_2 за рахунок менших пластових тисків, які можуть бути виражені меншою глибиною залягання продуктивних пластів, густиною нафти, тиском гідророзриву, необхідністю використання високонапірного обладнання і т. ін.;

– CO_2 розчиняється у воді набагато краще вуглеводневих газів. Розчинність діоксиду вуглецю у воді є тим більшою, чим вищий пластовий тиск і нижча пластова температура. CO_2 розчиняється в нафті в 4-10 разів краще, ніж у воді, тому він може переходити з водного розчину в нафту. Частково розчинений у воді CO_2 дещо підвищує її в'язкість, що у поєднанні з водогазовою репресією покращує ефективність витіснення і сприяє меншому набряканню глин [3, 4];

– при контактуванні CO_2 з водою в більшості випадків утворюється вугільна кислота (H_2CO_3), яка розчиняє деякі види цементу і породи пласта, а також підвищує коефіцієнт проникності пласта, хоча деякі автори свідчать, що надмірна дія цієї кислоти пошкоджує пласт. Тому за наявності підшовних вод ефективність заводнення зменшується;

– кращі витіснювальні властивості, про що свідчать численні статті та патенти, цей газ є розчинним у нафті і воді;

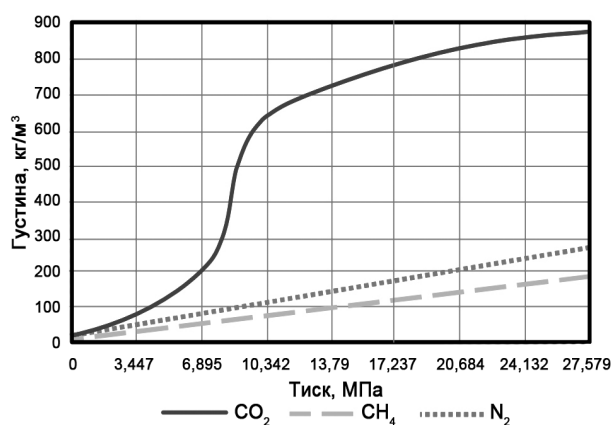
– можливість використання вуглеводневих газів, які призначались для запомпювання, у інших цілях: подавання споживачам, заводам, продаж і т. ін.;

– значно більша густина (при високих тисках наближається до густини рідини), що сприяє вирівнюванню та кращому контролю за фронтом витіснення. При розчиненні CO_2 у воді в'язкість останньої збільшується, тоді як при розчиненні CO_2 в нафті – зменшується, що позитивно впливає на коефіцієнт рухливості: відношення рухливостей витіснювального агента (CO_2 і/або води) і нафти (рис. 4). Ефект ще зростає при використанні обважнювачів, згущувачів, гелів і т. ін. Збільшення густини CO_2 зменшує ймовірність випередження фронту газу, його передчасного прориву та займання підвищених ділянок колектора внаслідок гравітаційного розподілу;

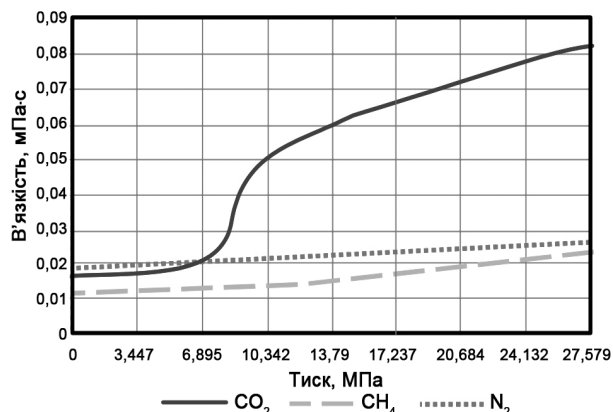
– збільшується об'єм витісненої нафти (у 1,5-1,7 рази), зокрема для легких нафт. Для високов'язких нафт значення їх в'язкості зменшується тим інтенсивніше, чим більшою є початкова в'язкість вуглеводню.

Відомо, що нерівномірне витіснення спричиняє передчасний прорив газу, а потім води до видобувних свердловин по високопроникних зонах пласта (за умов гравітаційної сегрегації газ проривається по верхній частині, залишаючи обійденими нижні ділянки, вода – навпаки); відтак утворюються так звані «язики» обводнення, їх типи наведено на рис. 5. Це є основні причини залишкової нафтонасиченості пластів, а CO_2 -заводнення має на меті збільшення коефіцієнта охоплення пласта заводненням.

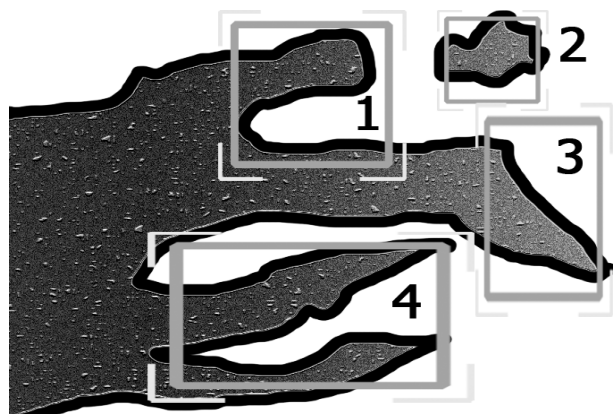
Для того, щоб повніше зрозуміти механізм CO_2 -заводнення слід звернути увагу на види –



а)



б)

Рисунок 4 – Залежність зміни густини (а) і в'язкості CO_2 (б) від тиску [11]

1 – високопроникні канали (пропластки);
2 – защемлення; 3 – екранування;
4 – тектонічне розділення (розрізання)

Рисунок 5 – Основні причини утворення «язиків» обводнення

змішване і незмішване витіснення нафти. З фізичної точки зору є речовини, які повністю розчиняються одна в одній, утворюючи єдину фазу, при будь-яких концентраціях чи пропорціях. Вони зветься «змішуваними при першому контакті». Власне CO_2 є такою речовиною у зрідженому стані. Проте у газоподібному стані він виступає змішуваним чи незмішуваним за певних умов (див. вище). У цьому випадку змішуваність є динамічною або як її ще називають мультиконтактною (багатоcontactною).

Це може відбуватись за рахунок двох механізмів, які розділені умовно і супроводжуються відповідними режимами:

- режим змішаного витіснення нафти (переважаючий);

- витіснення нафти CO_2 , збагаченим проміжними компонентами нафти (пропан-бутанова фракція).

У першому випадку CO_2 «випаровує» проміжні та легкі фракції з нафти, що змішуються в діоксиді вуглецю. Суть витіснення збагаченим CO_2 полягає в конденсації проміжних вуглеводнів із діоксиду вуглецю і насичення ними нафти. Разом із вуглеводневими газами діоксид вуглецю можна насичувати неуглеводневими газами та компонентами, що дає змогу додатково зменшити МТЗ. Ці процеси спрямовані на зменшення в'язкості витіснювального флюїду, зменшення впливу капілярних сил («порода-флюїд») та сил поверхневого натягу («нафта- CO_2). Причому за [10] вплив останніх можна звести до нуля. У такому випадку за всіх сприятливих умов (що неможливо насправді) теоретично можна було б видобути всю залишену в пласті нафту, тобто звести залишкову нафтонасиченість до нуля. Варто зазначити, що в обох механізмах найважливіше значення мають фізичні процеси дифузії та дисперсії [12, 13]. Згідно з положеннями [14] чим більше нафта містить проміжних компонентів ($\text{C}_2\text{--C}_6$) і менше легких (C_1) та важких компонентів (C_{7+}), тим легше досягти розчинності і тим потрібний менший МТЗ. Висока пластова температура також негативно впливає на змішуваність CO_2 і виражається підвищенням МТЗ. Тому часто для досягнення мультиконтактного змішаного витіснення CO_2 насичують проміжними вуглеводнями (етан і вище) або водень сульфідом. Причиною є їхня висока розчинність у нафті порівняно з CO_2 . Ці компоненти більшою чи меншою мірою практично завжди присутні в CO_2 , проте тут накладаються певні обмеження. Етан та інші проміжні компоненти є дуже цінними, і штучне насичення ними діоксиду вуглецю є далеко не найкращим пріоритетом. Застосування H_2S (сірководню) обмежує його підвищена токсичність, що може негативно впливати на якість нафти, стан обладнання і умови праці.

Перший повномасштабний процес незмішаного CO_2 -заводнення був проведений в м. Батлсвіль (Оклахома) в 1958 р. (Дайером і Фаруком, 1989 р.), проте пілотний проект (незмішане витіснення) був розгорнутий на родовищі Баті Раман (Туреччина) в 1980 р. (Хатібом і Еалогером, 1981 р., Керіогазом та ін. 1989 р., Шахіним та ін. 2007 р.) [15]. Незмішуваним витісненням нафти вважається таке витіснення, при якому нафта і діоксид вуглецю не змішуються або змішуються частково. У будь-якому випадку можемо говорити про наявні дві фази, а відтак і наявність поверхневих сил їх взаємодії, що створюють додаткові внутрішні опори і цим самим впливають на ефективність процесів витіснення. Причиною цього є знову ж таки несприятливий склад газу і нафти, зокрема у

випадку важких нафт та умов їх залягання, що здебільшого можуть бути виражені через величину МТЗ. Механізми мобілізації нафти є такими, як у попередньому випадку, проте проявляються частково. З очевидних причин незмішаного витіснення намагаються уникати, проте це не завжди можливо; частка його досліджень у відношенні до змішаного витіснення становить менше 10%.

Нагнітання «чистого» CO_2 було проведено на родовищі Річі, що на півдні Арканзасу в 1969 р. (Хатібом і Еалогером, 1981 р.) [15]. Проте CO_2 -заводнення у чистому вигляді є досить ресурсоємним. Часто отримати необхідну кількість діоксиду вуглецю у промислових об'ємах, обробити його і доставити на об'єкт є складним, а іноді економічно не вигідним завданням. Тому винайдений процес водогазоциклічного діяння (циклічне діяння мінералізована вода- CO_2). Його схематизацію наведено на рис. 6 (а, б).

Існують ще такі підвиди: запомпсування суміші діоксиду вуглецю і води, неперервне заводнення водою після об'ємівки CO_2 та ін. Вони не знайшли свого застосування. Перспективним також є пароциклічне діяння CO_2 (Huff and Puff processes). Хоча циклільне CO_2 -вода заводнення є кращим за неперервне запомпсування діоксиду вуглецю і залишає після себе близько 1/3-2/3 залишкової нафти, метод все ж є одним з найефективніших на сьогодні. Дана технологія відома понад 10 років і постійно вдосконалюється. Детальніше технологія розглядається в [16].

Циклічне діяння діоксид вуглецю-вода має ряд переваг:

- контроль за фронтом витіснення за сприятливого значення коефіцієнта рухливості з попередженням передчасного прориву газу до видобувних свердловин і утворення «языків» обводнення (див. вище), що дає змогу продовжити період розробки родовища, уникнути додаткових витрат коштів і часу на ліквідацію цих проблем і зрештою підвищити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення;

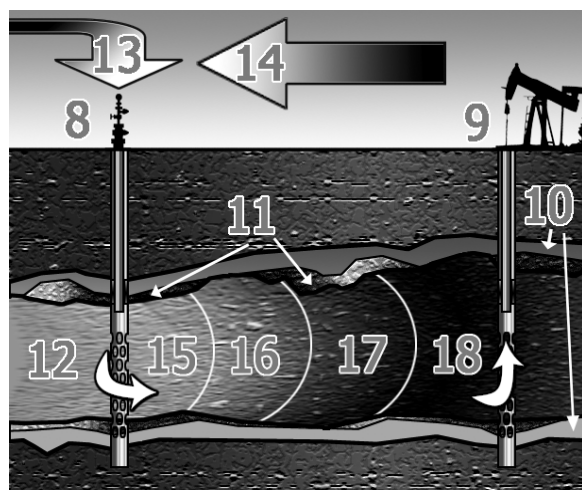
- заощадження коштів порівняно з «чистим» CO_2 -заводненням попри введення додаткового обладнання для сепарації, циклільного діяння і т. ін. Причина – обмеженість ресурсів і джерел CO_2 , висока вартість операцій для його підготування;

- тривалі періоди підтримання пластового тиску (ППТ) і, відповідно, менші витрати порівняно із звичним CO_2 -заводненням;

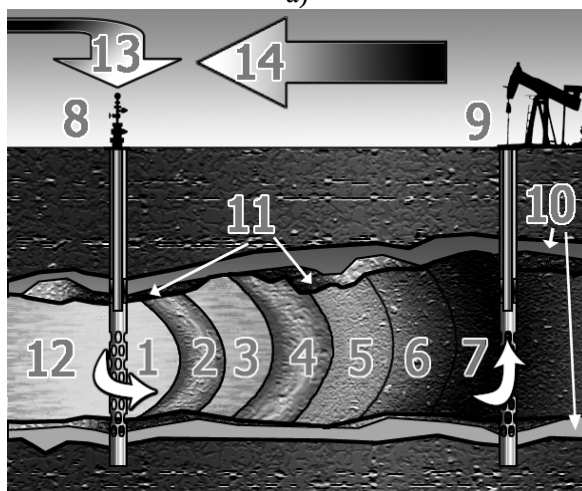
- циклільний вплив об'ємівки CO_2 , що чергуються з мінералізованою водою, дає можливість значною мірою зменшити залишкову нафтонасиченість, а завдяки розчинності діоксиду вуглецю у воді проникати і мобілізувати нафту із зон, які відділені від решти пласта водним бар'єром. Це пояснюється тим, що з кожним циклом CO_2 змінює напрям у недонасиченнім зони із защемленою нафтою;

- підвищує гравітаційний дренаж [17];

- підвищує ефективність секвестрованого CO_2 в пласті.



а)



б)

- 1 – ділянка водонапірного режиму; 2, 4, 15 – CO_2 ; 3 – вода; 5 – зона змішування; 6 – нафтова облямівка (вал); 7, 18 – пластова нафта; 8 – нагнітальна свердловина з наземним насосним та ін. обладнанням; 9 – видобувна свердловина; 10 – покрівля і підощва пласта; 11 – нерухома нафта; 12 – частина запомпованого CO_2 (близько 50%), що залишається в пласті; 13 – джерело CO_2 ; 14 – сепарація і обробка вилученого з нафтою CO_2 і його подання на повторне нагнітання; 16 – зона CO_2 , що насичений випаруваними з нафти проміжними вуглеводнями; 17 – зона конденсації і розчинення CO_2 в нафті а – «чисте» заводнення;

б – циклічне діяння вода – діоксид вуглецю

Рисунок 6 – Схеми CO_2 -заводнення

Обмежують застосування методу щільні породи-колектори та висока гідрофільність (змочуваність) порід нафтоносних горизонтів. У таких випадках більш доцільним є застосування звичного CO_2 -заводнення.

Обґрунтування доцільності інтеграції світового досвіду та критеріїв сумісності родовищ із CO_2 -заводненням на родовищах західної частини України

Для запровадження будь-яких методів діяння на пласт з метою додаткового нафтовилучення повинні задовольнятися певні критерії

сумісності: умови залягання пласта і його характеристики, властивості і склад насичуючих флюїдів, технологічні й техніко-економічні показники, «біжучі» параметри та ін. Не є винятком і CO_2 -заводнення. На даний момент немає уніфікованої і універсальної групи критеріїв, які можна було б однозначно визнати константами. Ці критерії починали розробляти ще з середини 70 років, постійно розвиваються, уточнюються й дотепер. Тому виділення родовищ, які були б придатними для CO_2 -заводнення, вимагає великого досвіду і навіть творчого підходу, а критерії сумісності служать для попередньої оцінки ефективності застосування цього методу. Хоча існують деталізовані оцінки вибору родовищ відносно тих чи інших показників, проте вони розроблені для локальних геологічних структур, тобто не є універсальними і вимагають значних витрат часу і коштів на дослідження [18]. Найкращим шляхом вирішення проблеми була б методика відбору родовищ по МТЗ. На жаль, не існує чіткої методики, оскільки для кожного родовища цей показник залежить від багатьох чинників, які різко суттєво відрізняються. Тут найбільшу роль відіграє температура, склад витіснюваного агента і витіснюваного флюїду. Для кожного значення МТЗ проводять здебільшого експериментальні дослідження керну з пластовою нафтою при відтворенні пластових умов або за допомогою тонкотрубчастого і допоміжного обладнання. Ще у 1979 р. Меткалфом і Ярборо було розроблено діаграму стану для «трикомпонентної» системи, яка застосовувалась при ПНВ із застосуванням газів як агента витіснення, яка пізніше була модифікована для застосування неуглеводневих газів, таких як CO_2 , N_2 та ін. (рис. 7).

Тут відображено критичну точку, за якої досягається рівновага фаз (змішуваність), криві точок насичення вуглеводнів газами і криві точок роси газів. Точніше, як сказано вище, було створено дві діаграми, відповідно, для двох механізмів змішувального витіснення (див. вище). За композиційним складом газу (у даному випадку CO_2) та пластового флюїду (нафти) можна було визначити тип витіснення (змішване, незмішване). Проте навіть ці діаграми не дають точної відповіді про очікуваний тип змішування. Так, коли тиск є середнім, а лінія нафти і витіснюваного агента не перетинає область існування двох фаз, все ж має місце динамічне (мультиконтатне) змішування. При високих пластових тисках зона існування двофазного середовища зменшується, а при низьких тисках – збільшується.

Висновки

Розглянуто принципи, фізична суть, типи і особливості заводнення діоксидом вуглецю. Виявлено основні чинники, які впливають на мінімальний тиск змішуваності. Установлено, що мінімальний тиск змішуваності є основним параметром, за величиною якого можна судити про доцільність упровадження методів ПНВ з витісненням нафти за допомогою CO_2 .

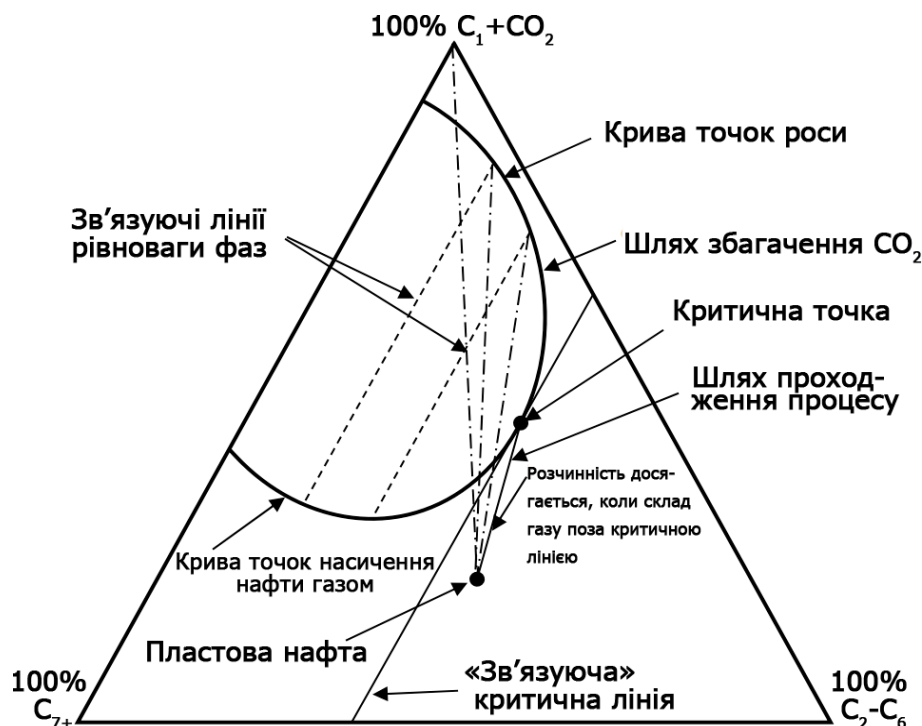


Рисунок 7 – Третинна діаграма змішаного витіснення (Меткалф і Ярборо, 1979 р.) [19]

Література

1 Енергетична стратегія України на період до 2030 року [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://search.ligazakon.ua>.

2 Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua>.

3 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М: Недра, 1985. – 308 с.

4 Сургучев М.Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М.Л.Сургучев, Ю.В.Желтов, Э.М.Симкин. – М.: Недра, 1984. – 215 с.

5 Вольченко Д.О. Зарубіжний досвід застосування методів підвищення нафтовилучення / Д.О. Вольченко // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика - 2013». – Івано-Франківськ. – 2013. – С. 26-28.

6 Байков Н.М. Закачки CO₂ и пара – основные методы увеличения нефтеотдачи / Н.М. Байков // Нефтяная промышленность за рубежом. – 2010. – №19. – С.156-158.

7 Aladasani, A. and Bai, B. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering, 79, 1-2, 10-24, DOI 10.1016/j.petrol.2011.07.005. Source: <http://www.eorcriteria.com>.

8 Quintella C.M., Salvador C.O., Dino R., Musse A.P.S.: "CO₂ Enhanced Oil Recovery and Geologic Storage: An Overview with Technology Assessment Based on Patents and Articles", Paper SPE 126122, 2010.

9 Liu K., Clennell B., Honari A., Rashid A., Wei X., Saeedi A.: "Laboratory Investigation of Factors Affecting CO₂ Enhanced Oil and Gas Recovery", Paper SPE 165270, 2013.

10 Bank G.C., Riestenberg D., Koperna G.J.: "CO₂-Enhanced Oil Recovery Potential of the Appalachian Basin", Paper SPE 111282, 2007.

11 Holm L.W.: "Miscibility and Miscible Displacement", Paper SPE 15794, Journal of Petroleum Technology, (August 1986), 817.

12 Bon J., Sarma H.K., Theophilos A.M.: "An Investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO₂ - Rich Injection Gases with Pentanes-Plus Fraction", Paper SPE 97536, presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific held in Kuala Lumpur, Malaysia, 5-8 December 2005.

13 Dyer S.B., Farouq, Ali S.M. "The Potential of Immiscible CO₂ Flooding Process for the Recovery of Heavy Oil", Presented at the 3-rd Technical Meeting of South Saskatchewan Section, the Petroleum Society of CIM, Regina, Sept 1989.

14 Bon J., SPE, University of Adelaide, Sarma H.K., SPE, University of Adelaide.: "A Technical Evaluation of a CO₂ Flood for EOR Benefits in the Cooper Basin, South Australia", Paper SPE 88451, 2004.

15 Liao X., SPE, China University of Petroleum-Beijing, Gao C., Wu P., Changqing Oil Field, Petrochina Su, K., China University of Petroleum-Beijing, Shangguan, Y., Changqing Oil Field, Petrochina.: "Assessment of CO₂ EOR and Its Geo-Storage Potential in Mature Oil Reservoirs, Changqing Oil Field, China", CMTC 150031, 2012.

16 Chang-lin L., LiaoXin-wei, Xiao-liang Z., Ning L., Hong-na D., Huan W., Yongge L., MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing.: "Study on Enhanced Oil Recovery Technology in Low Permeability Heterogeneous Reservoir by Water-Alternate-Gas of CO₂ Flooding", Beijing 102249, 2013.

17 Brown J. S., SPE, Colorado School of Mines; Al-Kobaisi M.S., SPE, The Petroleum Institute; Kazemi H., SPE, Colorado School of Mines.: "Compositional Phase Trapping in CO₂ WAG Simulation", Paper SPE 165983, 2013.

18 Aladasani A., SPE, Kuwait Oil Company, Missouri University of Science and Technology (MUoSaT), Bai B., Runar N., SPE, MUoSaT.: "A Selection Criterion for CO₂-Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High-Pressure CO₂ Release", Paper SPE 152998, 2012.

19 Menouar H., Texas Tech University.: "Discussion on Carbon Dioxide Minimum Miscibility Pressure Estimation An Experimental Investigation", Paper SPE 165351, 2013.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.02.14

Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Світлицьким В.М.**
(ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)

Наука — виробництву

УДК 550.832

ФІЛЬТРАЦІЙНА МОДЕЛЬ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ЯК КРИТЕРІЙ КОНТРОЛЮ ВІЯВЛЕННЯ ПРОПУЩЕНИХ ПРОДУКТИВНИХ ІНТЕРВАЛІВ

В.А. Старостін, Р.І. Нагорняк

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

Визначення інтервалів пропущених пластів, виділених при проведенні переінтерпретації попередніх геофізичних матеріалів на завершальній стадії розробки нафтогазових родовищ потребує перевірки достовірності наявності цих пластів. Виділення пропущених пластів забезпечує збільшення видобування вуглеводнів, що представляє важливий інтерес для нафтогазової промисловості. Пласти-колектори, які можуть бути пропущені на етапі первинної інтерпретації, в більшості випадків характеризуються складною будовою порового простору, полімінеральним складом скелету породи, дисперсною фракцією породи та ін. Такого роду породи характеризуються невизначеністю зв'язку між геологічними і фізичними параметрами. Геологічні параметри не завжди відображаються у фізичному полі, яке реєструється геофізичними вимірювальними приладами у свердловинах. Така ситуація призводить до ускладнень при визначенні характеру насичення порід-колекторів, а як наслідок їх пропущення у розрізі свердловини. Авторами статті пропонується критерій оцінки достовірності виявлення пропущених пластів-колекторів на основі побудови фільтраційної моделі, за даними геофізичних досліджень, та визначення розбіжностей дебетів реальних і теоретично розрахованих на свердловині. Результати досліджень підтверджені фактичним матеріалом та графічними побудовами.

Ключові слова: родовище, свердловина, пласт-колектор, фільтраційна модель, проникність, пористість.

Определение интервалов пропущенных пластов выделенных при проведении переинтерпретации предыдущих геофизических материалов на завершающей стадии разработки нефтегазовых месторождений требует проверки достоверности наличия этих пластов. Выделение пропущенных пластов обеспечивает увеличение добычи углеводородов, представляет важный интерес для нефтегазовой промышленности. Пласты-коллекторы, которые могут быть пропущены на этапе первичной интерпретации, в большинстве случаев характеризуются сложным строением порового пространства, полиминеральным составом скелета породы, дисперсной фракцией породы и др. Такого рода породы характеризуются неопределенностью связи между геологическими и физическими параметрами. Геологические параметры не всегда отражаются в физическом поле, которое регистрируется геофизическими измерительными приборами в скважинах. Такая ситуация приводит к осложнениям при определении характера насыщения пород-коллекторов, а как следствие их пропуска в разрезе скважины. Авторами статьи предлагается критерий оценки достоверности обнаружения пропущенных пластов-коллекторов на основе построения фильтрационной модели, по данным геофизических исследований, и определения разногласий дебетов реальных и теоретически рассчитанных на скважине. Результаты исследований подтверждены фактическим материалом и графическими построениями.

Ключевые слова: месторождение, скважина, пласт-коллектор, фильтрационная модель, проницаемость, пористость.

The determination of intervals of missed layers that were identified during the re-interpretation of previous geophysical data at the final stage of oil and gas field development requires these layers presence check. The missed layers identification provides increase of production of hydrocarbons, which is of great interest for the oil and gas industry. The reservoirs that can be missed in the initial stage of interpretation, in most cases, are characterized by a complex structure of the pore space, polymineral structure of rock matrix, dispersed fraction of rocks etc. These rock types are characterized by relation uncertainty between geological and physical parameters. The geological parameters are not always reflected in the physical field that is recorded by the well geophysical tools. Such a situation leads to complications in determining the saturation nature of reservoir rocks and, therefore, their omission in well cross-section. The authors of the article developed an identification reliability assessing criterion of the missed reservoirs based on constructing filtration models that are built according to the geophysical

surveys and determination of the differences between real and theoretically calculated well flow rates. The study results were proved by factual material and graphical constructions.

Key words: field, well, reservoir, filtration model, permeability, porosity.

Значна кількість нафтових і газових родовищ України знаходиться на завершальній стадії розробки, для яких характерна невідповідність розрахованих значень дебетів продуктивних пластів в межах розвіданих інтервалів і реально отриманих. Однією з причин може бути наявність неврахованих або пропущених продуктивних прошарків. Розв'язку задач з виявлення причин невідповідності сприяє розробка нових методологічних засад для аналізу характеру насичення пластів. Використання нових методичних підходів дасть можливість спрямувати дослідження на виділення пропущених продуктивних пластів у свердловинах старого фонду. Виділення пропущених пластів дасть змогу збільшити видобуток вуглеводнів, що є дуже актуальною задачею у теперішній час. Наша робота полягає у розробці критерію оцінки достовірності виявлених пропущених пластів-колекторів при переінтерпретації геофізичної інформації у свердловинах на нафтовому родовищі.

За геологічною характеристикою колекторів нафти і газу, які можуть бути пропущені на етапі первинної інтерпретації, в більшості випадків характеризуються складною будовою порового простору, полімінеральним складом скелету та дисперсною фракцією породи. Колектори із складною будовою характеризуються невизначеністю зв'язку між геологічними і фізичними параметрами. Геологічні параметри не завжди відображаються у фізичному полі, яке реєструється геофізичними вимірювальними приладами у свердловинах. Така ситуація призводить до ускладнень при визначенні характеру насичення порід-колекторів.

Використання існуючих технологій геофізичних досліджень і алгоритмів інтерпретації не завжди дає змогу ефективно визначати продуктивність покладів, що обумовило необхідність створення системи переоцінки результатів інтерпретації геофізичної інформації на базі комплексного аналізу петрофізичних, геофізичних даних та гідродинамічних досліджень. Для розв'язання цієї задачі насамперед поставимо питання: які фактори можуть призвести до подібних явищ?

Інтерпретація геофізичної інформації, яка забезпечує складання висновку з характеристики насичення і рекомендацій випробування продуктивної товщі, є неоднозначною, як і всі обернені задачі геофізичних досліджень. Способи та методики інтерпретації результатів ГДС тісно пов'язані з петрофізичним обґрунтуванням процедури визначення фільтраційно-ємнісних характеристик продуктивних покладів. Для порід-колекторів складної геологічної будови отримання петрофізичного обґрунтування є трудомістким процесом обумовленим нестандартністю відображення геологічних параметрів у геофізичних полях. Обґрунтоване розширення методико-технологічних основ фі-

зико-геологічного моделювання, особливо для розрізів з складною будовою колекторів, може значною мірою підвищити достовірність вирішення геологічних задач з використанням геофізичної інформації.

Породи-колектори, які представляють основний інтерес при дослідженні та розробці нафтогазових родовищ, є складними дисперсними системами. Аспекти, що обумовлюють складність цих систем поділяються нами на дві групи. До першої групи відноситься різноманітність мінерального складу скелету породи і форм співіснування уламкових частинок. До другої – відноситься характеристика структури і геометрії порового простору, а також зв'язок поверхні твердої частинки породи з флюїдом, що насичує поровий простір.

Основною практичною задачею дослідження колекторів є визначення відображення його параметрів у фізичних полях: пружної деформації, електричного, іонізуючого, теплового, електромагнітного. Вирішення кола цих задач здійснюється за допомогою методів математичної фізики і можливо за умови прийняття граничних значень фізичних властивостей геологічного об'єкту. Практично усі фізичні властивості пористої породи повинні визначатися достатньо обмеженою кількістю факторів, до яких відносяться особливості взаємодії фаз у системі гірська порода – рідина, що насичує її, структура порового простору і властивості мінерального скелету. Якщо припустити, що структура порового простору – це пористість, питома поверхня і геометрія пор, то тоді основним фактором, який визначає практично фізичні властивості породи-колектора є структура порового простору. Пористість і питома поверхня мають реальну фізичну природу, і тому є можливість визначати їх кількісні параметри. Проблема стоїть у тому, щоб знайти кількісну характеристику параметру геометрії пор. Рішення цієї задачі дало б змогу визначати усі фізичні властивості породи за даними про її пористість, питому поверхню, геометрію пор і за характеристикою мінерального складу скелету. Однак практичне визначення цих параметрів таким чином на цей час ускладнено.

Отже, на геофізичні поля, що обумовлені фізичними властивостями порід впливають дві групи параметрів: це – мінералогічні властивості твердої фази породи та структурні параметри порового простору. З цього приводу рішення задачі з визначення колекторських властивостей і характеру насичення продуктивних порід методами геофізичних досліджень свердловин відносяться до багатопараметричних задач, які характеризуються неоднозначністю отриманого геологічного рішення. Неоднозначність отриманого геологічного рішення і є загальною причиною пропускання продуктивних пластів. Тобто отримане рішення може характеризувати пласт як непродуктивний, хоча в дійсності він

продуктивний. Параметри, що описують пласт повністю, співпадають з отриманою геофізичною інформацією при рішенні прямої задачі на моделі пласта. Отримана інформація з продуктивності пласта є одним з еквівалентних рішень. Тобто зроблений хибний висновок про характер насичення пласта може бути об'єктивно обґрунтований існуючими причинами.

Питанню виділення пропущених пластів приділено багато уваги геологічними і геофізичними підрозділами нафтогазової промисловості. Наведемо причини пропуску продуктивних пластів:

1. Пропуск продуктивного пласта виникає за рахунок звичайної помилки. Існування такої причини малоімовірно, оскільки існує система контролю результатів інтерпретації з боку геофізичних підрозділів і замовника геофізичних робіт. Як відомо існує зворотній зв'язок замовника з геофізичним інтерпретаційним відділом, внаслідок чого проводиться перевірка випадкових помилок. Якщо випадковість пропуску пласта існує, то вона не систематична і не впливає на загальну достовірність виділення пластів.

2. Пропуск продуктивного пласта обумовлений недосконалістю методологічних способів обробки комплексу результатів геофізичних досліджень свердловин. Розглянуті причини неоднозначності рішення геологічної задачі вказують на те, що для підвищення достовірності рішення необхідно використати інформацію, яку можна отримати при проведенні дослідження у свердловинах додатковими методами. Прикладів, обумовлених цією причиною, можна навести багато. Дослідження ємнісних властивостей порід-колекторів, представлених породами поліміктового складу з вторинною пілітизацією, методами нейтронного каротажу ускладнюється за рахунок впливу підвищеної товщини подвійного електричного шару. Колекторські властивості в цьому випадку будуть завищені. Використання методу акустичного каротажу при дослідженні такого типу колекторів також ускладнюється. Вторинна пілітизація порушує щільність акустичного контакту між уламками твердої частини породи, що зменшує швидкість проходження пружних хвиль. За умови локальної появи вторинної пілітизації, методичними операціями виявити і врахувати цю особливість неможливо. Отримання достовірної інформації для прикладу, що розглядається, можливе з використанням методу густинного гамма-гамма каротажу. На густину породи не впливає вторинна пілітизація, тому, при дослідженні подібних інтервалів пропонуємо надавати перевагу методу ГТК-Г і рекомендуємо включити його у геофізичний комплекс досліджень свердловин. Розширення комплексу методів ГДС зменшить імовірність пропуску продуктивних пластів.

Виділення продуктивних пластів у низькоомних геологічних розрізах свердловин є дуже актуальною проблемою. Відомі випадки, коли при значеннях опору 2-3 Ом·м пласт виявлявся насиченим вуглеводнями. Зменшити імовірність випадкових похибок можливо тільки за

рахунок проведення додаткових вимірювань електропровідності. Перспективним у цьому напрямку є впровадження методів різночастотних електромагнітних досліджень електропровідності гірських порід. Існуюча апаратура ВІ-КІЗ дає змогу включити ці методи у загальний комплекс.

Дослідження низькоомних колекторів, які проводяться у лабораторних умовах, мають відповідну доцільність. Такі дослідження можуть підтвердити існуючу фізико-геологічну модель електропровідності порід або запропонувати ще один із варіантів моделі локальної геологічної ситуації. Дослідження необхідно проводити у напрямку удосконалення систем спостереження при вимірюванні електропровідності порід у свердловині. Пояснення цих обставин зумовлено неадекватністю методик вимірювань у свердловинах і лабораторних умовах [1]. Детального аналізу цієї проблеми у нашій роботі не передбачено. Необхідно зауважити, що зменшення імовірності пропуску продуктивних пластів для низькоомного розрізу можливо тільки на основі удосконалення комплексу геофізичних досліджень.

3. Пропуск продуктивних пластів пов'язаний з впливом умов буріння. Технологія проведення буріння суттєво впливає на присвердловинну частину пласта і формує параметри зони проникнення. Існує багато прикладів вторинного розкриття пластів і розкриття пластів після тривалого періоду виходу свердловини з буріння, які свідчать про їх високу продуктивність. Наприклад, на Рибальській площі проведені випробування пропущених пластів, які виявленні приблизно через десять років після буріння за інформацією методу імпульсного нейтронного каротажу. Встановлено високу продуктивність цих пластів. Дослідження процесу зміни властивостей зони проникнення проводяться багатьма науковими і виробничими підрозділами. На нашу думку вирішення задачі визначення можливих причин пропуску продуктивних пластів, на які впливають умови буріння, необхідно проводити у процесі розкриття пластів на основі проведення додаткових вимірювань у свердловинах. Попередні дослідження [2] дає змогу нам рекомендувати алгоритм використання техногенних джерел температури для контролю ефективності розкриття пласта.

4. Пропуск продуктивних пластів у розрізах свердловин, представлених складнопобудованими колекторами. Розв'язання цієї задачі пов'язано з необхідністю вирішення методико-технологічних проблем проведення досліджень і побудови фізико-геологічної моделі геологічного середовища на основі фізичних параметрів пластів, які вимірюються у свердловині. Використання фізико-геологічних моделей — є системним підходом до інтерпретації геофізичної інформації.

Системне петрофізичне моделювання є напрямком, який дає можливість створювати інтерпретаційні комплексні моделі. Комплексний підхід для побудови інтерпретаційної моделі є

також методологічним інструментом, але як зауважує М. М. Елланський [3] його використання для складних, слабоорганізованих, дифузійних систем досліджено недостатньо. Так комплексний підхід, об'єднує різномірну інформацію і дозволяє отримати детальніший опис геологічного об'єкту. Але при цьому різномірна інформація складається адитивно, тобто сумарна інформація дорівнює сумі інформації від джерел, які використанні. Загалом покращується кількісна інформація. При системному підході інформація від різних джерел складається не адитивно, а емерджентно. Це означає, що отримана внаслідок системного підходу сумарна інформація змінюється стрибкоподібно з новими якісними змінами. Іншими словами, інформація, яка утворюється при системному підході, сумарно змінюється не тільки кількісно, але і якісно.

Геологічний простір є цілісним матеріальним об'єктом, який характеризується великою кількістю геологічних і фізичних параметрів, що знаходяться у співвідношеннях і взаємозв'язках між собою, і складають цілісну систему. З цього погляду системне петрофізичне моделювання спрямовано на отримання інтерпретаційної моделі.

Для уникнення пропуску продуктивних пластів-колекторів складної будови необхідно вирішувати задачі у двох напрямках – удосконалення методик проведення вимірів у свердловинах і фізико-геологічне моделювання порід-колекторів.

Розглянуті основні чинники пропуску продуктивних пластів спрямовують наші дослідження на проведення аналізу геофізичних досліджень та побудову фільтраційної моделі родовища, яка дає змогу досліджувати просторове положення пропущених пластів і виявити зону заміщення пісковиків алевролітами. Достовірність виявлення пропущених пластів на основі переінтерпретації даних ГДС нами рекомендується перевіряти за визначеннями розбіжностей реальних і розрахованих дебетів роботи свердловини. Розрахунки величин дебетів проводяться за даними побудованої фільтраційної моделі. Такий підхід поєднує два інформаційні поля – це результати геолого-геофізичних досліджень свердловин та результати випробувань і експлуатації родовища.

Величина розбіжності розрахованих за фільтраційною моделлю і реальних дебетів свердловини приймається нами як критерій (A) оцінки достовірності виявлення пропущених пластів.

$$A = Q^P - Q^T, \quad (1)$$

де Q^P і Q^T – реальні і розраховані дебети свердловини, у якій виявлено пропущений пласт.

Q^T розраховується за інформацією побудованої фільтраційної моделі, без врахування пропущених пластів.

Значення критерію A вказує на достовірність виявлення пропущених пластів. Якщо

$A > 0$, то імовірність виділення висока, при $A \leq 0$ імовірність виділення пластів дуже мала. Наявність виділених пропущених пластів малоімовірна. Відносно менші дебети реальних можливих можна пояснити низькою ефективністю розкриття пластів або у випадку, коли виявлені пропущені пласти не входять в загальну зону фільтру (інтервалу перфорації).

Така постановка задачі вимагає ретельних досліджень методів використання геофізичної інформації для побудови фільтраційної моделі родовища. Методологічний підхід для оцінки достовірності виявлених пропущених пластів у статті розглядається на прикладі Пасічнянського нафтового родовища. Розглянемо загальну літолого-петрофізичну характеристику продуктивних порід цього родовища.

Продуктивний розріз порід Пасічнянського родовища представлений менілітовою світою олігоцену і вигодською світою еоцену. Основні запаси нафти і газу родовища зосереджені у мінілітовій світі, де виділяється три продуктивних горизонти.

Колекторами нафти і газу є пісковики і алевроліти, які мають тонкошарувату будову. Потужність пластів коливається у межах від 1,6 м до 5,6 м. Пісковики і алевроліти за своїм мінералогічним складом, цементуючим матеріалом практично не відрізняються між собою. Пісковики сірі, темно-сірі, міцні, кварцові, дрібно-, середньо- і різнозернисті, з алевропсамітовою або псамітовою структурою. Уламкова частина пісковиків складається з зерен кварцу ламаної форми, серед яких зустрічаються окремі зерна польових шпатів, філітів. Переважають пісковики дрібнозернистого типу. Тільки в першому продуктивному горизонті (середньоменілітова підсвіта) дещо збільшується кількість зерен середнього розміру. Тип цементу поровий, плівково-поровий, ущільнений, регенераційний та базальний. Цементуючий матеріал глинистий, карбонатний, кремністий або комбінований з різним співвідношенням складників. При регенераційному типі цементуючий матеріал представлений кварцом. Особливістю пісковиків є підвищення ступені окатаності із збільшенням розміру зерен. У породах-колекторах переважає глинистий цементуючий матеріал. Кількість цементуючого матеріалу невелика.

Алевроліти сірі, темно-сірі, міцні, кварцові, грубо-різнозернисті, з псамоалевролітовою і алевролітовою структурою, мікрошаруватої, рідше тонкошаруватої текстури. Цемент порово-базальний, базальний, карбонатний. Глинисто-карбонатний, інколи карбонатно-кремністий. Крім пісковиків і алевролітів серед порід, які можуть бути колекторами, інколи зустрічаються прошарки гравелітів (I і II продуктивний горизонт). Гравеліти темно-сірі, поліміктові, міцні, із карбонатним цементом. Уламки порід розподіляються нерівномірно, прошарками, мають округлену або напівокруглену форму грубого піщаного і дрібно гравійного розміру. Представлені переважно філітами серицитохлоритового і кварц-хлорито-серицитового складу. Заповнююча речовина представлена

зернами уламкового кварцу напівокруглої форми грубо-алевролітового і дрібнозернистого розміру. Цементуючий матеріал представлений карбонатами.

Вигодська світа у верхній частині складена сильно вапнистими пісковиками і алевролітами з прошарками вапняків і мергелів, в нижній — тонкоритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів.

Пісковики сірі, темно-сірі, міцні, дрібнозернисті, органогенно-алевропсамитової структури, хаотичної або мікрошаруватої текстури. Уламкова частина представлена кварцом і органічними залишками. Цемент карбонатний і глинисто-карбонатний порового, контактово-порового і базального типів.

Аргіліти продуктивних горизонтів менілітової світи темно-сірі, бурувато-чорні, чорні, у відкладах першого продуктивного горизонту карбонатні, в решті розрізу переважно низькокарбонатні. Порода складена поліморфним глинистим матеріалом, насиченим яскраво бурую органічною речовиною, в різній кількості зустрічаються зерна кварцу. Крім них зустрічаються місцями утворення халцедону з мікро-вкрапленнями піриту.

Вивчення колекторських властивостей порід продуктивного комплексу проводилось за інформацією з лабораторних досліджень керну. Відбір керну на Пасічнянському родовищі проводився в невеликому обсязі. Винос керну із продуктивних горизонтів коливався в межах від 0,3% до 53%, а винос піщано-алевролітових порід був ще меншим. Безпосередньо із продуктивного горизонту направлено на аналіз фізичних властивостей 31 візріць керну. За своїми властивостями це переважно щільні низькопористі, низькопроникні породи, але серед зразків зустрічались пісковики-колектори. Із першого продуктивного горизонту є декілька візріць керну з пористістю 15,2% і проникністю $27,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². З другого продуктивного горизонту є два візріць з кондиційними значеннями ($K_n=10,0-10,9\%$, $K_{np}=0,20 \cdot 10^{-3}$ мкм²) параметрів. У третьому продуктивному горизонті відібрано шість візріць з кондиційними значеннями параметрів ($K_n=10,9-17,3\%$, $K_{np}=2,13-12,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Решта візріць керну представлено низькопористими, слабопроникними різновидами кернового матеріалу з пористістю від 2% до 6,7% і проникністю від $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Карбонатність піщано-алевролітових порід у менілітових відкладах, як правило невисока і рідко перевищує 10%. У вигодській світі щільні пісковики і алевроліти висококарбонатні і можуть місцями переходити у вапняки з домішками уламкового матеріалу.

Як бачимо складна будова геологічного розрізу Пасічнянського родовища, значні глибини продуктивних відкладів не сприяли збільшенню відбору керну. Обмеженість інформації з дослідження кернового матеріалу призводить до необхідності використання додаткової інформації аналогічних досліджень з інших нафтогазових родовищ.

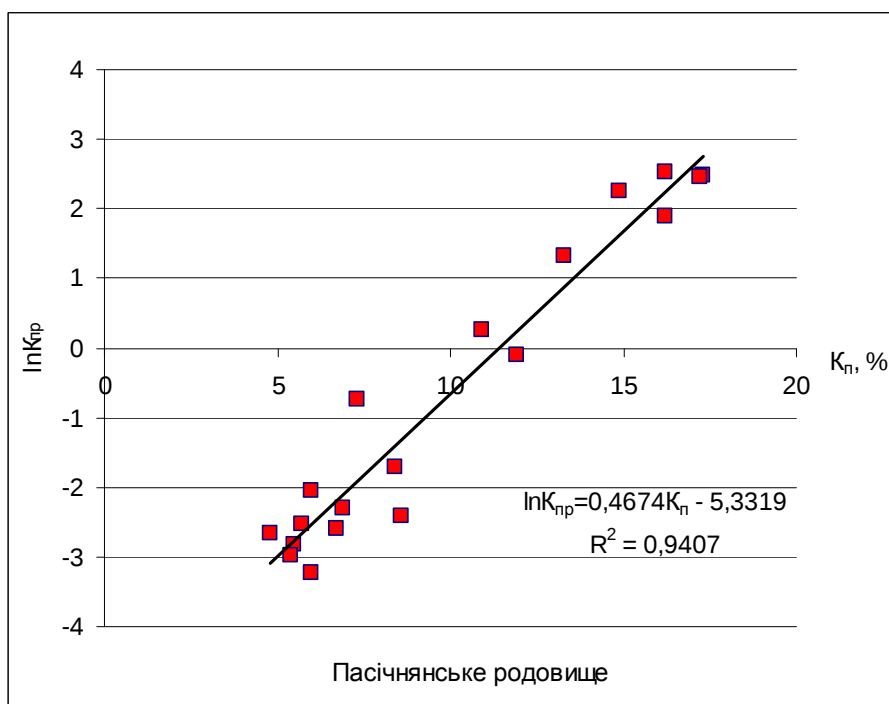
Використовуючи петрофізичну інформацію досліджень кернового матеріалу, побудована залежність $K_{np}=f(K_n)$ для порід-колекторів мінілітової світи Пасічнянського родовища, яка описується рівнянням $\ln K_{np}=0,467 \cdot K_n - 5,33$. Коефіцієнт кореляції дорівнює 0,94 (рис. 1, а), що свідчить про досить високу щільність зв'язку цих параметрів.

При побудові залежності не використовувались візріць керну для яких K_n і K_{np} знаходяться за межею кондиційних значень. Отримана залежність вказує на те, що розріз представлений породами-колекторами з низькими фільтраційними властивостями. Для порівняння і дослідження особливостей колекторських властивостей розглянемо залежність $K_{np}=f(K_n)$ для мінілітових відкладів Битківського родовища (рис. 1, б). Залежність також характеризується високою щільністю зв'язку. Характерною особливістю при порівнянні рівнянь регресії є те, що лінії регресії двох рівнянь майже паралельні. Такий взаємозв'язок вказує на те, що породи характеризуються подібними літологічним типом та геометричними параметрами порового простору. Породи Битківського родовища мають підвищені фільтраційні властивості, на що вказує рівняння зв'язку (рис. 1, б).

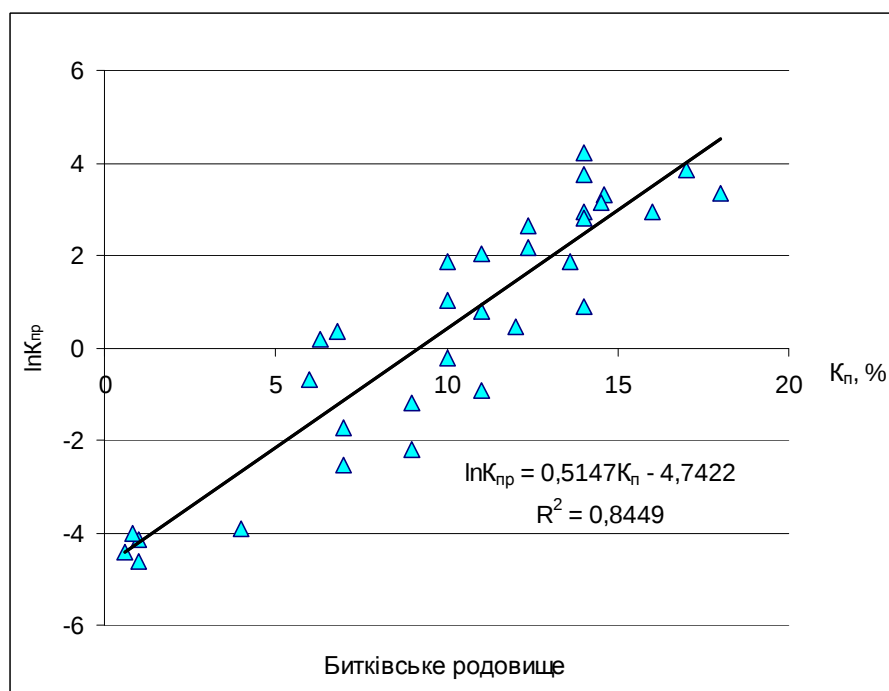
Нами проведено аналіз зв'язку коефіцієнтів проникності і пористості породи для сукупної колекції теригенних порід ДДЗ. В колекцію залучені результати досліджень керну, які відібрані з свердловин Кулічихінського, Абазовського, Тимофіївського, Розпашнінського та Березовського нафтогазових родовищ. На рисунку 2 представлена залежність, яка побудована для вибраної колекції теригенних порід-колекторів. Вона характеризується широким діапазоном зміни фільтраційних властивостей. Співставлення рівнянь (рис. 2) встановлених залежностей вказує на паралельність ліній регресії, що підтверджує ідентичний характер взаємозв'язку K_n і K_{np} . Такий характер зміни положення лінії регресії у напрямку зростання пористості вказує на погіршення фільтраційних властивостей при однакових колекторських властивостях за рахунок зменшення діаметру пор і зміни геометрії порового простору.

Проведений аналіз підтверджує те, що вибірка візріць для Пасічнянського родовища є правомірною для дослідження проникності на цьому родовищі. Враховуючи локальний характер геологічних особливостей площі необхідно врахувати структуру порового простору при встановленні зв'язку геофізичних параметрів і проникності.

Дослідження Шейдегера А. Е., 1960 р., Енгельгардта В., 1964 р., Коллінза Р., 1964 р., Ханіна А. А., 1969 р., Храмова В. Г., 1971 р., Баренблатта Г. І., 1984 р вказують на те, що основним фактором, який обумовлює проникність гірських порід є пористість і структура порового простору. Характеристика структури порового простору обумовлена складним співвідношенням різних структурних факторів. До основних факторів можна віднести розмір пор та їх форму, шляхи з'єднання між порами,



а)



б)

Рисунок 1 – Залежність логарифму коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості породи

властивості порових стінок, кількість великих і малих пор, їх співвідношення та ін. Значна кількість структурних параметрів і складність їх визначення зумовлює необхідність вибору інтегральних параметрів для характеристики властивостей порового простору. Інтегральний параметр характеристики порового простору, який задовільняє в першому наближенні умовам механіки суцільних середовищ є відкрита та загальна пористість.

Дослідження руху неоднорідної рідини у поровому просторі вказує на те, що структура порового простору має основний вплив на розподіл фаз рідини і динаміку зв'язку між скелетом породи і рідиною, яка насичує колектор. Характеристика зв'язку структури порового простору з флюїдом є додатковою інформацією, яка також описується інтегральним параметром – ефективною пористістю. Таким чином, для характеристики структури порового простору

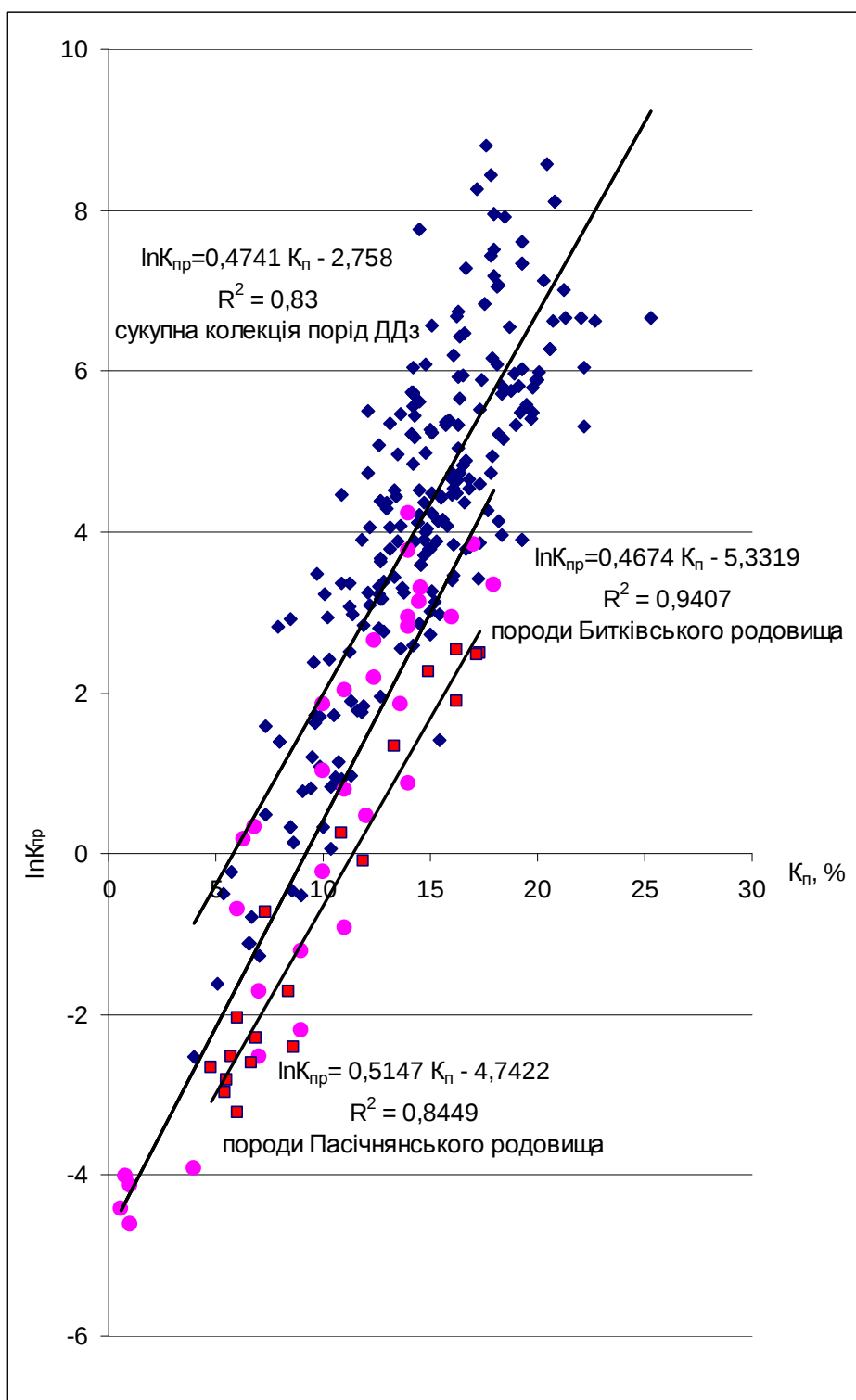


Рисунок 2 – Залежність логарифму коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості породи

тору широко застосовують інтегральні параметри – відкриту та ефективну пористість, які використовують їх для опису фільтраційних властивостей колектора.

Використання інтегральних характеристик структури порового простору колектора для побудови емпіричних залежностей з геофізичними параметрами дає можливість застосування встановлених зв'язків тільки для локального

геологічного об'єкта, який описується однаковими геометричними параметрами порового простору.

Застосуванню геофізичних методів для визначення коефіцієнта проникності приділялося багато уваги. Геофізична інформація при визначенні коефіцієнта проникності дає змогу скласти диференційну модель фільтраційної характеристики продуктивних покладів. На

сьогоднішній день запропонована значна кількість методів визначення коефіцієнта проникності (Морозов Г. С., Султанов С. А., Добринін В. М., Дахнов В. Ю., Елланський М. М., Раймер Л. Л., Вендельштейн Б. Ю., Вижва С. А. та інші). Але використання загальних емпіричних залежностей для визначення коефіцієнта проникності на різних геологічних структурах призводить до значних похибок і вимагає додаткових досліджень з визначення параметрів залежностей на колекціях взірців керну або за інформацією гідродинімічних досліджень. Особливо таку процедуру необхідно проводити при вивченні геологічних структур, які характеризуються гетерогенною структурою порового простору у межах одного родовища.

Аналіз геофізичних методів для визначення коефіцієнта проникності вказує на те, що запропонована значна кількість видів емпіричних залежностей для визначення коефіцієнта проникності породи на основі використання геофізичної інформації [4]. У загальному їх можна поділити на три групи визначення K_{np} : чисті пісковики з добре укладеними зернами скелету породи; слабоглинисті колектори з складною структурою порового простору; пісковики з великим діапазоном зміни вмісту глинистого матеріалу. Пошук емпіричних залежностей геофізичних і петрофізичних параметрів колектора вказує на значні проблеми з точністю та ідентичністю використання залежностей на родовищі. Розглянемо можливі причини цього явища.

Неоднорідне пористе середовище обумовлює необхідність використання значної кількості параметрів для опису внутрішньої будови порового простору. Імовірно, що деякі параметри, які характеризують колектори, є важливішими, а інші другорядними. Для вибору головних властивостей необхідно користуватися наступними критеріями: 1) властивості повинні надати можливість вирішувати практичні задачі; 2) вони повинні представляти набір ознак, за якими можна визначати характеристику об'єкта. Тому, при формуванні робочої моделі необхідно, з одного боку, врахувати всі можливі фактори, які максимально наближують до дійсної, складної геологічної ситуації, а з іншого — скоротити їх до мінімуму, забезпечивши цим можливість практичного моделювання і використання математичного апарату. При побудові фільтраційної моделі продуктивних відкладів на Пасічнянському родовищі, були враховані вказані умови.

На Пасічнянському родовищі використано нашу методику визначення коефіцієнта проникності [4] за емпіричною залежністю, яка описується рівнянням:

$$K_{np} = \varphi(K_n, \rho_{nn}, C(\xi(D_p))), \quad (2)$$

де ρ_{nn} — питомий опір пласта;

C — коефіцієнт залежності, що обумовлений геометрією порового простору;

K_n , D_p , ρ_{nn} — параметри геофізичної інформації.

Для визначення коефіцієнта C використано результати гідродинімічних досліджень на родовищі, що досліджується. На наш погляд, у складних геолого-петрофізичних умовах Пасічнянського родовища розглянутий шлях побудови фільтраційної моделі є найбільш достовірним.

Для зменшення похибки визначення коефіцієнта проникності основні напрямки досліджень необхідно спрямувати на розроблення моделей проникності за комплексом геофізичної інформації і розробку технологічних схем ідентифікації геологічних об'єктів за ознаками геометрії і структури порового простору на основі використання геофізичних досліджень у свердловинах. У роботі [5] відображено можливість використання геофізичної інформації для ідентифікації порід за структурою порового простору. До подібних висновків прийшов В. І. Дістрянов, який вважає, що основним фактором зв'язку порової ємності і проникності є гранулометричний склад алевроліто-піщовиків порід, який визначає морфологію порового простору.

Фільтраційну модель Пасічнянського родовища побудовано за інформацією геофізичних досліджень свердловин окремо для середньоменілітового продуктивного горизонту, клівського і підроговікового горизонтів нижньоменілітової підсвіти. Модель представлено у площинному вигляді та повздовжніми і поперечними профілями (рис. 3). Виділення продуктивних прошарків проведено на основі геофізичної кореляції. Проведено інтерполяцію середньозважених значень коефіцієнта проникності окремих продуктивних горизонтів. Значення коефіцієнта проникності визначалося за геофізичною інформацією.

Застосування геофізичних методів дає можливість скласти диференційну характеристику фільтраційних властивостей продуктивних комплексів. Використання цієї інформації дало змогу визначити теоретично розраховані значення дебітів свердловин. Визначення критерію розбіжностей розрахованих і реальних дебітів використана для контролю достовірності виділених пропущених продуктивних пластів

Переінтерпретація геофізичної інформації дає змогу виділити пропущені продуктивні пласти (приклад наведено на рисунку 4). Таким чином, фільтраційна модель родовища є базовою інформацією для виділення пропущених продуктивних пластів.

Для виділення пропущених продуктивних пластів дуже важливим питанням є визначення кондиційних значень пористості і проникності.

Проведені дослідження з обґрунтування кондиційних значень колекторів менілітових відкладів на основі геофізичної інформації з визначення коефіцієнту пористості і гідродинімічних досліджень свердловин Р. В. Засадним, Т. Ф. Пономарчуком встановили, що для пісковиків і алевролітів граничне значення пористості становить 7–8% і проникності $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². На нашу думку ці значення дуже завищені. Достовірне визначення коефіцієнта проникності

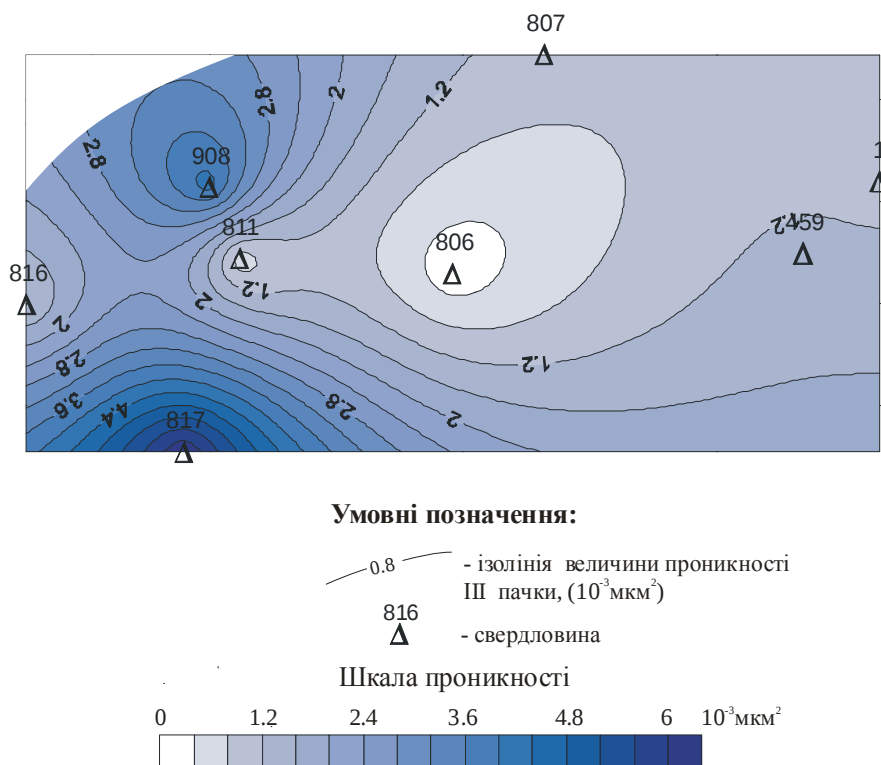


Рисунок 3 – Схема проникності III продуктивної пачки Пасічнянського нафтового родовища

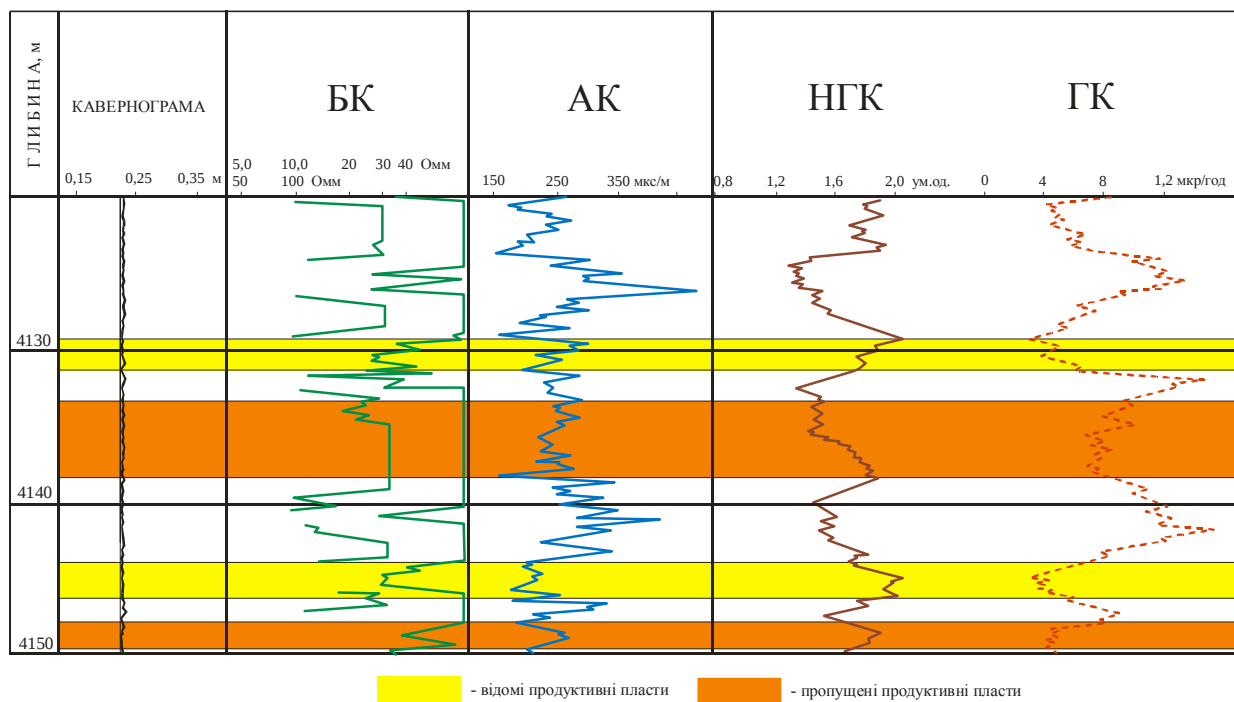


Рисунок 4 – Виділення пропущених продуктивних пластів-колекторів у св. №806

методами гідродинамічних досліджень, при врахуванні флішової будови продуктивних покладів, дуже проблематично.

Продуктивні поклади Пасічнянського родовища на основі досліджень граничних дебітів і депресій, граничних коефіцієнтів продуктивності методами статистичного аналізу, характеризуються кондиційними значеннями, які встановлені при оцінюванні запасів (проникності від $0,26 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $0,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$), значення

проникності мають певну диференціацію, але враховуючи низьку продуктивність більшості свердловин менілітових покладів за кондиційне значення проникності приймають величину $0,26 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а пористості 7%.

Результати обробки геофізичної інформації та параметрів видобутку дали змогу виділити пропущені продуктивні пласти. На профілі (рис. 5) середньоменілітового продуктивного горизонту виділяються пропущені продуктивні

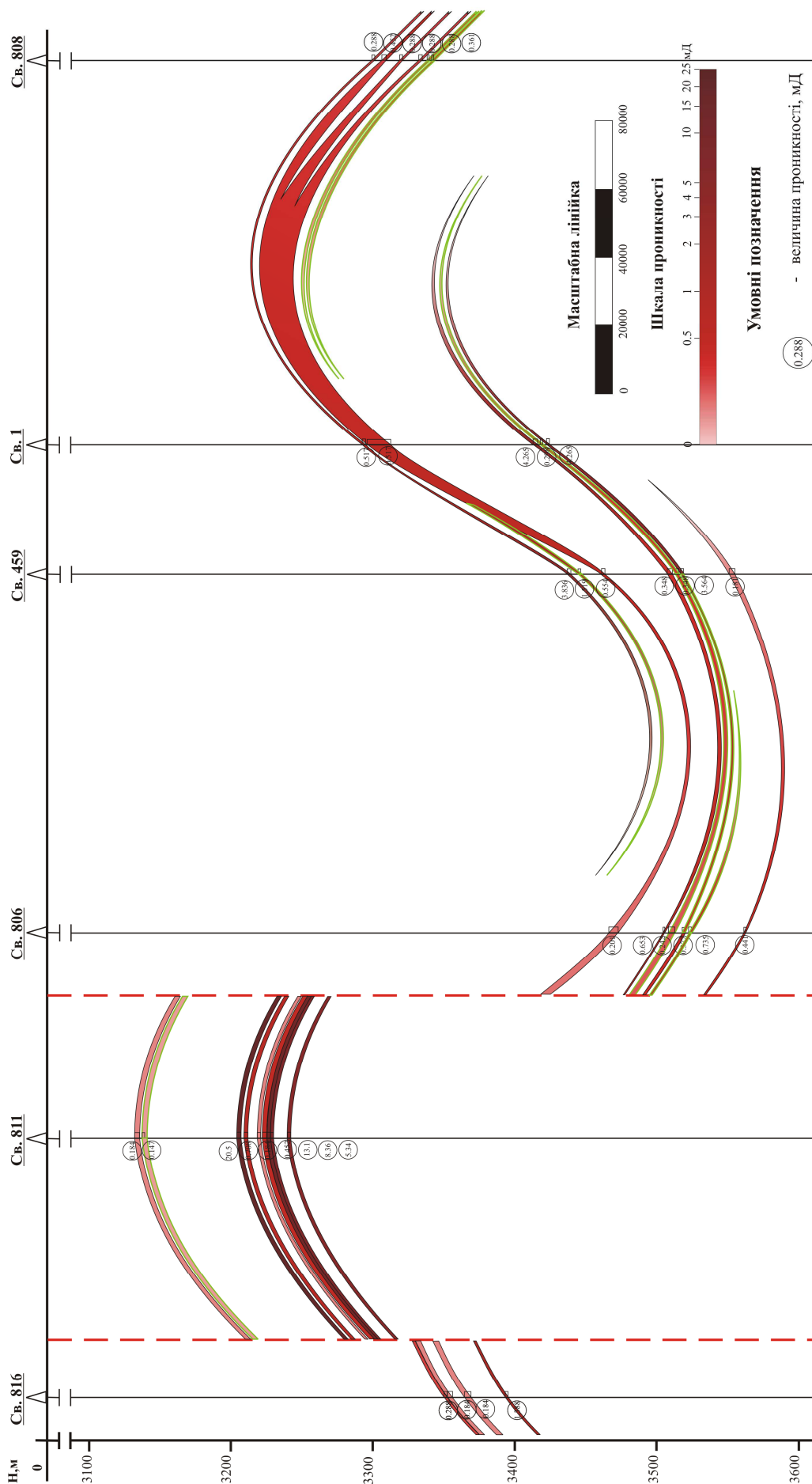


Рисунок 5 – Профіль проникності середньоменіттового продуктивного горизонту Пасічнянського нафтового родовища по лінії свердловин №816, №811, №806, №459, №1, №808

пласти у свердловині №811, 806, 459-Б, 1, 808. Виділений пласт у свердловині №808 не спостерігається на сусідній свердловині та не може бути простеженим у північно-східному напрямку. Прошарок виділений у свердловині №811 у південно-західному напрямку не простежується, так і у свердловині №817 прошарок не спостерігається. У свердловинах №806, 459, 1, в середній частині продуктивного середньомілітового горизонту виділено декілька пропущених пластів. Видно, що пласти мають продовження в напрямку свердловини №807, тобто у верхній частині горизонту свердловини №459 і №807 простежується прошарок з проникністю вищекондиційних значень.

Виділені прошарки середньої частини горизонту у свердловинах №806 і №459 в північному напрямку свердловини 807 не спостерігаються. Ймовірно ці прошарки виклинюються.

Побудована схема фільтраційної характеристики продуктивних горизонтів Пасічнянського родовища та використання критерію *A* дала змогу визначити достовірність виділення пропущених продуктивних пластів, які отримані при переінтерпретації геофізичної інформації. Представлену технологія контролю виділення пропущених продуктивних прошарків може бути використано при ревізії старих нафтогазових родовищ та нафтогазових родовищ України. В основу перспективи подальшої роботи буде покладено впровадження запропонованих нами індивідуальних моделей електропровідності у виробництво.

1 Старостин В. А. Исследование адекватности измерений удельного электрического сопротивления горных пород скважинными приборами и лабораторной установкой / В. А. Старостин, А. Н. Карпенко, А. С. Котовский/ — Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1991 — Рук. деп. в УкрНИИТИ, №740 Ук-91/.

2 Старостин В. А. Використання техногенних джерел температури при контролі за ефективністю розкриття пластів нафтогазових родовищ / В.А. Старостин, В.Й. Прокопів, Д.Д. Федоришин, В.В. Гладун, А.В. Старостин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. — 2003. — № 3(8). — С.81– 86.

3 Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промышленной геофизики / М. М. Элланский. — М.: Недра, 1978. — 215 с

4 Старостин В. А. Аналіз методик визначення фільтраційних властивостей колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин / В. А. Старостин, А. В. Старостин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. — 2002. — № 3(4). — С.18 – 23.

5 Старостин В. А. Возможности идентификации колекторів Семенівського родовища за параметрами порового простору / В. А. Старостин, І. О. Федак, А. В. Старостин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2004. — № 4(13). — С.48 – 52.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.02.14*

*Рекомендована до друку
професором Федоришином Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Максимчуком В.Ю.
(Карпатське відділення Інституту геофізики
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)*

АНАЛІЗ ЄМНОСТІ РЕЗЕРВУАРІВ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ СИСТЕМ БУРОВИХ УСТАНОВОК

Ю.В. Міронов, Ю.В. Данильчук, К.К. Лє

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727101,
e-mail: public@nung.edu.ua

Циркуляційна система бурових установок оснащується резервуарами для зберігання запасу промивальних рідин, необхідного для компенсації зростання із поглибленням свердловин їх об'єму, боротьби із флюїдопроявами та поглинаннями. Сумарна місткість цих резервуарів має двоїстий вплив на фонтанну безпеку, продуктивність, мобільність та ефективність бурових установок, тому її обґрунтований вибір відіграє важливу роль, її відхилення від оптимальної величини в будь-який бік спричиняє вагомі небажані наслідки. Метою дослідження є визначення необхідного мінімуму місткості резервуарів циркуляційної системи, достатнього для технологічних і технічних потреб та необхідного для спорудження свердловин на нафту і газ в Україні без аварій та ускладнень, в функції від їх глибини та конструкції, а також оцінка достатності відповідного паспортного показника серійних циркуляційних систем.

Ключові слова: бурові установки, циркуляційні системи, ємність резервуарів.

Циркуляционная система комплектованных буровых установок оборудуется резервуарами для хранения запаса промывочных жидкостей, необходимого для компенсации увеличения объема скважин с их углублением, борьбы с флюидопроявлениями и поглощениями. Суммарная ёмкость этих резервуаров двойственно влияет на фонтанную безопасность, производительность, мобильность и эффективность буровых установок, поэтому обоснованный выбор её величины играет важную роль, её отклонения от оптимального значения в обе стороны сопряжены с весомыми нежелательными последствиями. Целью исследования является определение минимума ёмкости резервуаров циркуляционных систем, достаточного для технических и технологических нужд и необходимого для сооружения скважин на нефть и газ в условиях Украины без аварий и осложнений в зависимости от их глубины и конструкции, а также оценка достаточности соответствующего паспортного показателя циркуляционных систем серийных моделей.

Ключевые слова: буровые установки, циркуляционные системы, ёмкость резервуаров.

The drilling rig circulation system is equipped with mud tanks for storage of drilling fluid reserves needed to compensate increase in their volume while deepening a well and prevent lost circulation and fluid absorption. The total volume of these mud tanks has a contradictory dual influence on blowout safety, productivity, mobility, and efficiency of drilling rigs, that's why their correct selection is significant and its departure from optimal value in any way may have considerable negative results. The purpose of this paper is to find out the necessary minimal drilling rig circulation system mud tanks volume, sufficient for technical and process purposes and needed for drilling oil and gas wells in Ukraine without accidents and complications, in the function of their depth and construction, and also sufficiency assessment of the nominal parameters of the mass production circulation systems.

Key words: drilling rigs, circulation systems, mud tank volume.

Наземні циркуляційні системи (ЦС) установок для експлуатаційного та глибокого розвідувального буріння свердловин на нафту і газ відіграють важливу роль у швидкісній та безаварійній провідці свердловин. Номенклатура технічних показників ЦС встановлена стандартом [1], але їх числові значення нормативно не регламентуються, кожний виробник і власник бурових установок призначає їх і вибирає відповідне устаткування, виходячи із власних можливостей та потреб, далеко не завжди такий вибір є найкращим з альтернативних.

Серед показників ЦС чи не найважливішим є місткість - сумарний об'єм W_{Σ} усіх резервуарів для зберігання промивальних рідин, особливого значення він набуває в ускладнених гірничо-геологічних умовах, при промиванні свердловин обважненими та засоленими промивальними рідинами. Очевидно, що між максимальним об'ємом $W_{\Sigma \text{ макс}}$ стовбура свердловини та показником W_{Σ} існує певна залежність. Чинними правилами [2] ця залежність окреслена доволі розпливчасто, ними поставлено вимо-

гу щодо комплектації ЦС «...ємностями для запасу бурового розчину у відповідних проекту об'ємах...» (розділ V, підрозділ 2, пункт 2.1) із уточненням про відповідність проектів на спорудження свердловин вимогам будівельних норм [3]. Вимоги, встановлені правилами [4], не є більш конкретними.

Застосування ЦС зі збільшеними числовими значеннями W_{Σ} :

- створює безпечніші умови провідки свердловин, підвищує фонтанну безпеку, дає змогу боротися із поглинаннями та швидко і ефективно ліквідувати флюїдопрояви завдяки наявності на буровій в оперативній доступності приготованого заздалегідь запасу промивальних рідин із необхідними властивостями;

- прискорює спорудження свердловини шляхом суміщення в часі операції приготування промивальних рідин для наступної фази буріння із добурюванням останніх інтервалів в попередній;

- покращує екологічну безпечність бурових установок та спорудження свердловини.

Таблиця 1 – Узагальнена характеристика вихідної інформації для визначення показника W_{cvi}

Конструкції свердловин (число обсадних колон)	Число свердловин	Число площ (родовищ, структур), на яких пробурено свердловини	Інтервал кінцевих глибин $l_{\max}$, м
- двоколонні	22	10	200...3200
- триколонні	99	45	750...5200
- чотириколонні	67	39	1400...6200
- п'ятиколонні	9	5	5500...6000
Свердловини усіх конструкцій	197	99	200...6200

Однак поряд із наявністю усіх перелічених переваг збільшення показника W_{Σ} ЦС погіршує мобільність бурових установок в цілому через зростання маси, числа транспортбельних блоків, обсягів перевезень та робіт, виконуваних на точках монтажу і демонтажу, збільшує витрати на їх виконання, на придбання та утримання устаткування.

Отже, суперечливий двоїстий вплив показника W_{Σ} дає підстави стверджувати, що для кожного сполучення гірничо-геологічних, технічних, економічних та організаційних умов застосування існує таке його оптимальне числове значення, при якому досягається максимальний сумарний приведенний ефект (мінімальна собівартість метра проходки, мінімальні витрати на спорудження свердловини тощо), хоча при оптимізації показника W_{Σ} область пошуку обмежується міркуваннями охорони надр та екологічної безпеки.

Виходячи з викладеного співавтори поставили собі дві задачі:

- визначити числові значення показника W_{cvi} для загалу споруджуваних в Україні свердловин;
- оцінити достатність для застосування в умовах України паспортних значень W_{Σ} , що характеризують ЦС серійних моделей в комплектації виробника.

Розв'язок сукупності обидвох задач має важливе практичне значення, впровадження отриманих результатів покращить техніко-економічні показники бурових робіт на нафту і газ та підвищить фонтанну безпеку при спорудженні свердловин.

Необхідний об'єм резервуарів для зберігання бурового розчину при бурінні свердловини визначається за формулою [1]:

$$W_{\Sigma} = k \cdot W_{cvi}, \quad (1)$$

де W_{cvi} – максимальний об'єм свердловини, визначений з усіх фаз буріння.

k – коефіцієнт запасу, величина якого становить $k=2$ та $k=3$ для нормальних та для ускладнених умов буріння відповідно;

Об'єм W_{cvi} свердловини в i -ій фазі буріння обчислюється підсумуванням елементарних об'ємів по обсадженій та відкритій ділянці стовбура із діаметром ступенів d_i та їх протяжністю l_i :

$$W_{cvi} = \pi \cdot \sum (d_i^2 \cdot l_i) / 4, \quad (2)$$

де d_i – діаметр відкритого інтервалу стовбура свердловини із врахуванням його кавернозності або внутрішній діаметр обсадженого інтервалу протяжністю l_i , м.

З (2) є очевидною необхідність знання числових значень d_i та l_i для визначення за ними об'ємів W_{cvi} на кінець кожної фази буріння та вибору максимумів W_{cvi} для свердловини загалом.

На попередньому етапі дослідження створено інформаційне забезпечення, яким охоплено відомості, стосовні 197 експлуатаційних, пошукових та розвідувальних свердловин, пробурених на 99 родовищах (площах, структурах) Дніпровсько-Донецької западини та Прикарпатського прогину в інтервалі кінцевих глибин 200...6200 м (таблиця 1).

Для кожної свердловини із вказаної сукупності зібрано дані за наступним переліком:

- число Z_k опущених обсадних колон в конструкції (хвостовики включно) без шахтового направлення;
- діаметр та глибина опускання кожної обсадної колони;
- діаметр долота, яким пробурено інтервал відкритого стовбура під спуск кожної обсадної колони.

Через відсутність даних та для спрощення розв'язку задачі в масиві вихідної інформації прийнято наступні умовності:

- не взято до уваги наявності/відсутності в конструкції свердловин направлення, оскільки воно ніяким чином не впливає на числове значення величини W_{cvi} , на точність та коректність кінцевих результатів дослідження;
- усі обсадні колони розглядаються як рівностінні, товщина стінок труб в них прийнята рівною 10 мм, тому внутрішній діаметр стовбура свердловини в обсаджених інтервалах вважається на 20 мм меншим за номінальний діаметр відповідних обсадних труб;
- діаметр стовбура свердловини на відкритих інтервалах приймається рівним діаметру відповідного породоруйнівного інструменту (долота або розширювача), тобто коефіцієнт кавернозності відкритого стовбура усюди прийнято рівним одиниці;

Таблиця 2 – Необхідний об'єм резервуарів для зберігання промивальної рідини в наземній частині ЦС залежно від глибини і конструкції свердловин

Номер і назва родовища, номер свердловини	Глибина $l_{\text{макс}}$, м	Максимальний об'єм $W_{\text{свмакс}}$, м ³	Необхідний об'єм W_{Σ} резервуарів ЦС, м ³	$10^2 W_{\Sigma}/l_{\text{макс}}$, м ³ /м
1	2	3	4	5
1 Свердловини двоколонної конструкції без технічних обсадних колон				
1 Вишнянська 54	1850	60	121	7,55
Макунів 10	2900	131	262	9,03
2 Макунів 11	2300	87	173	7,54
3 Малодевіцька 28, 29, 30, 31	2950	169	338	11,45
Орів-Уличне 161	2000	86	173	8,64
4 Орів-Уличне 162	3200	192	384	11,99
5 Тейсарівська 6	500	19	37	7,44
2 Свердловини триколонної конструкції з однією технічною обсадною колоною				
Анастасіївська 31	4700	259	519	11,04
1 Анастасіївська 32	2500	143	286	11,44
Артюхівська 52	4300	214	428	9,96
2 Артюхівська 55	4300	140	280	6,51
3 Березовська 28	3500	139	278	7,96
4 Бистрицька 274	2910	174	348	11,97
Битків 702	3300	202	405	12,26
5 Битків 703	3150	196	391	12,41
6 Богданівська 61	3000	104	208	6,93
Бугруватівська 3	4100	207	413	10,08
7 Бугруватівська 348	3850	227	454	11,79
8 Буштино 1	1900	62	125	6,56
9 Василівська 50	4250	193	386	9,09
10 Великобубнівська 110	3200	126	252	7,88
11 Вінківська 1	2000	76	152	7,59
12 Володимирівська 2	2600	75	150	5,78
Гаї 35	1850	71	142	7,67
13 Гаї 36	1800	100	199	11,07
14 Глинсько-Розбишівська 226	4100	166	331	8,08
15 Делятин 21	3950	217	433	10,97
Довбушанка 1	3950	185	371	9,39
16 Довбушанка 51	2940	168	335	11,40

- незалежно від способу реального використання перші обсадні колони довжиною до 100 м розглядалися як направлення і до уваги не бралися, тобто кондуктором вважаються перші обсадні колони мінімальною довжиною від 100 м.

Із зібраних даних випливає, що діапазон діаметрів труб в експлуатаційних обсадних колонах (127...168 мм) є доволі обмеженим, в той же час діаметр труб в кондукторах змінюється в широких межах (245...530 мм) та пов'язаний тісним кореляційним зв'язком із числом z_k обсадних колон в конструкції свердловини. Тому визнано за необхідне розділити загальний масив вихідної інформації на часткові вибірки за числовим значенням z_k , їх потужності вказано в таблиці 1. Після описаного впорядкування за (2) обчислено величини $W_{\text{св}i}$, з-поміж них вибрано максимуми $W_{\text{свмакс}}$, за якими встановлено

мінімальні розрахункові сумарні об'єми W_{Σ} резервуарів в ЦС з виразу (1).

Заміна показника W_{Σ} розрахунковим універсально застосовним питомим показником $W_{\Sigma}/l_{\text{макс}}$ дає змогу відмовитися від врахування числа z_k обсадних колон в конструкції свердловин, збільшує до можливого максимуму потужність об'єднаної вибірки, відповідно зростає точність кінцевих результатів. Питомий показник $W_{\Sigma}/l_{\text{макс}}$ має фізичний зміст площі поперечного перерізу свердловини постійного діаметра глибиною $l_{\text{макс}}$ та еквівалентного об'єму $k \cdot W_{\text{свмакс}}$, його застосування до усієї сукупності свердловин є коректним та правомірним.

Вибіркові вихідні дані та одержані результати вміщені в таблицю 2.

Продовження таблиці 2

1	2	3	4	5
17 Долина 359	2750	156	312	11,33
18 Залужани 58	2600	99	198	7,62
Кадобно 16	860	32	65	7,54
19 Кадобно 3	750	28	57	7,57
Качанівська 122	3650	186	373	10,21
20 Качанівська 123	2550	118	236	9,24
Клинсько-Сарська 50	3150	146	292	9,27
21 Клинсько-Сарська 51	5000	227	455	9,10
22 Козіївська 2	4600	230	461	10,02
23 Коломийська 1	3800	153	306	8,05
Космач-Покутська 10	3500	117	234	6,69
24 Космач-Покутська 12	4400	232	464	10,55
25 Микуличинська 4	2750	163	326	11,87
26 Недільна 2	3200	111	221	6,91
Орховичі 4	1900	72	144	7,57
Орховичі 9	2000	76	151	7,57
27 Орховичі 10	2000	76	152	7,59
28 Оселівська 2	4000	143	285	7,14
29 Північна Долина 132	2950	185	371	12,57
30 Пнів 20	4400	247	494	11,23
31 Радянська 3	3400	118	235	6,92
32 Рибальська 160	3700	177	353	9,55
33 Рудки 228	1400	53	107	7,61
34 Руські Комарівці 1	4500	183	365	8,12
35 Скворцівська 100	3200	176	351	10,98
36 Станава 49	3630	128	257	7,07
37 Старий Самбір 67	3500	181	363	10,37
38 Струтинська 80	2600	113	227	8,72
39 Суходольська 53	3650	121	243	6,64
40 Східницька 4	5450	314	628	11,53
41 Талалаївська 25	3750	176	352	9,40
42 Харківцевська 50	4900	207	414	8,44
43 Чижевська 39	3900	204	408	10,45
44 Юліївська 27	3850	147	295	7,66
45 Якубівська 157	5000	262	524	10,49
3 Свердловини чотириколонної конструкції із двома технічними обсадними колонами				
1 Андріяшівська 80	4800	271	542	11,30
2 Бабчинська 11	2700	117	234	8,67
3 Богород-Парище 70	5800	224	448	7,73
4 Буцівська 1	2700	104	208	7,72
5 Вишнянська 18	1620	60	119	7,37
6 Глинсько-Розбишівська 251	4700	283	566	12,04
7 Грушівська 4	3500	160	320	9,14
8 Гурбинцевська 1	4450	269	538	12,08
9 Домленківська 1	3500	122	245	7,00
10 Євгенівська 6	2750	366	733	26,64
11 Західно-Вергунська 501	2650	87	174	6,56
12 Зелена-Камінна 2	6000	290	580	9,67
13 Іванківська 55	5650	357	714	12,64
14 Княгинині 2	4100	196	393	9,58

Продовження таблиці 2

1	2	3	4	5
15 Кобзівська 77	3960	234	468	11,81
16 Кошевійська 108	5600	282	564	10,08
Кружилівська 67	1750	70	139	7,97
Кружилівська 150	1400	46	91	6,50
17 Кружилівська 151	1750	78	155	8,86
18 Леляківська 206	4200	152	303	7,22
19 Лопушнянська 30	4300	327	653	15,20
20 Лютнянська 1	3400	130	259	7,63
21 Максимівська 2	5200	324	648	12,47
22 Матяшевська 156	5200	244	488	9,39
23 Мигринська 1	2350	89	178	7,58
24 Миколаївська 100	2600	99	198	7,62
25 Міжгір'я 1	6200	385	771	12,43
26 Новоселиця 414	6000	442	883	14,72
27 Орлівська 56	3750	205	411	10,96
Орховичі 7	4100	208	416	10,14
28 Орховичі 23	2000	74	148	7,39
Пасічна 806	4515	318	635	14,07
Пасічна 812	6200	427	855	13,78
29 Пасічна 814	6000	366	733	12,21
30 Південний Гвізд 11	4400	285	569	12,94
31 Під'яблунівська 1	5900	367	735	12,46
32 Рибальська 207	5450	264	529	9,71
Сагайдацька 60	5300	369	738	13,92
33 Сагайдацька 100	5000	369	738	14,76
34 Смілянська 24	5300	391	781	14,74
35 Спас 6	5500	379	757	13,76
36 Східниця 2	6000	311	622	10,37
37 Східно-Полтавська 55	4600	264	527	11,46
38 Танява 101	6000	440	880	14,67
39 Яблунівська 57	4600	246	493	10,71
40 Яблунька 20	4800	258	516	10,74
4 Сverdловини п'ятиколонної конструкції із трьома технічними обсадними колонами				
Космач-Покутська 2	5500	234	468	4,26
1 Космач-Покутська 16	4500	176	352	3,91
2 Лисогірська 5	5500	346	692	6,29
3 Макіївська 1	5500	332	663	6,03
4 Озернянська 7	5000	266	532	5,32
5 Радченківська 166	5500	332	664	6,03

Таблиця 3 – Результати регресійного аналізу досліджуваних сукупностей вихідних та розрахункових даних, стосовних пробурених свердловин

Конструкція свердловин	Рівняння апроксимуючої функції $W_{\Sigma}/l_{\max} = f(l_{\max})$
- двоколонні	$W_{\Sigma}/l_{\max} = 0,006 + 1,59 \cdot 10^{-13} \cdot l_{\max}^3$ (3)
- триколонні	$W_{\Sigma}/l_{\max} = 0,0075 + 4,937 \cdot 10^{-7} \cdot l_{\max}^2$ (4)
- чотириколонні	$W_{\Sigma}/l_{\max} = 0,0074 + 1,55 \cdot 10^{-10} \cdot l_{\max}^2$ (5)
- п'ятиколонні	$W_{\Sigma}/l_{\max} = 0,0023 + 2,047 \cdot 10^{-14} \cdot l_{\max}^3$ (6)
- свердловини усіх конструкцій	$W_{\Sigma}/l_{\max} = 0,0069 + 6,728 \cdot 10^{-7} \cdot l_{\max}$ (7)

Після перевірки на однорідність та вилучення неоднорідних членів двовимірні вибірки числових значень $W_{\Sigma}/l_{\max} \cdot l_{\max}$, утворені за ознакою $z_k = item$, та об'єднану вибірку піддано регресійному аналізу, в результаті якого віднайдено рівняння апроксимуючих функцій (3-7), які із найменшими середньоквадратичними відхиленнями описують емпіричні залежності $W_{\Sigma}/l_{\max} = f(l_{\max})$.

Створена інформаційна база для розв'язку другої поставленої задачі містить:

- паспортні числові значення показника W_{Σ} для серійних моделей ЦС, м³;
- перелік серійних моделей бурових установок та їх паспортні числові значення умовної глибини буріння $L_{ум}$, м.

ЦС бурових установок, експлуатованих в більшості індустріально розвинених країн світу, переважно комплектуються за специфікаціями замовника, виходячи із засади досягнення найкращої відповідності умовам спорудження чергової свердловини. Як правило, вони оснащуються вузлами і агрегатами різних виробників із різними технічними показниками. Крім того, бурові установки, виготовлювані американськими виробниками, не мають серед своїх паспортних показників умовної глибини буріння $L_{ум}$. За стандартом [5] фактична кінцева (проектна) глибина $l_{\max}$ споруджуваних буровою установкою свердловин може бути як меншою, так і більшою за умовну глибину буріння $L_{ум}$, але решта основних показників установки розраховується як функції $L_{ум}$. З огляду на вище викладене аналізу піддано циркуляційні системи серійних моделей російського (радянського) виробництва (таблиця 4) [6]. Аналогічно показнику $W_{\Sigma}/l_{\max}$, віднайденому вище для свердловин, для ЦС кожної моделі обчислено питомі показники $W_{\Sigma}/L_{ум}$. Утворена описаним чином двовимірна вибірка ($W_{\Sigma}/L_{ум} \cdot L_{ум}$) містить інформацію про ЦС 84 серійних моделей, виготовлюваних чотирма виробниками, в тому числі про 5 ЦС виробництва групи компаній «Нефтегазмаштехнологии», які не мають визначеного призначення і можуть комплектувати бурові установки довільних моделей на розсуд виробника або експлуатуючого підприємства. За результатами перевірки вибірки на однорідність з неї вилучено п'ять членів, виділених в таблиці 4 фоном.

Привертають до себе увагу та свідчать про актуальність розглядуваної проблеми наступні виявлені факти:

- статистичні оцінки математичного сподівання питомого показника $W_{\Sigma}/L_{ум}$ для установок одного і того ж самого класу і різних виробників відрізняється за величиною до $\pm 20\%$, тобто величини W_{Σ} призначаються виробниками, виходячи не з реальних технологічних потреб потенційного споживача, а скоріше з відомчих традицій;
- установки кушового буріння, для яких специфіка їх використання ставить найменш жорсткі

вимоги до їх мобільності, мають менші значення показників W_{Σ} , ніж стаціонарні установки того ж класу для спорудження одиничних свердловин, що не може бути пояснено об'єктивними причинами;

- виходячи з частоти передислокацій, складності геологічного розрізу та величини очікуваних пластових тисків що більшим є показник $L_{ум}$ для бурової установки, то більшим повинен бути її показник $W_{\Sigma}/L_{ум}$. Таке справедливе для установок усіх типів та моделей міркування не знаходить практичного підтвердження у вихідних даних, наведених в таблиці 4.

Вихідні дані з таблиці 4 згруповано у чотири двовимірні вибірки значень $W_{\Sigma}/L_{ум} \cdot L_{ум}$, з них три сформовано за ознакою приналежності до одного виробника (за винятком ЦС виробництва групи компаній «Нефтегазмаштехнологии» через їх недостатню чисельність), а четверта охоплює дані ЦС і бурових установок усіх виробників та моделей. Сукупність підготованих таким чином даних піддано математичній обробці за методикою, застосованою для розв'язку першої задачі. Результатом обробки є рівняння регресії (8-11), якими з найменшими середньоквадратичними відхиленнями описуються емпіричні залежності питомого сумарного паспортного об'єму $W_{\Sigma}/L_{ум}$ резервуарів ЦС від умовної глибини буріння $L_{ум}$ комплектуваних ними бурових установок (таблиця 5).

За рівняннями регресії (3-7) та (8-11) побудовано графіки відповідних функціональних залежностей $W_{\Sigma}/l_{\max} = f(l_{\max})$ та $W_{\Sigma}/L_{ум} = \phi(L_{ум})$ для пробурених свердловин та серійних циркуляційних систем (рисунки 1 і 2 відповідно).

Суміщення графіків функцій 5 (рисунок 1) та 4 (рисунок 2) в одній системі координат наглядно показує недостатність величин $W_{\Sigma}/L_{ум}$, що характеризують усі серійні моделі ЦС російського виробництва, для спорудження свердловин в умовах України без ускладнень, аварій та з високими техніко-економічними показниками.

Отримані результати проведеного дослідження дають підстави для формулювання наступних висновків:

- розробники та виробники комплектних бурових установок та їх циркуляційних систем не мають обґрунтованої методики визначення оптимального об'єму резервуарів відповідно до класу установок та умов їх використання. Вище викладений підхід може бути покладено в основу розроблення такої методики;
- найдоцільнішою практикою є встановлення об'єму W_{Σ} резервуарів ЦС замовником бурової установки з відомими умовами її застосування в контракті на її постачання (виготовлення);
- жодна з серійних моделей ЦС, нині виготовлюваних в Російській Федерації, не має достатнього об'єму W_{Σ} резервуарів для безпечного спорудження свердловин на нафту і газ в Україні і потребує додаткової комплектації.

Таблиця 4 – Вихідні дані та результати дослідження паспортних показників циркуляційних систем

Бурова установка		Циркуляційна система		
Модель	Умовна глибина $L_{ум}$ уріння, м	Модель	Показник W_{Σ} , м ³	Питомий показник $10^2 \cdot W_{\Sigma} / L_{ум}$, м ³ /м
1	2	3	4	5
1 ЦС комплектних стаціонарних бурових установок та наборів бурового обладнання Уралмашзаводу				
1 БУ 3200/200 ДГУ-1	3200	ЦС 3200 ДГУ-1	120	3,75
2 БУ 3200/200 ЭУ-1	3200	ЦС 3200 ЭУ-1	120	3,75
3 БУ 3200/200 ДЭР	3200	—	200	6,25
4 Уралмаш 3Д-76	3600	ЦС 3Д-76	180	5,0
5 Уралмаш 4000 Д-1	4000	ЦС Д-1	180	4,5
6 БУ 4000/250 ДГУ-Т	4000	ЦС 4000 ДГУ-Т	180	4,5
7 БУ 5000/320 ДГУ-1	5000	ЦС 5000 ДГУ-1	270	5,4
8 БУ 5000/320 ДЭР	5000	ЦС 5000 ДЭР	270	5,4
9 БУ 5000/320 БМЧ	5000	—	270	5,4
10 БУ 5000/450 ЭР	5000	ЦС 5000 ЭР	180	3,6
11 БУ 5000/450 ЭР-Т	5000	ЦС 5000 ЭР-Т	300	6,0
12 БУ 6500/400 ДЭР	6500	ЦС 6500 ДЭР	500	7,69
13 БУ 6500/400 ЭР	6500	ЦС 6500 ЭР	500	7,69
14 БУ 6500/450 ДГ	6500	ЦС 6500 ДГ	420	6,46
15 БУ 6500/500 БМЧ	6500	—	340	5,23
16 БУ 8000/500 ДЭР	8000	ЦС 8000 ДЭР	600	6,25
17 БУ 8000/500 ЭР	8000	ЦС 8000 ЭР	600	6,25
18 БУ 8000/600 ДЭР	8000	ЦС 8000 ДЭР	400	5
19 БУ 8000/600 БМЧ	8000	—	315	3,94
2 ЦС комплектних стаціонарних установок кушового буріння Уралмашзаводу				
1 БУ 2500/160 ЭСК-БМЧ	2500	—	133	5,32
2 БУ 3200/200 ЭУК-2М2	3200	ЦС 3200 ЭУК-2М2	120	3,75
3 БУ 3200/200 ЭУК-3МА	3200	ЦС 3200 ЭУК-3МА	200	6,25
4 БУ 3200/200 ЭК-БМЧ	3200	—	160	5,00
5 БУ 3900/225 ЭК-БМ	3900	ЦС 3900 ЭК-БМ	160	4,1
6 БУ 4500/270 ЭК-БМ	4500	ЦС 4500 ЭК-БМ	180	4
7 БУ 4500/270 ЭК-БМЧ	4500	—	180	4,00
8 БУ 5000/320 ЭУК-Я	5000	ЦС 5000 ЭУК-Я	320	6,4
9 БУ 5000/320 ЭК-БМЧ	5000	—	270	5,40
3 ЦС комплектних мобільних бурових установок Уралмашзаводу¹⁾				
1 БУ 1200/80 ДМ	1200	—	90	7,50
2 БУ 1600/100 ДМ	1600	ЦС 1600 ДМ	171	10,69
3 БУ 2000/125 ДМ	2000	—	171	8,55
4 БУ 2500/160 ДПБМ	2500	ЦС 2500 ДПБМ	120	4,8
5 БУ 2500/160 ДЭР-П	2500	ЦС 2500 ДЭР-П	120	4,8
6 БУ 2500/160 ЭР-П	2500	ЦС 2500 ЭР-П	120	4,8
7 БУ 2900/175 ДЭР-П	2900	ЦС 2900 ДЭР-П	90	3,1
8 БУ 2900/175 ЭР-П	2900	ЦС 2900 ЭР-П	90	3,1
9 БУ 3200/200 ДЭР-М	3200	ЦС 3200 ДЭР-М	120	4
4 ЦС комплектних стаціонарних бурових установок Волгоградського заводу бурової техніки				
1 БУ 1600/100 ДГУ	1600	ЦС 1600 ДГУ	90	5,63
2 БУ 1600/100 ЭУ	1600	ЦС 1600 ЭУ	90	5,63
3 БУ 2000/125 ДЭП	2000	ЦС 2000 ДЭП	45	2,25
4 БУ 2000/125 ЭП	2000	ЦС 2000 ЭП	45	2,25
5 БУ 2500/160 ДГУ-М	2500	ЦС 2500 ДГУ-М	90	3,6
6 БУ 2500/160 ДПМБ	2500	ЦС 2500 ДПМБ	120	4,8
7 БУ 2500/160 ДЭП-1	2500	ЦС 2500-ДЭП-1	90	3,6
8 БУ 2500/160 ЭП	2500	ЦС 2500 ЭП	90	3,6
9 БУ 2900/175 ДЭП-2	2900	ЦС 2900 ДЭП-2	140	4,83

Продовження таблиці 4

1	2	3	4	5
10 БУ 2900/175 ДЭП-3	2900	ЦС 2900 ДЭП-3	140	4,83
11 БУ 2900/175 ДЭП -5	2900	ЦС 2900 ДЭП -5	140	4,83
12 БУ 2900/175 ДЭП-9	2900	ЦС 2900 ДЭП-9	140	4,83
13 БУ 2900/175 ДЭП-12	2900	ЦС 2900 ДЭП-12	140	4,83
14 БУ 2900/175 ЭПБМ	2900	ЦС 2900 ЭПБМ	120	4,14
15 БУ 2900/175 ЭП	2900	ЦС 2900 ЭП	90	3,1
16 БУ 2900/200 ДЭП-БМ	2900	ЦС 2900 ДЭП-БМ	140	4,83
17 БУ 3900/225 ДЭП-БМ	3900	ЦС 3900 ДЭП-БМ	50	1,28
18 БУ 4000/250 ДЭП-БМ	4000	ЦС 4000 ДЭП-БМ	200	5
19 БУ 5000/320 ДЭП-БМ	5000	ЦС 5000 ДЭП-БМ	200	4
5 ЦС комплектних стаціонарних установок кушного буріння Волгоградського заводу бурової техніки				
1 БУ 2500/160 ЭПК	2500	ЦС 2500 ЭПК	90	3,6
2 БУ 2900/175 ЭПК	2900	ЦС 2900 ЭПК	120	4,14
3 БУ 2900/200 ЭПК-БМ	2900	ЦС 2900 ЭПК-БМ	140	4,83
4 БУ 3900/225 ЭПК-БМ	3900	ЦС 3900 ЭПК-БМ	160	4,1
6 ЦС комплектних мобільних бурових установок Волгоградського заводу бурової техніки				
1 БУ 2000/125 М-Д	2000	ЦС 2000 М-Д	90	4,5
2 БУ 2000/125 М-ДЭП	2000	ЦС 2000М-ДЭП	132	6,6
3 БУ 2000/125 ЭБМ	2000	ЦС 2000 ЭБМ	90	4,5
4 БУ 2000/125 М-ЭП	2000	ЦС 2000 М-ЭП	90	4,5
5 БУ 2000/140 М-ДЭП	2000	ЦС 2000 М-ДЭП	140	7
6 БУ 2500/160 М-ДЭП (на шасі)	2500	ЦС 2500 М-ДЭП	140	5,6
7 БУ 2500/160 М-ДЭП	2500	ЦС 2500 М-ДЭП	150	6
8 БУ 3200/200 М-ДЭП	3200	ЦС 3200 М-ДЭП	105	3,28
7 ЦС виробництва Хадиженського машинобудівного заводу				
1 БУ 1600/100 ЭУ	1600	ЦС 1600Э(01)	60	3,75
2 БУ 2500/160 ЭП1	2500	1ЦСМ 2500ДЭП	90	3,6
3 БУ 2500/160 ЭП	2500	1ЦСМ 2500ЭП	90	3,6
4 БУ 2500/160 ЭПК	2500	ЦС 2500ЭПК	120	4,8
5 БУ 3200/200 ДГУ-1Т	3000	ЦС 3000 ДГУ-1Т	120	4
6 БУ 3200/200 ЭУК-2М2	3200	ЦС 3200 ЭУК-2М-У1	120	3,75
7 БУ 3200/200 ДГУ-1М	3200	ЦС 3200-У1	120	3,75
8 БУ 3200/200 ЭУ-1М	3200	ЦС 3200-01-У1	120	3,75
9 БУ 5000/320 ЭР	5000	ЦС 5000 ЭР	180	3,6
10 БУ 6500/400 ЭР	6500	ЦС 6500 ЭР	240	3,69
11 БУ 8000/500 ЭР	8000	ЦС 8000 ЭР	380	4,75
8 ЦС виробництва групи компаній «Нефтегазмаштехнологии»				
1 —	2000	СЦ 09	40	2
2 —	2000	СЦ 15М	90	4,5
3 —	2000	СЦ 15	165	8,25
4 БУ 3000 ЭУК	3000	СЦ 11	40	1,3
5 —	4000	СЦ 06К3	190	4,75

Примітка: ¹⁾ - в тому числі установок, виготовлюваних компанією Upret S.A.

Таблиця 5 – Результати регресійного аналізу досліджуваних сукупностей вихідних та розрахункових даних, стосовних серійних циркуляційних систем

Виробник ЦС	Рівняння апроксимуючої функції $W_{\Sigma}/L_{ум} = \phi(L_{ум})$
- Уралмаш - Буровое оборудование	$W_{\Sigma}/L_{ум} = 0,004 + 3,417 \cdot 10^{-15} \cdot L_{ум}^3$ (8)
- Волгоградський завод бурової техніки	$W_{\Sigma}/L_{ум} = 0,002 + 3,671/L_{ум}$ (9)
- Хадиженський машинобудівний завод	$W_{\Sigma}/L_{ум} = 0,003 + 1,277 \cdot 10^{-15} \cdot L_{ум}^3$ (10)
- серійні ЦС усіх виробників і моделей	$W_{\Sigma}/L_{ум} = 0,004 + 2,983 \cdot 10^{-15} \cdot L_{ум}^3$ (11)

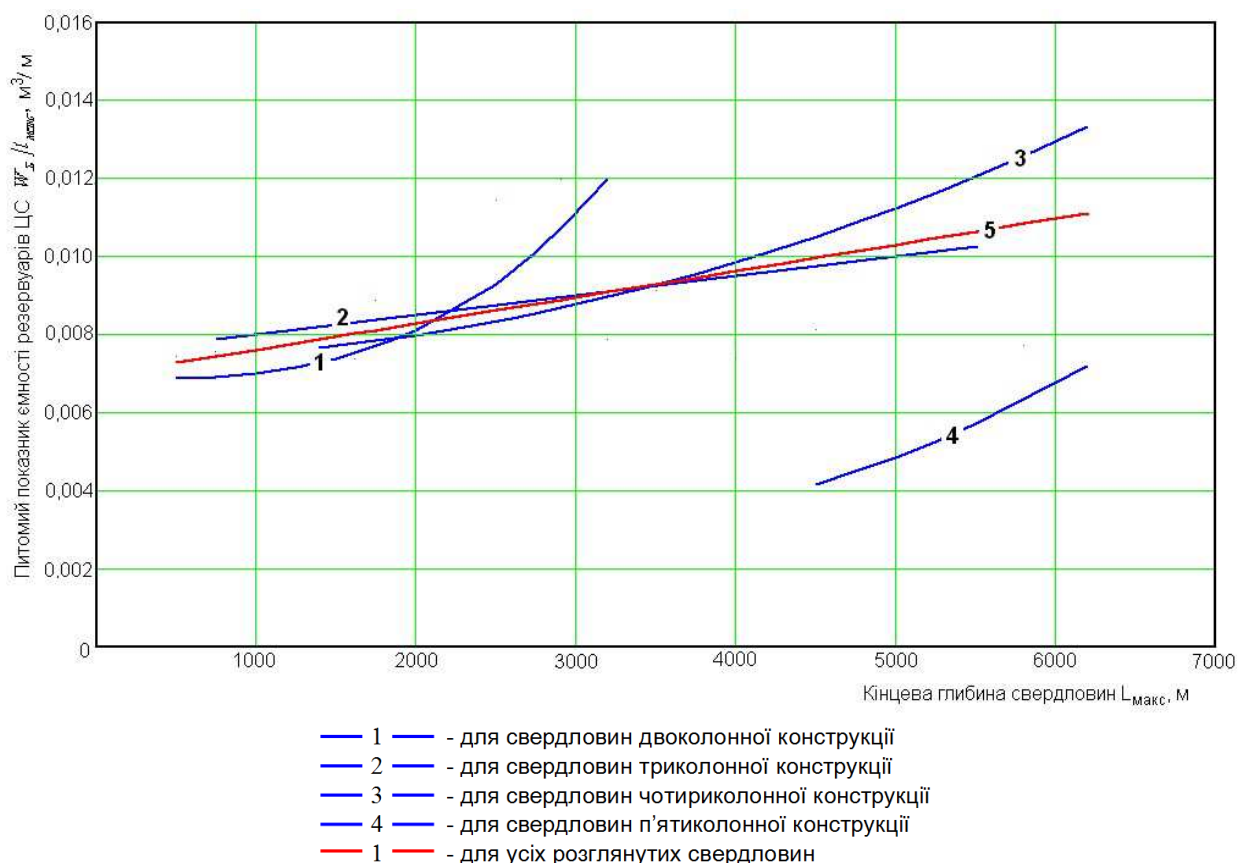


Рисунок 1 – Залежність необхідного питомого об'єму $W_{\Sigma}/l_{\max} = \phi(l_{\max})$ резервуарів ЦС від кінцевої глибини свердловин

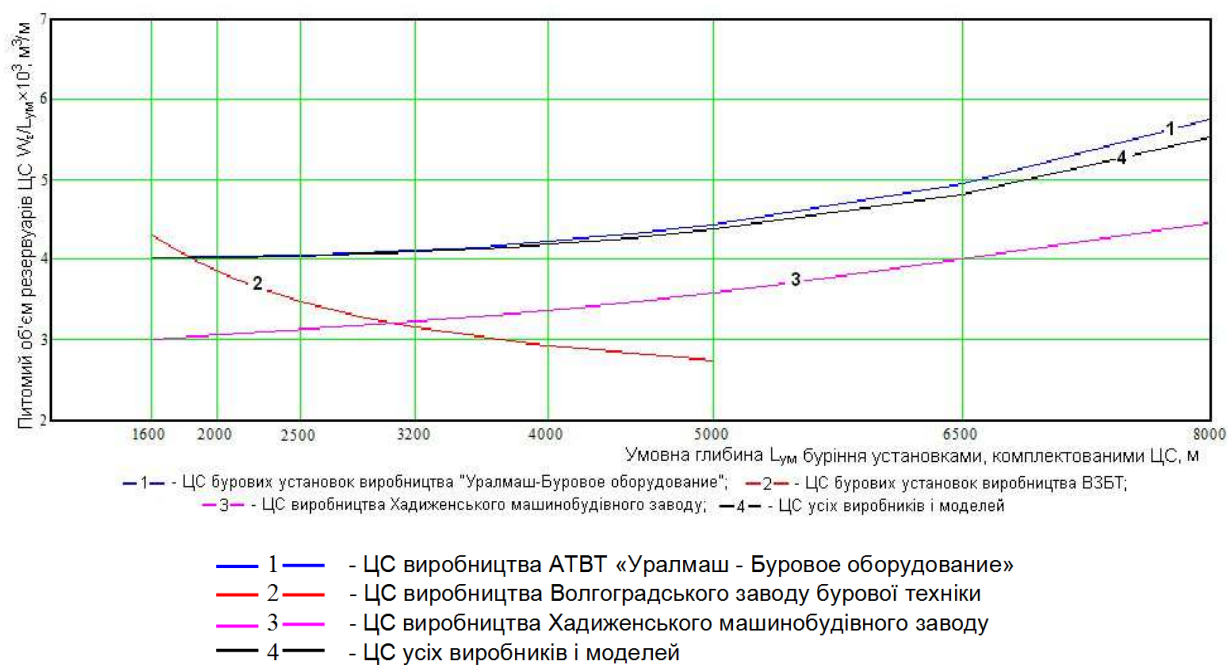


Рисунок 2 – Залежність питомого об'єму $W_{\Sigma}/L_{um} = \phi(L_{um})$ резервуарів ЦС від умовної глибини буріння L_{um} комплектованими установками

Література

- 1 ОСТ 26 02-2077-86 СПКП. Оборудование нефтепромысловое, буровое и геологоразведочное. Номенклатура показателей.
- 2 НПАОП 11.1- 1.20-03 Правила безпеки у нафтогазодобувній промисловості України.
- 3 ДБН А.2.2-3-2004 Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва.
- 4 НПАОП 11.2-1.18-82 Єдині технічні правила ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах.
- 5 ГОСТ 16293-89 Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры.
- 6 Веб-сторінки виробників бурових установок та циркуляційних систем:
БАТ «Уралмаш – Буровое оборудование» - <http://www.uralmash.ru/>;
Волгоградського заводу бурової техніки - <http://www.vzbt.ru/>;
Хадиженського машинобудівного заводу - <http://www.hmzavod.ru/>;
групи компаній «Нефтегазмаштехнологии» - <http://www.ngmt.ru/>.

Стаття надійшла до редакційної колегії
07.02.14

Рекомендована до друку
професором **Івасівим В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Бучинським М.Я.**
(ПрАТ «Пласт», Київська обл., м. Миронівка)

РЕЗУЛЬТАТИ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У НАФТОПРОВОДІ ЗА ЗМІНИ КІЛЬКОСТІ ПРАЦЮЮЧИХ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ

С.Я. Григорський, М.Д. Середюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727139,
e-mail: tzn g@n u n g . e d u . u a

Шляхом опрацювання даних промислових експериментів, проведених на вітчизняному магістральному нафтопроводі, встановлено закономірності зміни тиску за перехідних процесів, викликаних зміною кількості працюючих насосних агрегатів.

Виявлена фактична величина стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС. Її значення на 3-23 % менше за теоретично очікуване значення половини тиску, що створювали в момент відключення зупинені насоси.

Для нафтопроводу, на якому проводились експерименти, запропоновано аналітичні залежності для розрахунку коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску як функцію кількості зупинених насосних агрегатів, витрати нафти та числа Рейнольдса в нафтопроводі до початку перехідного процесу.

Шляхом опрацювання даних промислових експериментів запропоновано розрахункові формули, які дають можливість достовірно прогнозувати динаміку підвищення тиску нафти у довільній точці нафтопроводу на першому та завершальному етапах перехідного процесу, спричиненого зупинкою на НПС одного чи двох насосних агрегатів.

За результатами промислових експериментів встановлено динаміку зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході та виході НПС на різних етапах перехідного процесу за зупинки одного та двох насосних агрегатів. Встановлено, що швидкість зростання хвилі тиску на кожному етапі перехідного процесу можна достовірно описати експоненціальною функцією.

Ключові слова: неусталений гідродинамічний процес, хвиля підвищеного тиску, швидкість зростання амплітуди хвилі підвищеного тиску, коефіцієнт затухання хвилі тиску, стрибкоподібне підвищення тиску.

Путем обработки данных промышленных исследований, проведенных на отечественном магистральном нефтепроводе, установлены закономерности изменения давления при переходных процессах, вызванных изменением количества работающих насосных агрегатов.

Определена фактическая величина скачкообразного повышения давления на входе НПС. Ее значение на 3-23 % меньше теоретически ожидаемого значения половины давления, создаваемого остановленными насосами в момент их отключения.

Для нефтепровода, на котором проводились эксперименты, предложены аналитические зависимости для расчета коэффициента затухания волны повышенного давления как функцию количества остановленных насосных агрегатов, расхода нефти и числа Рейнольдса в нефтепроводе до начала переходного процесса.

Путем обработки данных промышленных исследований предложены расчетные формулы, позволяющие достоверно прогнозировать динамику повышения давления нефти в произвольной точке нефтепровода на первом и заключительном этапе переходного процесса, вызванного остановкой на НПС одного или двух насосных агрегатов.

По результатам промышленных экспериментов установлена динамика изменения во времени скорости повышения давления на входе и выходе НПС на разных этапах переходного процесса при остановке одного и двух насосных агрегатов. Установлено, что скорость роста волны давления на каждом этапе переходного процесса можно достоверно описать экспоненциальной функцией.

Ключевые слова: неустановившийся гидродинамический процесс, волна повышенного давления, скорость возрастания амплитуды волны повышенного давления, коэффициент затухания волны давления, скачкообразное повышение давления.

The regularities of the pressure change during the transient phenomenon caused by the change in the number of running pumping units were defined with the help of the processed industrial experiments data conducted on the domestic trunk pipeline.

The actual magnitude of an abrupt pressure rise at the OPS inlet was found out. Its value is 3-23% below the half theoretically expected pressure value made by the pumps at the moment of their shutdown.

Analytical dependences for calculating the increased-pressure wave attenuation coefficient as a function of a number of shutdown pumping units, oil consumption, and Reynolds' number in the pipeline to the transient phenomenon beginning were developed for the pipeline where the experiments had been conducted.

Based on the processed industrial experiments data, calculation formula that enable to predict faithfully the oil pressure rise dynamics in any pipeline point both on the first and final stages of the transient phenomenon caused by shutdown of one or two OPS pumping units were developed.

The dynamics of pressure rise rate change at the OPS inlet and outlet on different stages of the transient phenomenon when one or two pumping units are shut down was determined according to the industrial experiments results. It was also found out that the pressure wave rise rate on each stage of the transient phenomenon can be faithfully described by the exponential function.

Keywords: unstable hydrodynamic process, increased pressure wave, increased pressure wave rise rate, wave attenuation coefficient, abrupt pressure rise.

У процесі експлуатації магістральних нафтопроводів найбільш характерними прикладами перехідних процесів є гідродинамічні процеси, що виникають за зміни кількості працюючих насосних агрегатів, тобто у випадках зупинки або запуску окремих насосних агрегатів та нафтоперекачувальних станцій (НПС) загалом. Будь-яка зміна кількості або схеми працюючих на НПС насосів призводить до порушення усталеного режиму перекачування нафти, спричинює виникнення перехідного процесу, який характеризується швидкоплинними змінами тиску та продуктивності у кожному перерізі нафтопроводу.

Зазначені перехідні процеси нерідко призводять до порушення технологічних обмежень тиску у магістральному нафтопроводі, що може спричинити виникнення аварійних ситуацій. Ось чому прогнозування закономірностей гідродинамічних процесів, спричинених зміною кількості працюючих насосних агрегатів, має важливе теоретичне і практичне значення для забезпечення ефективної та надійної експлуатації магістральних нафтопроводів.

Теоретичним дослідженням закономірностей перехідних процесів у трубопроводах присвячені роботи М. В. Лур'є, А. В. Адоевського, П. А. Мороза, Л. В. Полянської, Е. В. В'язунова, С. І. Перевошикова та ін. [1-7].

У роботі [8] нами досліджено закономірності зміни у часі обертової частоти, тиску та подачі нафтових насосів серії НМ у процесі їх зупинки. Виявлено характер зміни у часі тиску транспортованої нафти на вході і виході НПС за зупинки на ній одного або кількох послідовно працюючих насосних агрегатів. За результатами промислових експериментів побудовано графічні залежності величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані до місця виникнення збурення. Оцінено інтенсивність затухання хвилі підвищеного тиску транспортованої нафти в нафтопроводі. За результатами експериментальних досліджень встановлено фактичну швидкість поширення хвилі підвищеного тиску нафти в трубопроводі. Її величина на 12 % перевищує значення, що розраховане за теоретичною формулою.

Встановлено, що залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску від відстані до місця виникнення збурення можна достовірно описати експоненціальною залежністю. Виявлено чинники, від яких залежить значення коефіцієнта затухання хвилі тиску в нафтопроводі.

Однак у роботі [8] закономірності перехідних процесів в нафтопроводі описуються здебільшого в графічному вигляді, не пропонуються математичні моделі, які давали би можливість достовірно прогнозувати зміну тиску у довіль-

ному перерізі нафтопроводу залежно від його геометричних характеристик, режимних параметрів експлуатації та фізичних властивостей транспортованої рідини.

Робота, що наведена нижче, базується на даних промислових експериментів, проведених на діючому вітчизняному нафтопроводі, є узагальненням і подальшим розвитком наведених у роботі [8] досліджень закономірностей перехідних процесів, спричинених змінами кількості працюючих насосних агрегатів.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є опрацювання даних промислових експериментів та встановлення закономірностей зміни тиску в магістральному нафтопроводі за перехідних процесів, викликаних зміною кількості працюючих насосних агрегатів.

У процесі досліджень вирішувались такі задачі:

- 1) виявлення величини стрибкоподібної зміни тиску на вході і виході НПС за зупинки та запуску насосних агрегатів;
- 2) встановлення залежності коефіцієнта затухання хвилі тиску від режимних параметрів роботи нафтопроводу і кількості зупинених насосів;
- 3) прогнозування величини стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС у випадку зупинки насосів на наступній НПС;
- 4) виявлення закономірностей зміни тиску у довільному перерізі нафтопроводу на заключному етапі перехідного процесу;
- 5) встановлення динаміки зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході та виході НПС на різних етапах перехідного процесу.

Об'єкт дослідження – вітчизняні магістральні нафтопроводи.

Предмет дослідження – перехідні гідродинамічні процеси, що виникають при зупинках і запусках насосних агрегатів.

Методи дослідження – математична обробка з використанням комп'ютерних технологій результатів промислових експериментів, виконаних на магістральному нафтопроводі.

Промислові експерименти гідродинаміки перехідних процесів виконано на вітчизняному нафтопроводі номінальним діаметром 700 мм і довжиною 400 км. На трасі нафтопроводу працюють чотири НПС, оснащені нафтовими насосами серії НМ. На трасі нафтопроводу передбачено 14 контрольних пунктів, оснащених сучасними засобами контролю режимних параметрів. Для вимірювання тиску транспортованої рідини використано давачі тиску типу Mikrotran F-R Fishers з класом точності 0,075-0,1.

Таблиця 1 – Порівняння дослідних і теоретично очікуваних значень стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС у разі зупинки насосів

№ режиму	Дата реалізації	Тиск, створений насосами, що зупиняються, бар	Підвищення тиску на вході НПС, бар		Значення емпіричного коефіцієнта k_p	Зміна схеми роботи насосів
			теоретичне значення	дослідне значення		
1	10.08.2012	18,8	9,4	8,9	0,948	Зупинка МА№2 НПС 4
2	08.07.2012	19,6	9,8	9,5	0,970	Зупинка МА№2 НПС 4
3	25.04.2012	19,6	9,8	9,4	0,959	Зупинка МА№1 НПС 4
4	23.04.2012	17,2	8,6	8,3	0,965	Зупинка МА№3 НПС 4
5	25.02.2012	24,0	12,0	10,2	0,849	Зупинка МА№1 НПС 3
6	21.08.2013	19,8	9,9	8,5	0,861	Зупинка МА№1 НПС 3
7	26.07.2013	20,0	10,0	8,4	0,843	Зупинка МА№1 НПС 2
		16,3	8,1	6,6	0,807	Зупинка МА№1 НПС 4
8	11.07.2013	19,8	9,9	8,4	0,851	Зупинка МА№1 НПС 2
		16,3	8,1	6,6	0,807	Зупинка МА№1 НПС 4
9	08.07.2013	20,0	10,0	8,0	0,804	Зупинка МА№1 НПС 2
		16,3	8,1	6,6	0,807	Зупинка МА№1 НПС 4
10	27.04.2013	19,4	9,7	8,7	0,899	Зупинка МА№2 НПС 3
11	06.04.2013	19,8	9,9	8,4	0,851	Зупинка МА№1 НПС 2
		16,9	8,4	8,1	0,965	Зупинка МА№2 НПС 4
12	04.04.2013	21,4	10,7	10,4	0,972	Зупинка МА№3 НПС 3
		17,7	8,8	8,5	0,967	Зупинка МА№1 НПС 4
13	16.03.2013	20,8	10,4	9,1	0,877	Зупинка МА№1 НПС 2
		17,1	8,5	8,4	0,989	Зупинка МА№2 НПС 4
14	09.02.2013	17,5	8,7	8,5	0,978	Зупинка МА№1 НПС 4
15	08.02.2013	23,2	11,6	11,5	0,992	Зупинка МА№4 НПС 3
		17,3	8,6	8,5	0,989	Зупинка МА№1 НПС 4
16	11.09.2013	20,0	10,0	8,7	0,873	Зупинка МА№1 НПС 2
		19,6	9,8	7,7	0,780	Зупинка МА№2 НПС 3
		16,3	8,1	6,6	0,807	Зупинка МА№1 НПС 4
17	25.02.2012	40,8	20,4	18,2	0,894	Зупинка МА№1,3 НПС2
18	18.01.2012	44,0	22,0	17,7	0,805	Зупинка МА№1,3 НПС3
19	18.07.2013	37,9	18,9	15,7	0,829	Зупинка МА№2,3 НПС 3
20	31.08.2013	38,8	19,4	15,4	0,793	Зупинка МА№2,3 НПС 3
21	13.03.2013	41,0	20,5	17,7	0,861	Зупинка МА№1,3 НПС 2
		39,4	19,7	18,4	0,935	Зупинка МА№1,3 НПС 3
		33,9	17,0	16,4	0,965	Зупинка МА№1,2 НПС 4
22	23.02.2013	41,2	20,6	17,7	0,857	Зупинка МА№1,3 НПС 2
		37,1	18,5	15,9	0,857	Зупинка МА№2,3 НПС 3
		35,1	17,6	17,1	0,972	Зупинка МА№1,2 НПС 4
23	03.04.2013	40,6	20,3	17,7	0,870	Зупинка МА№1,3 НПС 2
		18,6	9,3	8,4	0,905	Зупинка МА№2 НПС 3
		34,3	17,2	16,8	0,977	Зупинка МА№1,2 НПС 4

Як зазначалось у роботах [1-8], при зупинці одного чи кількох послідовно працюючих насосів на вході НПС спостерігається стрибкоподібне підвищення тиску, а на виході НПС – стрибкоподібне зниження тиску нафти. При запуску насосного агрегату, навпаки, має місце стрибкоподібне підвищення тиску на виході НПС і відповідне зменшення тиску на її вході. Максимально можливе значення зміни тиску на вході і виході НПС дорівнює половині величи-

ни тиску, який створювали відключені насоси у момент зупинки [8]. Виконання зазначеної умови на практиці перевірялось шляхом вимірювання та математичної обробки параметрів перехідних процесів під час експлуатації магістрального нафтопроводу протягом 2012-2013 рр. Фрагмент одержаних результатів щодо дослідних і теоретично очікуваних значень стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС у разі зупинки насосів наведено у таблиці 1.

Аналіз даних таблиці 1 засвідчує, що фактична величина стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС на 3-23 % менша за теоретично очікуване значення, а саме половину тиску, що створювали в момент відключення зупинені насоси. З урахуванням даних таблиці 1 можна записати такий вираз для величини стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС у разі зупинки насосів:

$$\Delta P_{\text{ex}} = 0,5k_p P_0, \quad (1)$$

де k_p — емпіричний коефіцієнт зменшення стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС при зупинці насосів, зумовлений наявністю гідравлічних опорів вхідних комунікацій станцій;

P_0 — тиск, що створювали в момент відключення зупинені насоси.

Конкретне значення коефіцієнта k_p залежить від десятків чинників, а саме від особливостей трубопроводної об'язки НПС, технічних характеристик зворотних клапанів, типу і кількості насосів, що зупиняються, режимних параметрів перекачування нафти тощо. Відповідно до даних таблиці 1 для умов експлуатації нафтопроводу за 2012-2013 рр. дослідні значення цього коефіцієнта знаходились у діапазоні 0,77-0,97.

Для прогнозованих розрахунків параметрів перехідних процесів в нафтопроводі, на якому виконувались промислові експерименти, доцільно приймати максимальне значення коефіцієнта $k_p = 0,97$.

Таким чином, за результатами промислових експериментів на діючому нафтопроводі нами встановлена величина стрибкоподібного підвищення тиску транспортованої нафти на вході НПС.

Наступним етапом досліджень було виявлення закономірностей поширення хвиль підвищеного тиску в лінійній частині нафтопроводу після зупинки одного чи кількох насосних агрегатів.

Відповідно до результатів теоретичних досліджень [1-3], імпульс підвищеного тиску, що утворився на вході НПС, де відбулась зупинка насосного агрегату, зі швидкістю звуку у рідині у вигляді хвилі підвищеного тиску поширюється до попередньої НПС (за рухом потоку нафти) і далі до початку експлуатаційної ділянки нафтопроводу.

Як зазначалось у роботі [8], залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску у довільному перерізі нафтопроводу від відстані до місця відключення насоса можна описати експоненціальною функцією:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{ex}} \exp(-K_3 x), \quad (2)$$

де ΔP_{ex} — значення стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС, де відбулась зупинка насосних агрегатів;

K_3 — коефіцієнт затухання хвилі тиску;

x — відстань по трасі нафтопроводу від довільного перерізу трубопроводу до місця виникнення збурення тиску.

Нами проаналізовано та опрацьовано результати промислових експериментів для кількох десятків режимів експлуатації нафтопроводу, пов'язаних із зупинкою і запуском насосних агрегатів на проміжних НПС. Шляхом математичного моделювання з використанням комп'ютерних технологій одержані експоненціальні моделі залежності величини стрибкоподібного підвищення тиску за перехідного процесу від відстані до місця виникнення збурення — зупинки або запуску одного чи двох насосних агрегатів. Таблиця 2 містить фрагмент даних щодо фактичної величини початкового підвищення тиску на вході НПС і дослідних значень коефіцієнта затухання хвилі підвищення тиску.

Для практики експлуатації магістрального нафтопроводу важливим є адекватне прогнозування величини стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС у випадку зупинки насосів на наступній НПС.

Із таблиці 2 бачимо, що за результатами промислових експериментів у випадку зупинки одного насосного агрегату амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС для всіх режимів експлуатації не перевищувала 3,6 бар. У випадку зупинки двох послідовно працюючих насосних агрегатів амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС для розглянутих режимів експлуатації не перевищувала 5,4 бар.

Експерименти засвідчили, що якщо хвиля підвищеного тиску проходила два перегони між НПС, то амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС становила максимально 1,5 бар для випадку зупинки одного насоса і 2,5 бар у разі одночасної зупинки двох послідовно працюючих насосів.

За результатами експериментальних досліджень для конкретної нафтопроводної системи, на якій проводили промислові експерименти, розроблені регресійні моделі для коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску.

За відомої швидкості поширення хвилі $c = 1110$ м/с і внутрішнього діаметра трубопроводу $D = 0,702$ м коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску в нафтопроводі представляли степеневою функцією годинної витрати нафти до зупинки Q_{zod} і числа Рейнольдса Re

$$K_3 = aQ_{\text{zod}}^b Re^c, \quad (3)$$

де a, b, c — коефіцієнти моделі, які залежить від режиму роботи нафтопроводу до зупинки та кількості відключених насосів.

Коефіцієнти регресії визначались методом найменших квадратів. У результаті одержано такі регресійні моделі:

- у разі зупинки на НПС одного насосного агрегату:

$$K_3 = 2,84 \cdot 10^{-4} \frac{Q_{\text{zod}}^{0,728}}{Re^{0,153}}, \quad (4)$$

- у разі зупинки на НПС двох послідовно працюючих насосних агрегатів:

$$K_3 = 1,20 \cdot 10^{-4} \frac{Q_{\text{zod}}^{0,866}}{Re^{0,184}}. \quad (5)$$

Таблиця 2 – Дослідні значення коефіцієнта затухання хвилі підвищення тиску при зупинках насосних агрегатів

№ режиму	Дата реалізації	Дослідне значення підвищення тиску на вході НПС, бар	Дослідне значення коефіцієнта затухання хвилі тиску, км ⁻¹	Величина підвищення тиску на виході попередньої НПС, бар		Зміна схеми роботи насосів
				дослідне	розраховане за моделлю	
1	10.08.2012	8,9	0,0136	2,3	2,4	Зупинка МА№2 НПС 4
2	08.07.2012	9,5	0,0126	2,8	2,8	Зупинка МА№2 НПС 4
3	25.04.2012	9,4	0,0125	2,6	2,8	Зупинка МА№1 НПС 4
4	23.04.2012	8,3	0,0141	2,1	2,1	Зупинка МА№3 НПС 4
5	25.02.2012	10,2	0,0145	2,6	2,5	Зупинка МА№1 НПС 3
6	21.08.2013	8,5	0,0148	2,0	2,0	Зупинка МА№1 НПС 3
7	26.07.2013	8,4	0,0153	1,8	1,7	Зупинка МА№1 НПС 2
8	11.07.2013	8,4	0,0156	1,8	1,7	Зупинка МА№1 НПС 2
9	08.07.2013	8,0	0,0156	1,8	1,6	Зупинка МА№1 НПС 2
10	27.04.2013	8,7	0,0140	2,1	2,3	Зупинка МА№2 НПС 3
11	06.04.2013	8,4	0,0156	1,6	1,7	Зупинка МА№1 НПС 2
12	04.04.2013	10,4	0,0132	2,7	2,9	Зупинка МА№3 НПС 3
		8,5		2,1	2,4	Зупинка МА№1 НПС 4
13	16.03.2013	9,1	0,0155	1,5	1,8	Зупинка МА№1 НПС 2
		8,4		1,8	1,9	Зупинка МА№2 НПС 4
14	09.02.2013	8,5	0,0132	2,4	2,4	Зупинка МА№1 НПС 4
15	08.02.2013	11,5	0,0133	3,3	3,2	Зупинка МА№4 НПС 3
16	11.09.2013	6,6	0,0142	1,5	1,7	Зупинка МА№1 НПС 4
17	25.02.2012	18,2	0,0138	4,3	4,4	Зупинка МА№1,3 НПС 2
18	18.01.2012	17,7	0,0124	5,4	5,4	Зупинка МА№1,3 НПС 3
19	18.07.2013	15,7	0,0118	4,7	4,7	Зупинка МА№2,3 НПС 3
20	31.08.2013	15,4	0,0123	4,6	4,7	Зупинка МА№2,3 НПС 3
21	13.03.2013	17,7	0,0142	4,1	4,1	Зупинка МА№1,3 НПС 2
		18,4		4,5	4,7	Зупинка МА№1,3 НПС 3
		16,4		4,1	4,2	Зупинка МА№1,2 НПС 4
22	23.02.2013	17,7	0,0142	4,1	4,1	Зупинка МА№1,3 НПС 2
		15,9		4,1	4,1	Зупинка МА№2,3 НПС 3
		17,1		4,3	4,3	Зупинка МА№1,2 НПС 4
23	03.04.2013	17,7	0,0142	3,7	4,1	Зупинка МА№1,3 НПС 2
		16,8		4,3	4,3	Зупинка МА№1,2 НПС 4

Таблиця 3 містить результати порівняння значень коефіцієнта затухання хвилі тиску, розрахованих за регресійними моделями, з даними промислових експериментів.

З таблиці 3 видно, що результати розрахунку коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску в нафтопроводі за регресійними моделями добре корелюються з результатами опрацювання промислових експериментів. Максимальне відхилення результатів становить $\pm 6\%$. Ці залежності можна застосовувати для розрахунку стрибкоподібних змін тиску при перехідних процесах, спричинених зупинкою чи запуском насосних агрегатів на НПС нафтопроводу, що досліджувався.

У будь-якому перерізі нафтопроводу, який розміщений до місця зупинки насосів, перехідний процес не завершується практично миттє-

вим підвищенням тиску. Після стрибкоподібного підвищення тиску, що триває секунди, протягом 20-30 хв відбувається значно повільніше зростання тиску нафти до значення $P_{уиз}$, що має місце за нового усталеного режиму експлуатації нафтопроводу. Цьому режиму відповідає нова схема роботи насосів на НПС та нове значення робочої витрати транспортованої нафти.

Режимні параметри роботи нафтопроводу після завершення перехідного процесу залежать від схем роботи насосів на НПС до і після зупинки, від схеми роботи лінійної частини, від технологічних обмежень щодо тиску, від сезонних умов перекачування тощо. Для конкретної зупинки насоса на певній НПС зазначені параметри можуть бути знайдені шляхом аналізу дослідних даних вимірювання тиску і витрати нафти. Для прогнозування режимних па-

Таблиця 3 – Порівняння значень коефіцієнта затухання хвилі тиску, розрахованих за регресійними моделями, з даними промислових експериментів

№ досліджу	Дата реалізації	Годинна витрата нафти, м ³ /год	Число Рейнольдса	Дослідне значення, км ⁻¹	Значення, розраховане за регресійною моделлю, км ⁻¹	Відносна похибка, %
Зупинка одного насосного агрегату						
1	10.08.12	2132	66338	0,01360	0,01381	1,5
2	08.07.12	1800	56708	0,01260	0,01250	-0,8
3	25.04.12	1689	39054	0,01250	0,01264	1,1
4	23.04.12	2096	46957	0,01410	0,01438	2,0
5	25.02.12	2042	38123	0,01450	0,01456	0,4
6	24.08.13	2437	73470	0,01480	0,01498	1,2
7	18.09.13	2430	68544	0,01460	0,01511	3,5
8	26.04.13	2370	51119	0,01477	0,01552	5,1
9	15.02.13	1634	27129	0,01335	0,01304	-2,3
10	09.08.13	2472	77540	0,01490	0,01502	0,8
11	26.08.13	2145	64397	0,01407	0,01393	-1,0
12	23.08.13	2435	72843	0,01470	0,01499	2,0
13	20.06.13	2448	75104	0,01470	0,01498	1,9
14	07.06.13	2454	71876	0,01490	0,01511	1,4
15	26.07.13	2455	77977	0,01530	0,01493	-2,4
16	11.07.13	2459	81279	0,01560	0,01485	-4,8
17	08.07.13	2459	82744	0,01563	0,01481	-5,2
18	27.04.13	2073	45571	0,01400	0,01433	2,3
19	06.04.13	2327	39295	0,01560	0,01594	2,2
20	04.04.13	1598	26743	0,01318	0,01286	-2,4
21	16.03.13	2310	39035	0,01550	0,01587	2,4
22	09.02.13	1654	36392	0,01320	0,01258	-4,7
23	08.02.13	1651	28550	0,01328	0,01304	-1,8
24	11.09.13	2460	71926	0,01420	0,01514	6,6
25	29.08.13	1710	50056	0,01300	0,01228	-5,6
26	19.08.13	2125	63382	0,01330	0,01387	4,3
27	13.09.13	1255	34232	0,00990	0,01039	4,9
28	23.05.13	1170	30765	0,00950	0,01003	5,6
29	18.06.13	2150	63976	0,01480	0,01397	-5,6
30	11.07.13	2175	71892	0,01450	0,01384	-4,6
31	18.03.13	1969	33463	0,01470	0,01447	-1,6
32	09.03.13	1982	32249	0,01530	0,01462	-4,5
Зупинка двох насосних агрегатів						
33	25.02.12	2330	43499	0,01380	0,01396	1,2
34	18.01.12	2083	45063	0,01240	0,01259	1,5
35	18.07.13	2161	71996	0,01180	0,01192	1,1
36	31.08.13	2110	61302	0,01230	0,01203	-2,2
37	13.03.13	2300	38931	0,01420	0,01409	-0,8
38	23.02.13	2329	38925	0,01420	0,01424	0,3
39	03.04.13	2289	38563	0,01420	0,01406	-1,0

раметрів експлуатації нафтопроводу за довільної схеми роботи насосів до і після зупинки необхідно використовувати програмне забезпечення для визначення пропускної здатності і режимних параметрів роботи нафтопроводу.

Шляхом опрацювання даних промислових експериментів нами одержана така закономірність підвищення тиску від часу (с) у довільному перерізі нафтопроводу на заключному етапі перехідного процесу, спричиненому зупинкою насоса (див. таблицю 4):

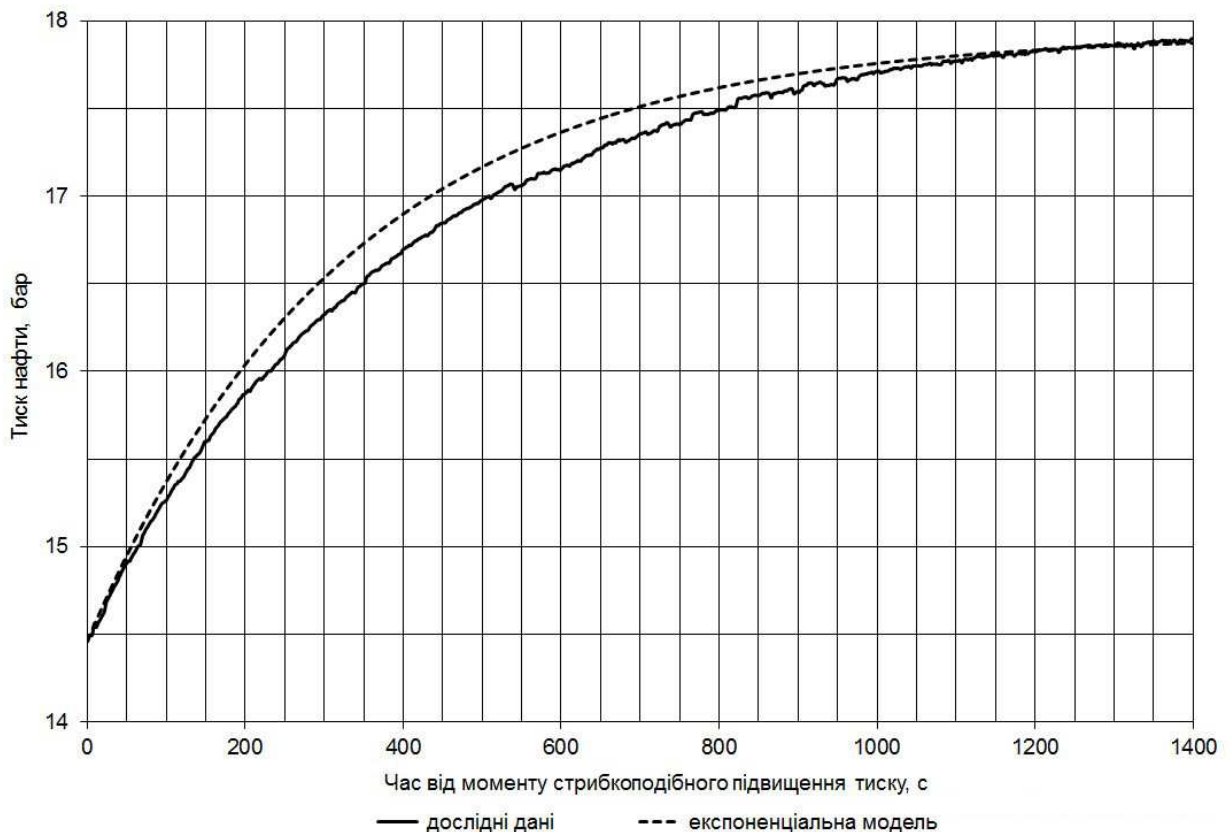


Рисунок 1 – Динаміка зміни тиску у часі на заключному етапі перехідного процесу, спричиненого зупинкою насоса на НПС 4 (вхід НПС 4)

$P(x, t) = P_{nc} + (P_{ynz} - P_{nc})[1 - \exp(-\mu t)]$, (6)
де P_{nc} - тиск рідини у довільному перерізі нафтопроводу після стрибкоподібного підвищення, визначеного за формулою (2):

$$P_{nc} = P_y + \Delta P, \quad (7)$$

P_{ynz} - тиск нафти у довільному перерізі нафтопроводу за нового усталеного режиму експлуатації;

μ - коефіцієнт математичної моделі, s^{-1}

$$\mu = -\frac{1}{1200} \ln \left(1 - \frac{0,995 P_{ynz} - P_{nc}}{P_{ynz} - P_{nc}} \right). \quad (8)$$

На рисунках 1-3 зображено фактична та розрахована за формулами (6)–(8) динаміка зміни тиску на заключному етапі перехідного процесу, спричиненого зупинкою насоса на НПС 4, (дослід 22, таблиця 3) для таких точок нафтопроводу: на вході НПС 4 (рисунок 1), на відстані 9 км від НПС 4 (рисунок 2), на відстані 25 км від НПС 4 (рисунок 3).

Аналіз графіків, зображених на рисунках 1-3 засвідчує, що формули (6)–(9) дають можливість достовірно прогнозувати динаміку підвищення тиску нафти на заключному етапі перехідного процесу, спричиненого зупинкою на НПС одного чи кількох насосних агрегатів.

Як зазначалось у роботах [5, 8], перший стрибкоподібний і другий заключний, більш повільний, етапи зміни тиску у будь-якому пе-

рерізі трубопроводу за перехідного процесу суттєво відрізняються за швидкістю зміни тиску нафти.

За результатами промислових експериментів визначено динаміку зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС при зупинці одного і двох насосних агрегатів. На рисунку 4 зображено динаміку зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС при зупинці одного насоса на першому етапі перехідного процесу – під час стрибкоподібного зростання тиску.

Із рисунка 4 бачимо, що максимальне значення швидкості зміни тиску 3,4 бар/с відповідає початку перехідного процесу. Протягом 10 с швидкість підвищення тиску на вході НПС зменшується за експоненціальним законом від значення 3,4 до 0,1 бар/с. Закономірність зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС (бар/с) від часу від початку перехідного процесу (с) може бути достовірно описана такою залежністю:

$$y = 3,4 \exp(-0,407t). \quad (9)$$

На рисунку 5 зображена динаміка зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС при зупинці одного насоса на заключному етапі перехідного процесу – під час повільного зростання тиску.

Із рисунка 5 можна зробити висновок, що максимальне значення швидкості зміни тиску 0,018 бар/с відповідає початку заключного етапу

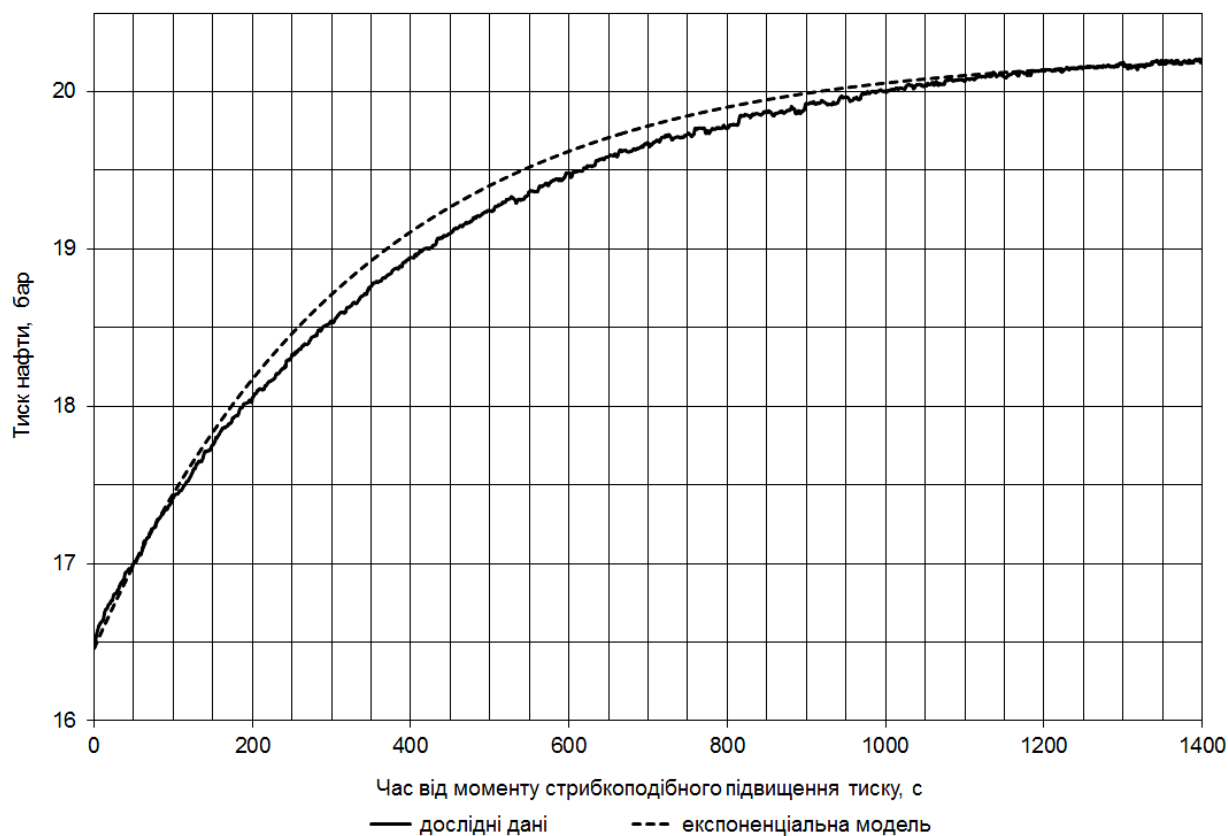


Рисунок 2 – Динаміка зміни тиску у часі на заключному етапі перехідного процесу, спричиненого зупинкою насоса на НПС 4 (на відстані 9 км від НПС 4)

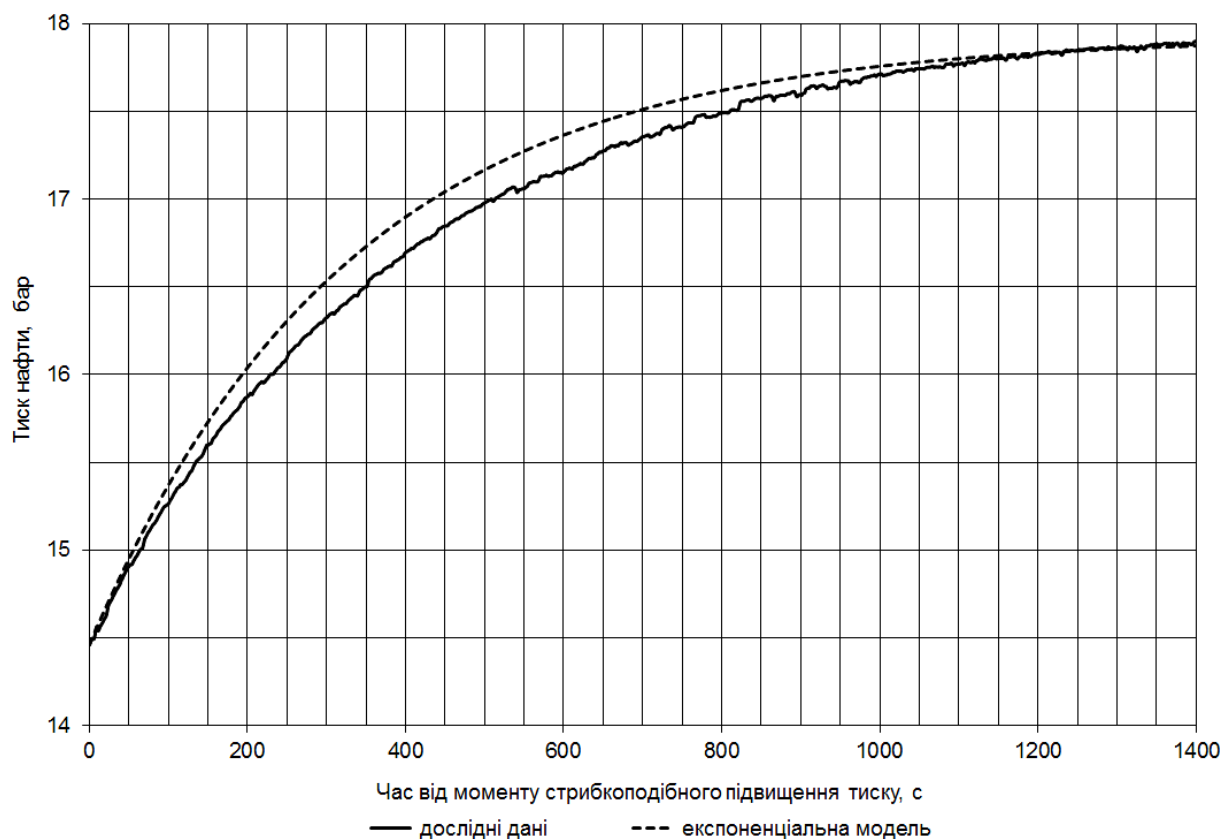


Рисунок 3 – Динаміка зміни тиску у часі на заключному етапі перехідного процесу, спричиненого зупинкою насоса на НПС 4 (на відстані 25 км від НПС 4)

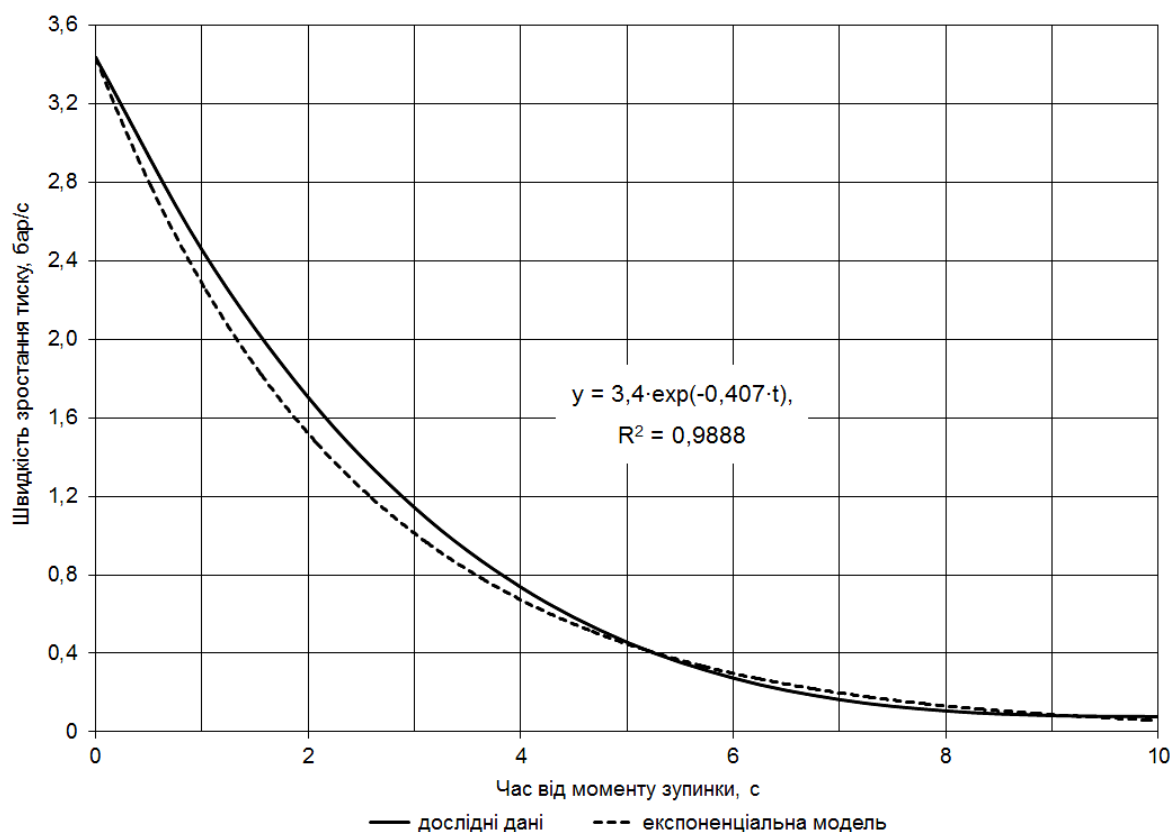


Рисунок 4 – Динаміка зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС 4 після зупинки МАН №1 під час стрибкоподібного підвищення тиску (перший етап перехідного процесу)

Таблиця 4 – Характерні значення тиску для перехідного процесу, спричиненого зупинкою одного насосного агрегату на вході НПС, де зупинили насосний агрегат та на виході попередньої НПС

№ ре- жи- му	Дата реалізації	Значення параметрів на НПС, де відбулась зупинка, бар				Значення параметрів на попередній НПС, бар				Зміна схеми роботи насосів
		тиск на вході НПС до зупинки	вели- чина стрибко- подіб- ного - підви- щення тиску	тиск на вході НПС після підви- щення тиску	тиск на вході НПС для нового устале- ного режиму	тиск на вході НПС до зупинки	вели- чина стрибко- подіб- ного - підви- щення тиску	тиск на вході НПС після підви- щення тиску	тиск на вході НПС для нового устале- ного режиму	
1	25.04.2012	3,5	9,4	12,9	17,6	11,1	2,6	13,7	19,2	Зупинка МАН №1 НПС 4
2	15.02.2013	5,0	8,3	13,3	18,0	27,1	2,3	29,4	36,5	Зупинка МАН №1 НПС 4
3	04.04.2013	5,9	10,4	16,3	21,7	30,2	2,7	32,9	37,2	Зупинка МАН №3 НПС 3
4	09.02.2013	5,2	8,5	13,7	18,0	28,2	2,4	30,6	37,0	Зупинка МАН №1 НПС 4
5	08.02.2013	4,9	11,5	16,4	22,1	27,5	3,3	30,8	35,2	Зупинка МАН №4 НПС 3

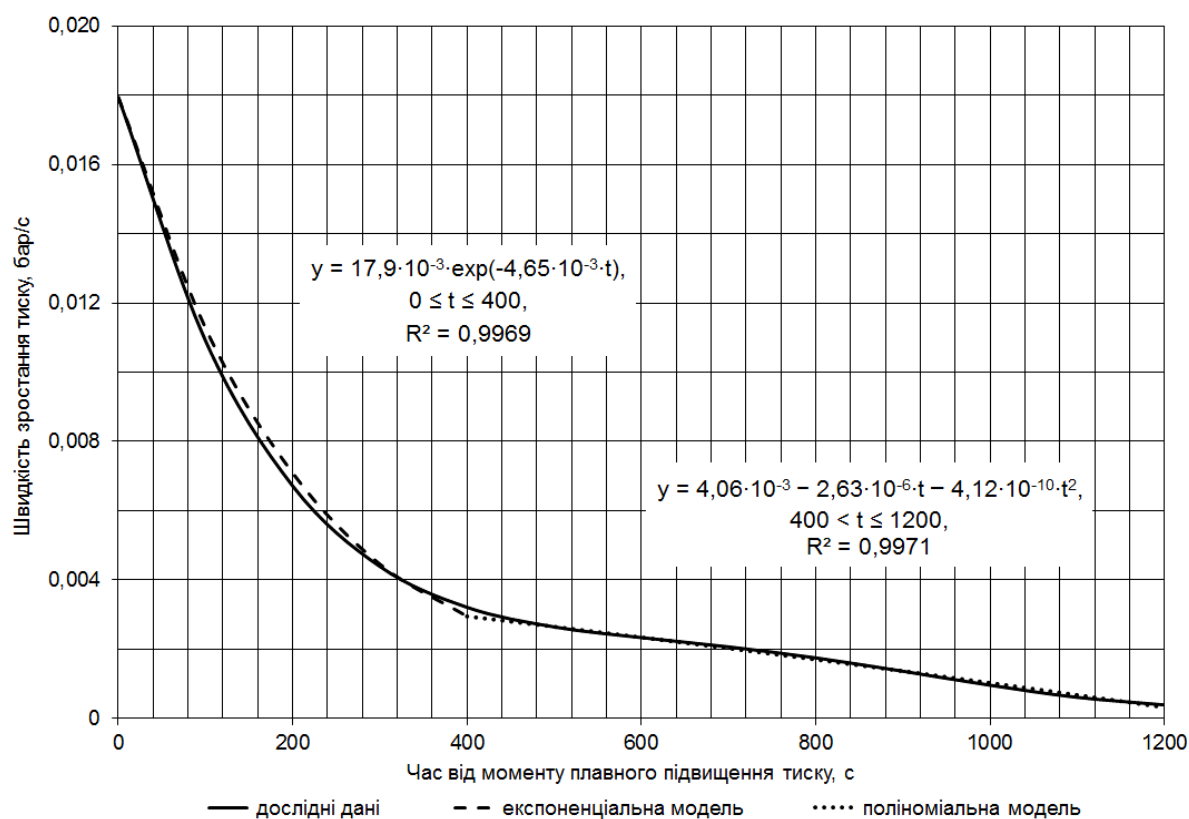


Рисунок 5 – Динаміка зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС 4 після зупинки МА№1 під час повільного підвищення тиску (заключний етап перехідного процесу)

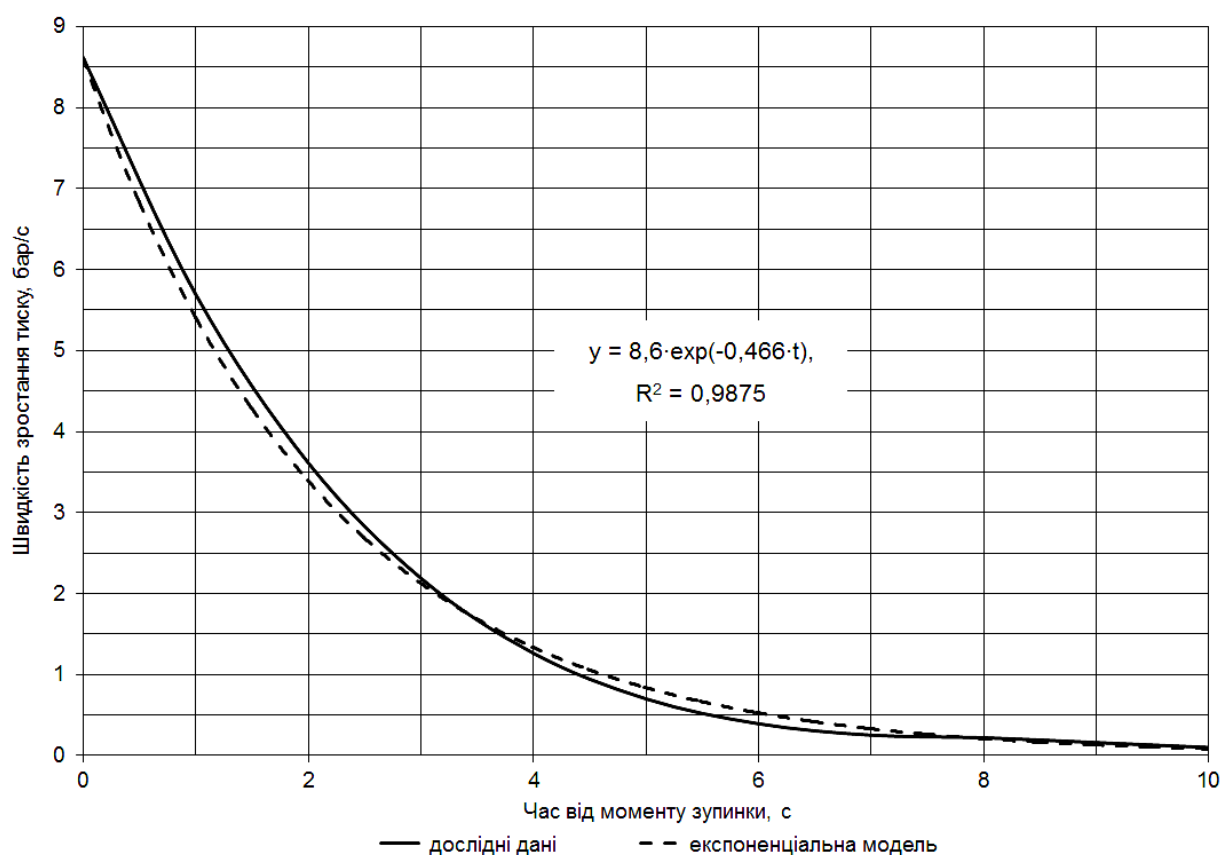


Рисунок 6 – Динаміка зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС 2 після зупинки МА№1,3 під час стрибкоподібного підвищення тиску (перший етап перехідного процесу)

перехідного процесу. Протягом 20 хв швидкість підвищення тиску на вході НПС зменшується від значення 0,018 бар/с практично до нуля, що відповідає стабілізації тиску і встановленню нового усталеного режиму роботи нафтопроводу. Закономірність зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС (бар/с) від часу від початку другого етапу перехідного процесу (с) може бути достовірно описана такими залежностями:

- у діапазоні часу від 0 до 600 с:

$$y = 17,9 \cdot 10^{-3} \exp(-4,65 \cdot 10^{-3} t); \quad (10)$$

- у діапазоні часу від 600 до 1200 с:

$$y = 4,06 \cdot 10^{-3} - 2,63 \cdot 10^{-6} t - 4,12 \cdot 10^{-10} t^2. \quad (11)$$

Максимальне значення швидкості підвищення тиску під час першого етапу перехідного процесу майже у 200 разів перевищує аналогічне значення для заключного етапу перехідного процесу.

Очевидно, що швидкість зміни тиску на вході НПС буде залежати від кількості одночасно зупинених чи запущених в експлуатацію насосів. Рисунок 6 ілюструє одержану за результатами промислового експерименту динаміку зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС за зупинки двох послідовно працюючих насосів на першому етапі перехідного процесу – під час стрибкоподібного зростання тиску.

Із рисунка 6 видно, що максимальне значення швидкості зміни тиску 8,6 бар/с відповідає початку перехідного процесу. Протягом 10 с швидкість підвищення тиску на вході НПС зменшується за експоненціальним законом від значення 8,6 до 0,1 бар/с. Закономірність зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС (бар/с) в часі від початку перехідного процесу (с) може бути достовірно описана експоненціальною залежністю:

$$y = 8,6 \exp(-0,466t). \quad (12)$$

Як свідчать експерименти, за одночасної зупинки на НПС двох послідовно працюючих насосів максимальне значення швидкості підвищення тиску під час першого етапу перехідного процесу в 430 разів перевищує аналогічне значення для заключного етапу.

Опрацювання результатів експериментальних досліджень перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, на діючому магістральному нафтопроводі, дали змогу зробити такі висновки:

1. При відключенні насоса (НПС) спостерігається швидке підвищення тиску на її вході і відповідне зменшення тиску на її виході. Фактична величина стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС на 3-23 % менша за теоретично очікуване значення, а саме половину тиску, що створювали в момент відключення зупинені насоси.

2. Для нафтопроводу, на якому проведені експерименти, за відомих значень діаметра і швидкості звуку, коефіцієнт затухання хвилі тиску можна представити степеневою функцією витрати нафти і характеристики режиму пе-

рекачування – числа Рейнольдса. Коефіцієнти регресійних моделей, значення яких залежать від кількості зупинених насосів, визначені за даними промислових експериментів методом найменших квадратів.

3. Результати розрахунку коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску в нафтопроводі за регресійними моделями добре корелюються з результатами опрацювання промислових експериментів. Максимальне відхилення результатів становить $\pm 6\%$. Ці залежності можна застосовувати для розрахунку стрибкоподібних змін тиску при перехідних процесах, спричинених зупинкою чи запуском насосних агрегатів на НПС нафтопроводу, що досліджувався.

4. Після стрибкоподібного підвищення тиску, що триває секунди, протягом 20-30 хв відбувається значно повільніше зростання тиску нафти до значення, що відповідає новому усталеному режиму експлуатації нафтопроводу. Цьому режиму відповідає нова схема роботи насосів на НПС та нове значення робочої витрати транспортованої нафти.

5. Шляхом опрацювання даних промислових експериментів запропоновано аналітичні формули, які дають можливість достовірно прогнозувати динаміку підвищення тиску нафти у довільній точці нафтопроводу на заключному етапі перехідного процесу, спричиненого зупинкою на НПС одного чи двох насосних агрегатів.

6. За результатами промислових експериментів визначено динаміку зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС при зупинці одного та двох насосних агрегатів. За зупинки одного насоса максимальне значення швидкості зміни тиску 3,4 бар/с відповідає початку перехідного процесу. Протягом 10 с швидкість підвищення тиску на вході НПС зменшується за експоненціальним законом від значення 3,4 до 0,1 бар/с. За зупинки двох насосів максимальне значення швидкості зміни тиску становить 8,6 бар/с. Протягом 10 с швидкість підвищення тиску на вході НПС зменшується за експоненціальним законом від значення 8,6 до 0,1 бар/с.

7. За одночасної зупинки на НПС двох послідовно працюючих насосів максимальне значення швидкості підвищення тиску під час першого етапу перехідного процесу в 430 разів перевищує аналогічне значення для заключного етапу. Звідси слідує, що небезпека для експлуатації магістрального нафтопроводу представляє виключно перший етап перехідного процесу – стрибкоподібне підвищення тиску, спричинене зупинкою чи запуском насосних агрегатів на НПС.

Наступним етапом буде дослідження впливу зупинок насосних агрегатів на режим роботи магістрального нафтопроводу та дослідження динаміки зміни швидкості зростання хвилі підвищеного тиску на виході попередньої НПС у випадку зупинки насосів на наступній НПС.

Література

- 1 Лурье М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М.: Нефть и газ, 2003. – 335 с.
- 2 Адоевский А. В. Моделирование работы нефтепроводов, оборудованных системами сглаживания волн давления: дисс. канд. техн. наук.: 25.00.19 / Александр Валентинович Адоевский. – М., 2011. – 170 с.
- 3 Мороз П. А. Нестационарные процессы в магистральном нефтепроводе при изменении режима работы насосных станций / П.А. Мороз, Л. . Полянская // Нефтяное хозяйство. – 1965. – №5. – С. 63-68.
- 4 Трубопроводный транспорт нефти: [учеб. для вузов: В 2 т.] / [Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.]; под ред. С. М. Вайнштока. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2002. – Т. 1. – 407 с.
- 5 Вязунов Е. В. О перегрузках по давлению при нестационарных режимах в нефтепроводах, работающих “из насоса в насос” / Е. В. Вязунов, П. А. Мороз // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1966. – №1. – С. 12-15.
- 6 Вязунов Е. В. Расчет быстропротекающих переходных процессов, возникающих после включения и отключения насосных агрегатов / Е. В. Вязунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1974. – № 11. – С. 26-29.
- 7 Перовощиков С. И. Определение изменения давления в нефтепроводах при неустановившемся течении жидкости / С. И. Перовощиков // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1981. – № 2. – С. 6-9.
- 8 Середюк М.Д. Експериментальні дослідження перехідних процесів у магістральних нафтопроводах, спричинених зупинками насосних агрегатів / М.Д. Середюк, С. Я. Григорський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2013. – № 2(35). – С. 16-29.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
23.01.13*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Банахевичем Ю.В.
(відділ експлуатації ЛЧ МГ
ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)*

ЕКОЛОГІЧНИЙ МОНІТОРИНГ ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

О.М. Мандрик, Л.Я. Побережний, А.І. Станецький

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727186,
e-mail: public@nuing.edu.ua

У зв'язку зі старінням газотранспортної мережі та недосконалістю державного контролю за її безпекою, в останні роки спостерігається збільшення кількості аварій на газопроводах України (розрив труб через просідання ґрунту; утворення корозійних тріщин; деформація трубопроводів, спричинена зсувами і повеннями; електрохімічна корозія на ділянках підтоплення тощо). Також зростає вплив на ГТС факторів глобальної зміни клімату: потепління, збільшення кількості та нерівномірності опадів, частота повеней тощо.

Вивчено закономірності зміни несучої здатності матеріалу тривалоексплуатованих газопроводів. Показано, що найнебезпечнішими є хлоридно-сульфатні та підкислені хлоридно-сульфатні електроліти.

Розроблена геоінформаційна комп'ютерна система екологічної безпеки (ГІС КСЕБ) для зони впливу магістральних газопроводів „Союз” і „Прогрес” на території Чортківського і Борщівського районів, яка задовольняє основним вимогам щодо екологічної безпеки та дає змогу визначати небезпечні ділянки траси та вчасно проводити заходи з ремонту та обслуговування газопроводів для попередження аварійних ситуацій.

В подальшому потрібно продовжити розробку та впровадження таких геоінформаційних систем з метою підвищення екологічної безпеки газотранспортного комплексу України.

Ключові слова: газотранспортна система, екологічний моніторинг трубопроводів, деградація трубопроводів

В связи со старением газотранспортной сети и несовершенством государственного контроля за ее безопасностью, в последние годы наблюдается увеличение количества аварий на газопроводах Украины (разрыв труб вследствие проседания почвы, образования коррозионных трещин, деформации трубопроводов, вызванной сдвигами и наводнениями, электрохимической коррозии на участках подтопления). Также возрастает влияние на ГТС факторов глобального изменения климата: потепления, увеличения количества и неравномерности осадков, частоты наводнений.

Изучены закономерности изменения несущей способности материала длительноэксплуатируемых газопроводов. Показано, что наиболее опасными являются хлоридно-сульфатные и подкисленные хлоридно-сульфатные электролиты.

Разработанная геоинформационная компьютерная система экологической безопасности (ГИС КСЕБ), для зоны влияния магистральных газопроводов „Союз” и „Прогресс” на территориях Чертовского и Борщовского районов, удовлетворяет основным требованиям экологической безопасности и позволяет определять опасные участки трассы и своевременно проводить мероприятия по ремонту и обслуживанию газопроводов для предупреждения аварийных ситуаций.

В дальнейшем нужно продолжить разработку и внедрение таких геоинформационных систем с целью повышения экологической безопасности газотранспортного комплекса Украины.

Ключевые слова: газотранспортная система, экологический мониторинг трубопроводов, деградация трубопроводов

Due to the aging of the gas transportation network and imperfect state control over its security, in recent years there has been an increase in the number of accidents on Ukrainian pipelines (pipe break because of soil subsidence, formation of corrosion cracks, deformation of pipelines caused by land slides and floodings, electrical and chemical corrosion on the preparation areas etc.). There is a growing impact of such global climate change factors onto the GTN: warming, increase in the amount and unevenness of precipitations, flooding frequency etc.

The regularities of the material bearing capacity change of the long-term operated pipelines have been studied. It has been shown that chloride-and-sulfate and acidified chloride-and-sulfate electrolytes are the most dangerous.

The geoinformational computer-aided system for environmental safety (GIS CSES) has been developed for the zone of the main gas pipelines „Soiuz” („Union”) and „Progress” („Progress”) influence on the territories of Chortkiv and Borshchiv districts. The system meets basic requirements for environmental safety and allows to identify dangerous pipeline sections and conduct timely repair and maintenance of gas pipelines to prevent accidents.

It is needed to continue development and implementation of such geoinformational systems to improve environmental safety of the gas transportation sector of Ukraine.

Key words: gas transportation system, environmental monitoring of gas pipelines, degradation of pipelines

Магістральні трубопроводи є найбільш капіталоемними елементами газового комплексу держави. Оскільки вартість нового газопроводу на порядок вища від раніше побудованого, то економічно доцільно, спираючись на дані технічного та екологічного моніторингу, максимально продовжити технологічну та екологічно-безпечну експлуатацію газопровідних систем.

У зв'язку зі старінням газотранспортної мережі та недосконалістю державного контролю за її безпекою, в останні роки спостерігається збільшення кількості аварій на газопроводах України (розрив труб через просідання ґрунту; утворення корозійних тріщин; деформація трубопроводів, спричинена зсувами і повеннями; електрохімічна корозія на ділянках підтоплення то-

що). Також зростає вплив на ГТС факторів глобальної зміни клімату: потепління, збільшення кількості та нерівномірності опадів, частота повеней тощо.

Продовження терміну служби та забезпечення надійної роботоздатності газопроводів, які експлуатуються в сучасних умовах, вимагає розробки комплексної методології оцінювання та прогнозування їх безпечної експлуатації.

Тому важливими першочерговими завданнями в галузі підвищення еколого-техногенної безпеки газотранспортного комплексу України є:

- дослідження закономірностей зміни несучої здатності тривалоексплуатованих трубопроводів при їх взаємодії з навколишнім природним середовищем;

- удосконалення системи екологічного моніторингу за об'єктами комплексу (від родовищ і трубопроводів до сховищ та об'єктів використання газу) на основі спостережень за змінами хімічного складу атмосфери та ґрунту, їх спектрально-фізичних параметрів тощо;

- розробка наукових основ та організація постійного екологічного аудиту на об'єктах газотранспортної інфраструктури;

З метою визначення закономірностей зміни несучої здатності тривалоексплуатованих трубопроводів проведено дослідження синергічної дії корозійного і механічного чинників на зразках-моделях, вирізаних зі стінки труби [1]. Особливо важливого значення набувають експериментальні роботи в цьому напрямку, виконані за новими ефективними методиками, а саме, комплексні дослідження деформівної системи „труба – ґрунтовий масив“ та вивчення кінетики протікання корозійних процесів.

Дослідження деформаційної поведінки сталі в умовах навантажень та впливів, які імітують експлуатаційні, дасть змогу краще оцінити залишковий ресурс безпечної експлуатації діючих, та ресурс роботи нових трубопроводів, коректніше прогнозувати експлуатаційні ризики та оцінити рівень потенційних загроз довкіллю, спричинених експлуатацією даних технічних об'єктів. Важливо вивчити кінетику деформації у корозійних середовищах, оскільки рівень пошкоджень у результаті синергічної дії механічного та корозійного чинників зростає нелінійно, відповідно так само збільшуються ймовірності розгерметизації чи руйнування трубопроводу, а, отже, й пов'язані з цим експлуатаційні ризики. Вважається, що поведінка сталі трубопроводу в ґрунтах у багатьох відношеннях аналогічна її поведінці при повному зануренні у розчини з відповідним рН. При цьому переважає електрохімічний механізм корозії з утворенням мікрогальванічних елементів [2].

Об'єктом досліджень вибрано трубопровідну сталь 17Г1СУ, яка є на даний час однією з найпоширеніших у нафтогазовому комплексі. З неї виготовляються труби широкого сортаменту, як прямошовні, так і зі спіральним швом діаметром до 1420 мм, які використовувалися при прокладанні значної частини магістральних газонафтопроводів та продовжують широко

використовуватися під час ремонту і модернізації діючих та будівництва нових магістральних трубопроводів. Для дослідження впливу експлуатаційної деградації було виготовлено партію зразків з матеріалу труби, яка пробула в експлуатації 41 рік.

Зміну несучої здатності матеріалу трубопроводу запропоновано оцінювати за величиною приросту деформації повзучості $\Delta \epsilon_c$ та корозійної повзучості $\Delta \epsilon_{cc}$ для зразків з експлуатованої та неексплуатованої сталі.

Механічні випробовування проводили при навантаженні чистим згином, використовуючи ступінчастий метод навантаження-розвантаження з витримкою 20 с на кожному ступені з метою поглибленого вивчення деформаційної поведінки сталі трубопроводу та відстеження процесів механічної релаксації.

Для вивчення кінетики низькотемпературної корозійної повзучості вибрано три рівні номінальних напружень відповідно до величини границь текучості матеріалу трубопроводу $\sigma_{0,2}^*$: 1,05 $\sigma_{0,2}^*$, 1,35 $\sigma_{0,2}^*$ та 1,65 $\sigma_{0,2}^*$, які відповідають штатним, підвищеним штатним та позаштатним режимам роботи трубопроводу відповідно та становлять 330, 420 та 510 МПа. Для коректного виявлення впливу корозійного середовища на деформаційну поведінку сталі трубопроводу повзучість вивчали спочатку на повітрі (імітуючи роботу трубопроводу з непошкодженим ізоляційним покриттям) (рис. 1), а потім у відповідних модельних середовищах (табл. 1). Час експозиції становив 300000 хв.

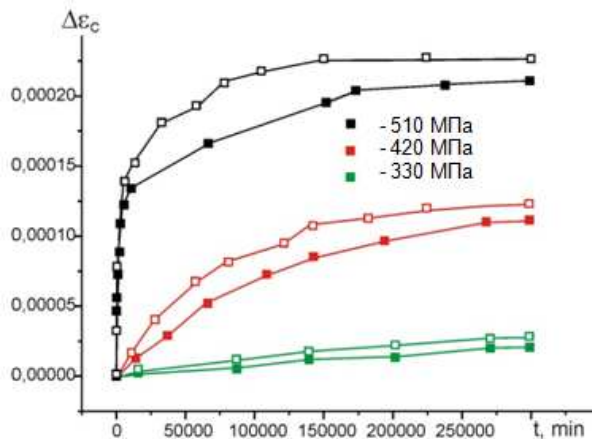


Рисунок 1 – Кінетика повзучості матеріалу трубопроводу на повітрі

На повітрі спостерігаємо зростаючу кінетику (рис. 1) із зниканням на останній стадії та виходом на плато як для матеріалу в стані поставки, так і для експлуатованого. Зміна деформації повзучості знаходиться в межах 15...20%. Такі тенденції не становлять небезпеки, з чого можна зробити висновок, що несуча здатність трубопроводу, який в процесі 40 років експлуатації не піддавався дії корозивного середовища зміниться незначно. Однак на практиці, беручи до уваги недосконалість протикорозійних покриттів, які використовувалися при будівництві магістральних трубопроводів наприкінці 60-х та

Таблиця 1 – Хімічний склад модельних середовищ для корозійних випробовувань

№ МС	Концентрація, моль/л			
	NaCl	Na ₂ SO ₄	HCl	H ₂ SO ₄
1	0,01	-	-	-
2	0,05	-	-	-
3	0,1	-	-	-
4	0,005	0,005	-	-
5	0,025	0,025	-	-
6	0,05	0,05	-	-
7	0,01	-	0,00001	-
8	0,05	-	0,0001	-
9	0,1	-	0,001	-
10	0,005	0,005	-	0,000005
11	0,025	0,025	-	0,00005
12	0,05	0,05	-	0,0005

в 70-х роках минулого століття, така ситуація є скоріше гіпотетичною. Випробовування на повітрі мало на меті стати головним чином відправною точкою для виокремлення впливу корозивного середовища на несучу здатність сталі трубопроводу на пізній стадії експлуатації.

Зі збільшенням величини номінальних напружень інтенсивність процесу зростає. При найвищому, близькому до границі міцності навантаженні, спостерігаємо на кривій повзучості уступи. Причому характерно, що для деградованого матеріалу вони різкіші і починають появлятися при нижчих рівнях напружень (помітні уже при 420 МПа). Очевидно, така деформаційна поведінка може бути спричинена поширенням мікротріщин, що й зумовлює стрибкоподібне зростання деформації. Оскільки в деградованій сталі значно більша кількість накопичених пошкоджень, в тому числі і мікротріщин в зародковому стані, то для їх зрушення потрібен нижчий рівень номінальних напружень. Така деформаційна поведінка підтверджується раніше проведеними в ІФНТУНГ дослідженнями.

При переході до середнього рівня напружень спостерігаємо практично монотонну зростаючу кінетику, а з наближенням до границі пластичності – майже лінійну. Порівнюючи характер еволюції процесу, можемо відмітити, що найшвидше вона досягає завершальної стадії при 510 МПа, найдовше – при 330 МПа. Найрівномірнішою кінетикою характеризується повзучість при $1,35\sigma_{0,2}^*$ (420 МПа). Водночас тут спостерігаємо найдовшу активну еволюцію повзучості – 75 % часу фіксуємо досить активне зростання деформації повзучості.

За кутом нахилу завершальної ділянки кривої повзучості можемо вивчити швидкість затухання процесу. Даний параметр може бути використаний у якості додаткового критерію оцінки та прогнозування розвитку повзучості та корозійної повзучості, з його збільшенням ризик втрати несучої здатності в результаті негативної синергічної дії механічних напружень та

корозійного середовища зростає, і навпаки, з його зменшенням – спадає. Для всіх модельних середовищ спостерігається збільшення кута нахилу завершальної ділянки кривої корозійної повзучості, що свідчить про більшу небезпеку втрати несучої здатності попередньо експлуатованою трубою сталлю.

Кінетика повзучості у хлоридних середовищах (рис. 2, а, б) відрізняється від такої на повітрі перш за все монотонністю. Практично відсутні різкі перепади, відрізняються лише швидкості та абсолютні величини приросту деформації. Найімовірніше – це наслідок впливу ефекту Ребіндера, який зумовлює зменшення поверхневої енергії, полегшуючи утворення одиниці площі поверхні і, відповідно, пластичну плинність металу.

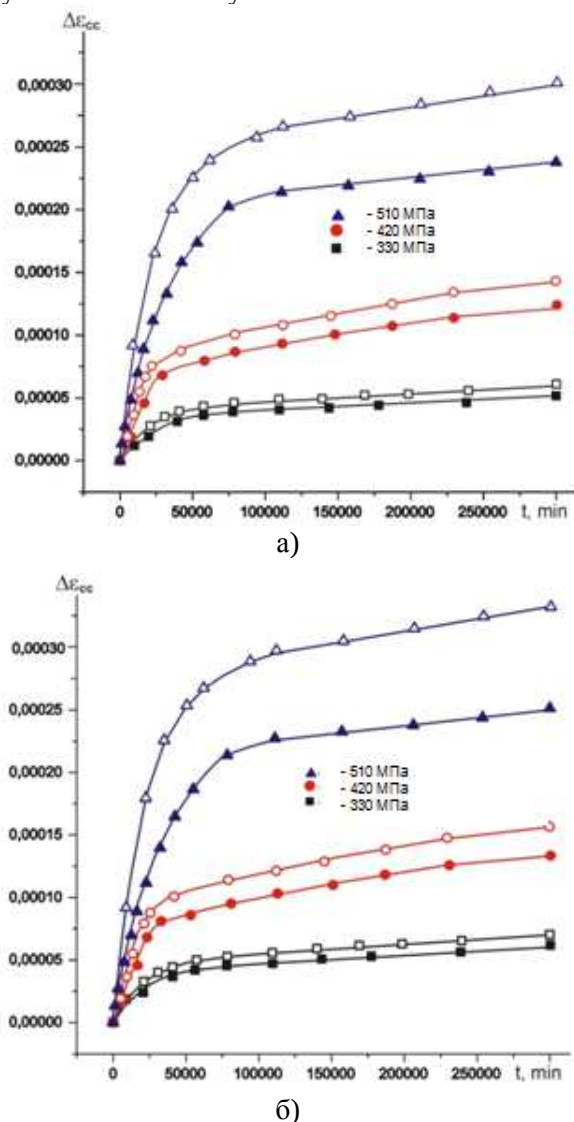


Рисунок 2 – Кінетика повзучості сталі трубопроводу в МС1 (а), МС2 (б)

Слід також вказати на істотне зменшення швидкості зникання процесу порівняно з повітрям. Особливо помітним воно є для величини номінальних напружень 330 МПа ($1,05\sigma_{0,2}^*$), де спостерігається зростаюча кінетика із поступовим зниканням, але без виходу на плато.

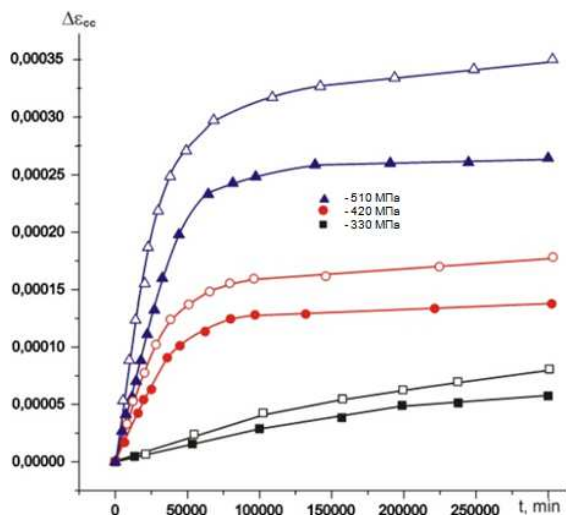


Рисунок 3 – Кінетика повзучості сталі трубопроводу в МСЗ

Таку корозійно-механічну поведінку сталі трубопроводу можна пояснити синергічною дією корозійного та механічного чинників, оскільки рівень напружень, як свідчать результати випробовувань на повітрі, недостатній для такого тривалого інтенсивного приросту деформації. Причому частка корозійного чинника (зменшення несучої здатності внаслідок появи нових та розвитку наявних дефектів) є основною, про що свідчить кінетика деформації на повітрі з практично горизонтальною останньою ділянкою. Корозійні процеси полегшують розвиток наявних та викликають накопичення додаткових пошкоджень, небезпечно зменшуючи несучу здатність та створюючи додаткові ризики у штатних режимах експлуатації. Такі приховані ризики необхідно вчасно виявляти, щоб попередити пошкодження трубопроводу та виникнення зв'язаних з цим позаштатних ситуацій.

Для всіх рівнів напружень спостерігаємо небезпечно інтенсивне монотонне зростання деформації, яке свідчить про постійне виникнення нових ушкоджень та зменшення несучої здатності. Така деформаційна поведінка в умовах експлуатації може призвести до розгерметизації трубопроводу та наступної позаштатної, а при недостатньо оперативному реагуванні і аварійної ситуації. Виникає ризик витоку транспортованого продукту і завдання шкоди довкіллю вздовж траси трубопроводу.

Якщо порівняти деформаційну поведінку експлуатованого та неексплуатованого матеріалу, неважко помітити збереження зафіксованої на повітрі тенденції приросту абсолютної величини деформації повзучості. Водночас у всіх модельних середовищах, на відміну від повітря, неозброєним оком фіксуємо тенденцію збільшення абсолютного приросту деформації повзучості і з зростанням рівня номінальних напружень.

При проведенні досліджень у хлоридно-сульфатних модельних середовищах МС 4-6 (табл. 1) спостерігаємо значну втрату несучої

здатності [3]. Порівняно із випробовуваннями на повітрі (рис.1) фіксуємо інтенсифікацію деформування матеріалу трубопроводу, яка досягає максимуму в МС6, де, як показано раніше, маємо специфічне співвідношення концентрацій хлоридів та сульфатів з максимальної синергетикою (рис. 4, в). Особливо слід зазначити значні кути нахилу завершальної ділянки кривої в МС4 та МС5 (рис. 4, а, б), що свідчить про нестаціонарність процесу і несе в собі ризики виникнення значних (аж до наскрізних) корозійних уражень в високомінералізованих ґрунтових електролітах за середніх та підвищених номінальних напружень.

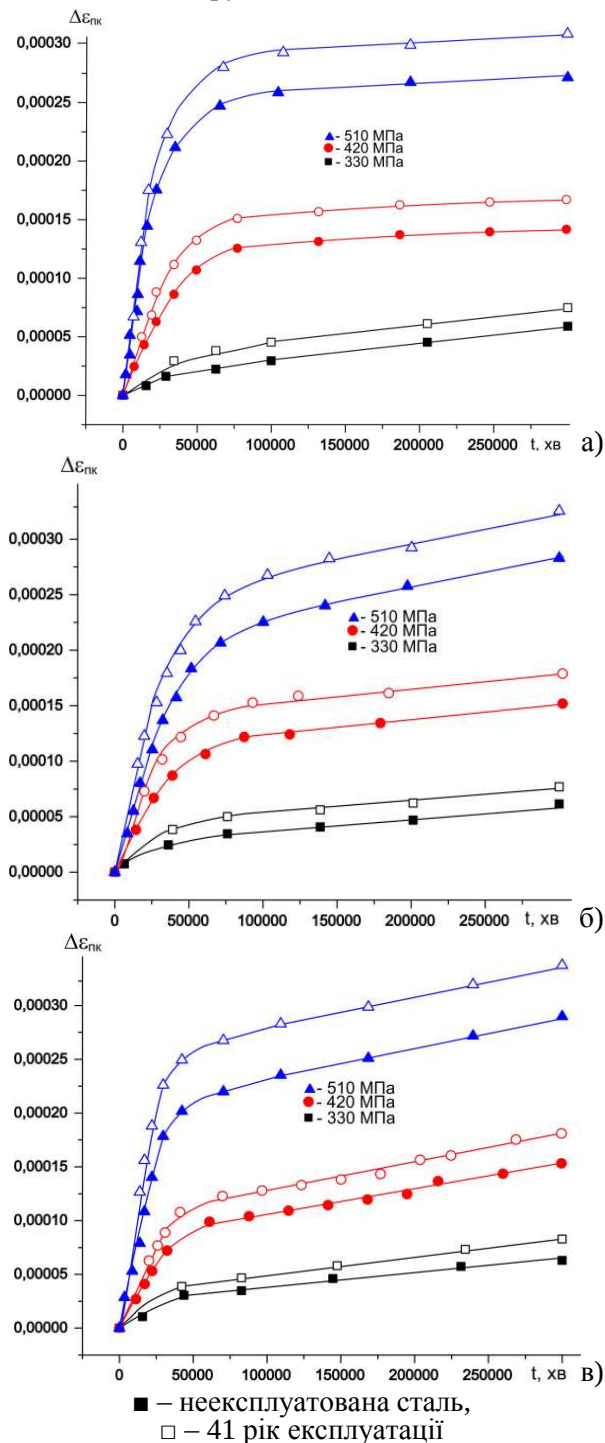


Рисунок 4 – Криві повзучості матеріалу трубопроводу у МС 4-6

Найбільші експлуатаційні ризики прогноуються для ділянок трубопроводів у складних умовах експлуатації (гірських та зсувонебезпечних районах, болотистих місцях тощо).

В підкислених хлоридних середовищах МС 7-9 (табл. 1) спостерігаємо кінетику повзучості подібну до такої у нейтральних аналогах (рис. 2, 4). Зокрема, зі збільшенням концентрації кислоти при високому рівні номінальних напружень з'являються стрибкоподібні прирости деформації, пов'язані, очевидно із зміною механізму перебігу корозійних процесів. Такий перехід зумовлює збільшення частки водневої деполяризації та супроводжується виділенням атомарного водню у місцях утворення гальванічних пар [4]. Останній спричиняє перебіг процесу наводнення та розвиток водневої крихкості, що, в свою чергу, викликає корозійне розтріскування, яке й ілюструють стрибки деформації на кінетичній кривій.

В МС7, значення рН в якому рівне 5, спостерігаємо приріст деформації, який відповідає втраті несучої здатності від 5 до 15 відсотків (рис. 5), залежно від рівня номінальних напружень, фіксуємо також збільшення кута нахилу завершальної ділянки кривої, що вказує на небезпеку подальшої втрати матеріалом опору тривалим деформаціям. Помітних деформаційних стрибків не фіксується, ризик аварійної розгерметизації незначний, що пов'язано із переважуючим механізмом кисневої деполяризації, і незначним водневим окрихченням.

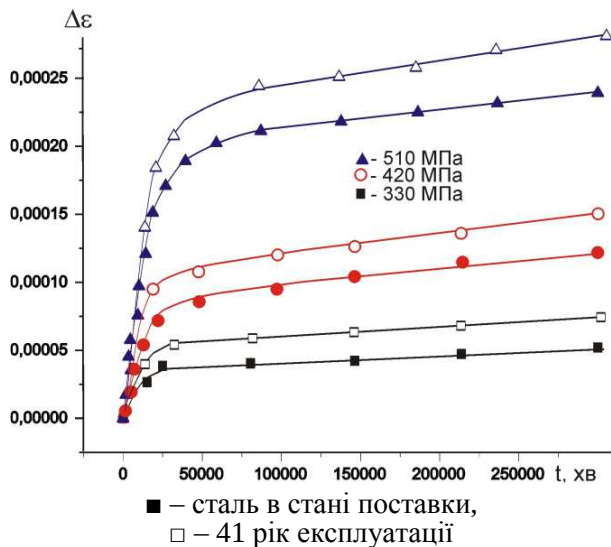


Рисунок 5 – Кінетика деформації сталі трубопроводу в МС7

При подальшому зменшенні рН до 4 (МС8) фіксуємо істотні деформаційні флуктуації (рис. 6). Особливо помітні вони в області високих напружень, що пояснюється впливом механічного чинника на фоні водневого окрихчення. Виразно спостерігаються цикли прискорення-сповільнення деформації, які відповідають циклам росту тріщини. Найінтенсивніші вони на першому етапі експозиції, далі швидкість приросту деформації спадає. Це пов'язано з притупленням вершин корозійних тріщин внаслідок збільшення швидкості розчинення мате-

ріалу трубопроводу та відповідним зменшенням рівня концентрації напружень у їх вершинах. Зменшення несучої здатності становить 7-18%, проте є ризик раптової розгерметизації внаслідок розтріскування, зумовленого водневим окрихченням.

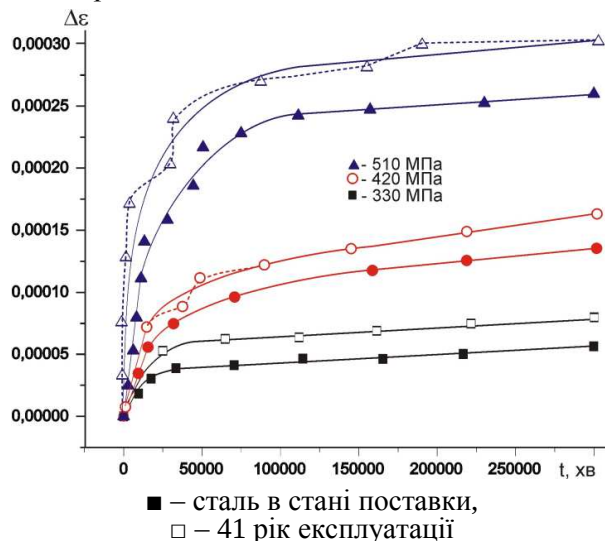


Рисунок 6 – Кінетика деформації сталі трубопроводу в МС8

Деформаційна поведінка деградованої сталі у МС9 при рН 3 є більш прогнозованою (рис. 7). Деформаційні стрибки фіксуються, проте вони значно плавніші, ніж в МС8. Це зумовлено значною хімічною активністю середовища, яка призводить до швидкого притуплення вершини тріщини. Проте тут фіксуємо найбільший абсолютний приріст деформації, який становить 9-24%.

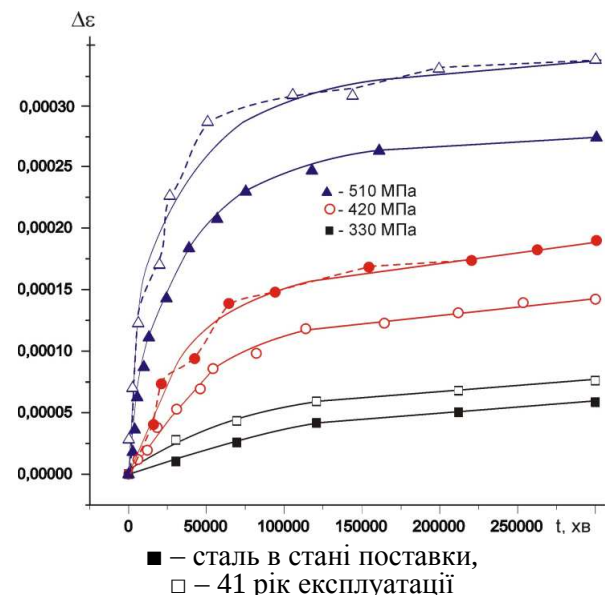


Рисунок 7 – Кінетика деформації сталі трубопроводу в МС9

Хлоридно-сульфатні підкислені. Еволюція повзучості у підкислених хлоридно-сульфатних електролітах (рис. 8 – 10) загалом незначно відрізняється від невідкислених середовищ, однак на фоні монотонного зростання з'являються

невеликі деформаційні стрибки, які, очевидно, зумовлені, як і у випадку підкислених хлоридних середовищ, зміною механізму корозійних процесів і частковим переходом до водневої поляризації.

Попри це, абсолютні величини деформації повзучості однозначно свідчать, що підкислені хлоридно-сульфатні середовища – одні із найбільш небезпечних в корозійному плані. Особливо це помітно на прикладі МС11, у якому при всіх рівнях напружень спостерігаємо зростаючу кінетику деформації, а при 420 МПа вона стає просто загрозливою. На кривій практично не спостерігається затухання приросту деформації, що в реальних умовах посиленних (близьких до критичних) експлуатаційних навантажень може спричинити до важких, або й непоправних наслідків, як для трубопроводу, так і для довкілля. Для деградованої сталі трубопроводу спостерігаємо деформаційні стрибки (рис. 9 – 10) подібні до таких у хлоридних середовищах (рис. 6 – 7) із відповідним значенням рН. Однак для хлоридно-сульфатних середовищ характерними є більша абсолютна величина приросту деформації та інтенсивніша локалізація корозійних процесів. Така поведінка несе в собі додаткові ризики виникнення позаштатних ситуацій, які можуть завдати шкоди довкіл्लю.

Як засвідчують отримані результати, найнебезпечнішими у корозійному плані є підкислені хлоридні та, особливо, хлоридно-сульфатні середовища. В останніх надзвичайно небезпечною є локалізація корозійних процесів та виявлена схильність матеріалу до пітингової і виразкової корозії.

Для поглибленої оцінки ризиків розгерметизації та корозійно-механічного руйнування нафтогазопроводів внаслідок корозійних та стрес-корозійних процесів необхідна комплексна оцінка впливу основних чинників на цей процес.

Потрібно об'єднано розглядати деформаційну поведінку сталі трубопроводу, кінетику її електродного потенціалу в модельних середовищах та вплив на неї механічних напружень, а також динаміку корозійної деградації (швидкість масової втрати металу та утонення стінки труби). Такий об'єднаний аналіз уможливить полікритеріальну комплексну оцінку корозійної активності ґрунтових електродитів, а, отже, й ризику виникнення корозійних уражень та характеру їх еволюції.

Одержані результати вказують на значні ризики розгерметизації внаслідок швидкого розчинення металу в зонах пошкодження ізоляційного покриття. Якщо при цьому урахувати можливість виникнення макрогальванічних елементів вздовж траси трубопроводу та вплив змінного та наведеного струмів, то ситуація стає загрозливою.

Для оцінки можливих позаштатних ситуацій пов'язаних з експлуатаційними ризиками, зумовленими корозійним чинником необхідно збільшувати кількість моніторингових заходів і проводити аналіз екологічного стану тієї чи іншої

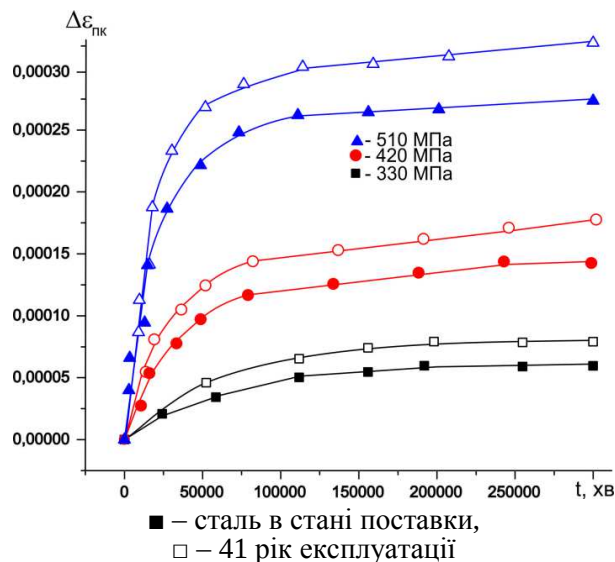


Рис. 8 – Кінетика деформації сталі трубопроводу в МС10

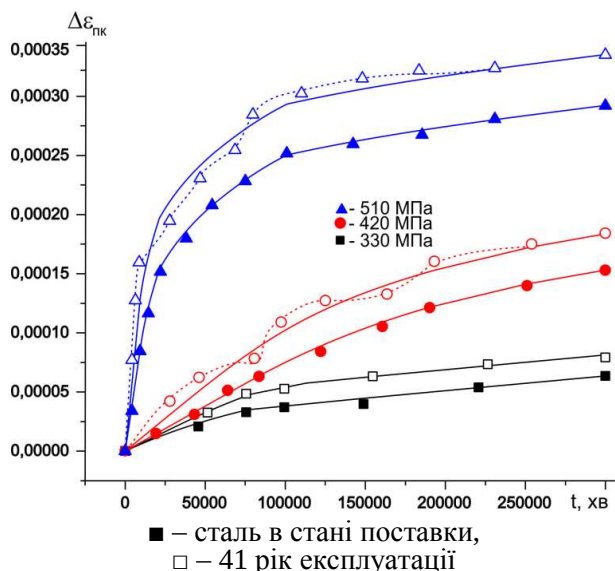


Рис. 9 – Кінетика деформації сталі трубопроводу в МС11

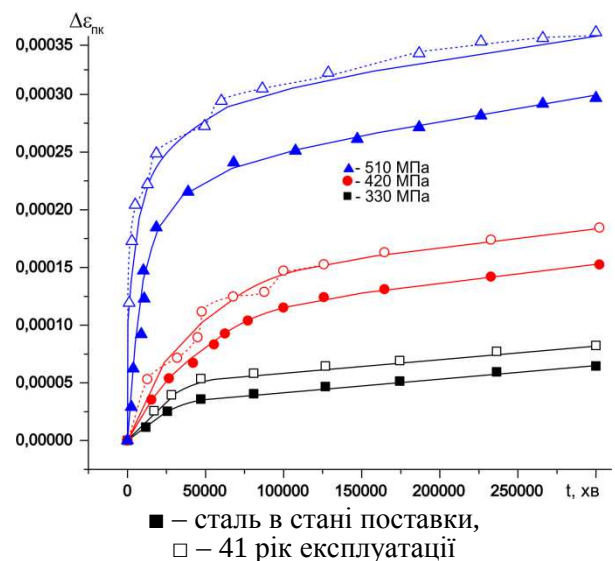


Рис. 10 – Кінетика деформації сталі трубопроводу в МС12

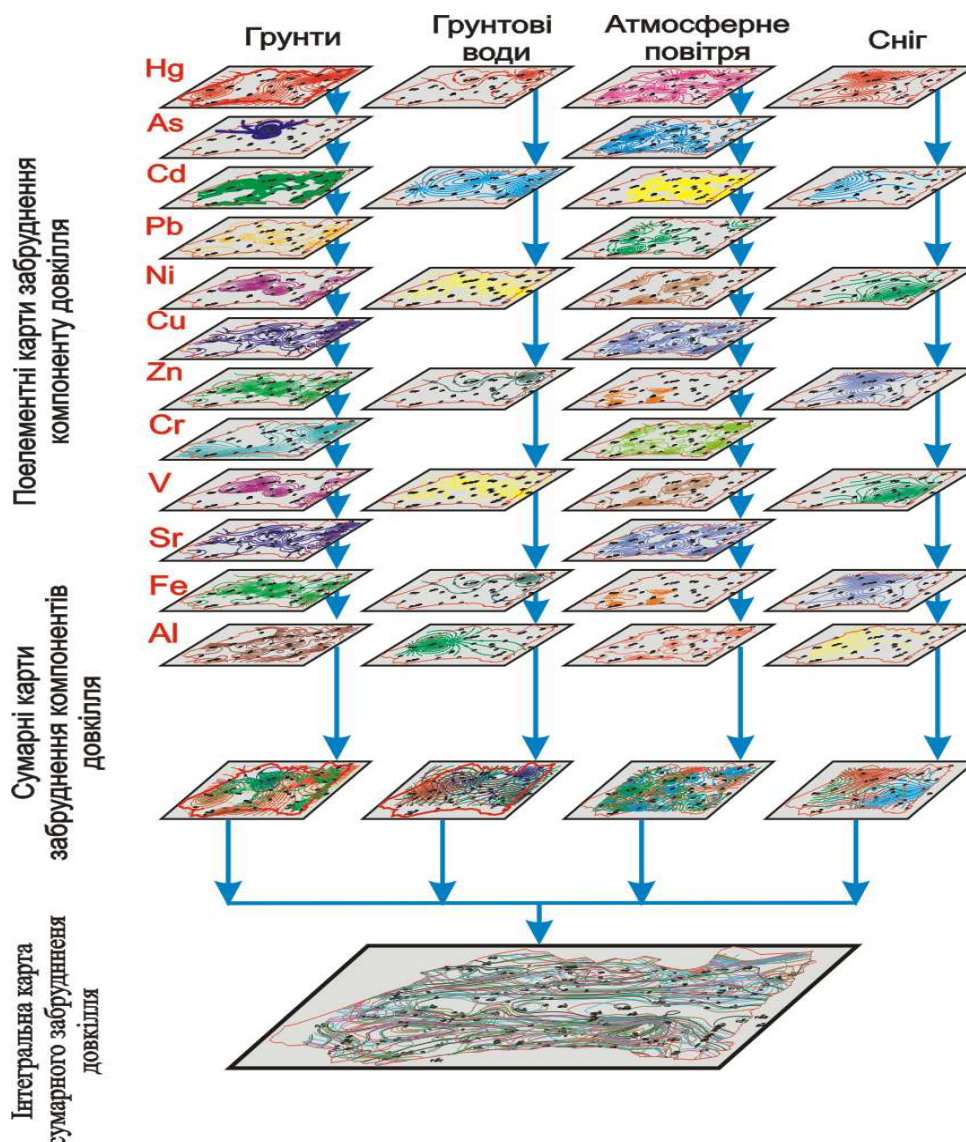


Рисунок 11 – Схема інтеграції елементних та компонентних еколого-техногеохімічних карт для побудови карти сучасної екологічної ситуації в зоні впливу магістральних газопроводів „Союз” і „Прогрес” у Чортківському і Борщівському районах Тернопільської області

території або геоекосистеми, вивчати динаміку природних змін компонентів геоекосистеми, пов'язаних з впливом на них техногенних чинників, до яких, зокрема, належить і газотранспортна система.

Ефективно оцінювати цей вплив, відслідковувати його зміни, прогнозувати розвиток, щоб керувати станом довкілля і вчасно запобігати його негативним змінам можна шляхом комп'ютерної інтеграції поелементних еколого-техногеохімічних карт. Використання сучасних ГІС-технологій дає змогу створювати комп'ютерні багатокомпонентні постійно діючі системи екологічної безпеки територій [5, 6, 7]. ГІС – це інформаційні технології, які забезпечують збір, оброблення, зберігання, доступ, відображення та поширення просторово орієнтованих даних, а також сукупність електронних (комп'ютерних) карт, баз даних з інформацією про ці об'єкти. Наглядно технологія проілюстрована на рис. 11.

Отже, геоінформаційні системи:

- найбільш об'єктивно оцінюють і враховують зміни стану довкілля, щоб запобігти катастрофічних наслідків надзвичайних ситуацій природного походження (повені, зсуви, просідання, землетруси тощо);

- дозволяють управляти природоохоронною діяльністю так, щоб мінімально не нашкодити навколишньому природному середовищу.

Розроблена геоінформаційна комп'ютерна система екологічної безпеки (ГІС КСЕБ) для зони впливу магістральних газопроводів „Союз” і „Прогрес” на територіях Чортківського і Борщівського районів. Такі системи магістральних газопроводів повинні задовольняти основні вимоги щодо екологічної безпеки:

1. Забезпечувати комплексність моніторингу стану компонентів довкілля та джерел їх забруднення з уніфікацією параметрів – показників стану довкілля та географічних місць прив'язки відбору проб. Для забезпечення такої

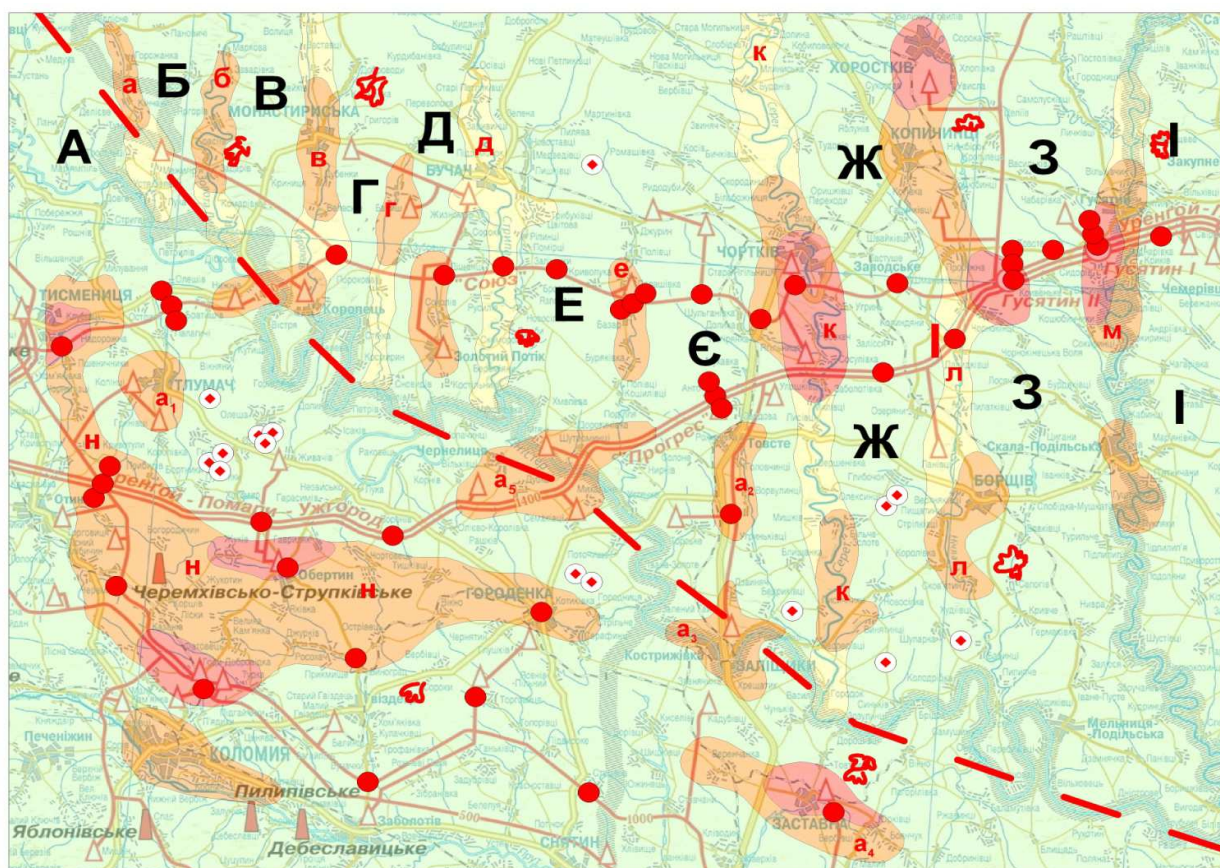


Рисунок 12 – Екологічна ситуація та екологічний стан довкілля для геоєкологічного районування зони впливу магістральних газопроводів “Прогрес” та “Союз”

вимоги створюється карта фактичного матеріалу на топографічній багатоплановій основі, яка включає горизонталі рельєфу, гідрографічну мережу, дороги, населені пункти, контури лісових масивів, сільськогосподарських угідь та інші необхідні дані.

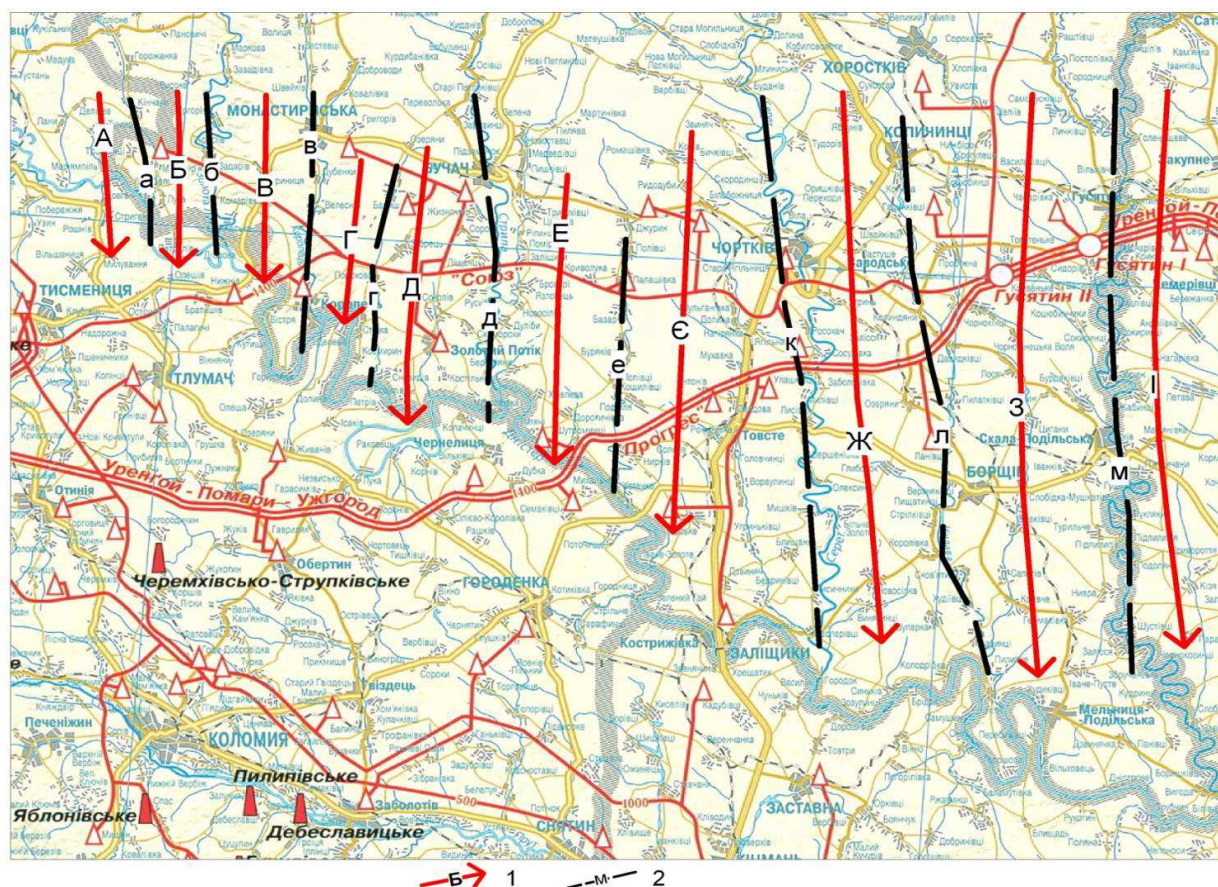
2. Забезпечувати постійне оновлення (актуалізацію) даних в автоматизованому режимі, що, по-перше, дозволить мати оперативну інформацію, по-друге, вимагатиме мінімуму часу на підтримку системи, по-третє, дасть можливість постійно перевіряти коректність даних, отриманих іншими дослідниками.

3. Забезпечувати інформаційну підтримку прийняття рішень як за територіально-адміністративним, так і за басейновим або ландшафтним принципами управління станом довкілля. Тобто введення, оброблення і виведення інформації здійснюється за критеріями, що відповідають названим принципам. Це забезпечує зручність використання системи для Державного управління охорони навколишнього природного середовища у Тернопільській області, для Борщівської та Чортківської районних державних адміністрацій, що вивчають забруднення і трансформацію ландшафтів, для басейнових управлінь водними ресурсами тощо.

4. Забезпечувати можливість експорту інформації в інші українські чи загальноєвропейські системи (XML, MS Excel, MS Word, Map Info тощо).

Необхідно уточнити деякі поняття в галузі сучасних ГІС-технологій, які необхідні для інтеграції отриманої інформації для складання комплексної карти сучасної екологічної ситуації (рис. 12) та карти геоєкологічного районування (рис. 13). Геоінформаційна система (ГІС) – це сукупність електронних карт з умовними позначеннями об’єктів на них, баз даних з інформацією про ці об’єкти та програмного забезпечення для зручної роботи з картами і базами даних як з єдиним цілим.

Бази даних – це структурований набір даних про певні характеристики фізичних чи віртуальних систем. Бази даних ГІС можуть бути як внутрішніми (інтегрованими у спеціалізовані геоінформаційні програмні пакети, які напряду працюють з електронними картами), так і зовнішніми (в інших програмних пакетах та форматах). Інформацію внутрішніх баз даних, зазвичай, називають атрибутами або атрибутивною інформацією. Просторову інформацію електронних карт (координати усіх об’єктів, їх типи та умовні позначення, іноді ще й правила топології – правила відображення відносно інших об’єктів), зазвичай, називають просторовими даними. Бази даних в роботі є зовнішніми, тому що вони можуть постійно наповнюватись новими даними, які з допомогою програм можуть оперативно вносити коректуру в електронні карти.



1 – геоекологічні смуги розсіювання; 2 – геоекологічні смуги концентрації
Рисунок 13 – Неотектонічні підняття та опускання і геоекологічне районування

Отже, електронні карти ГІС містять просторову та атрибутивну інформацію. Практично будь-які сучасні ГІС містять і внутрішні бази даних, і зовнішні, оскільки останні легше оновлювати та супроводжувати, ніж внутрішні. Найчастіше природоохоронні органи та наукові екологічні установи оновлюють дані повторного екологічного аудиту як початок процесу екологічного моніторингу та характеристики, які не є просторовими даними, а тому ці дані легше вводити у пакет програм, призначений для роботи з базами даних, наприклад в MS Access 2003.

Є два способи подання інформації в ГІС: векторний і растровий. Векторне подання – це цифрове подання точкових, лінійних та полігональних просторових об'єктів у вигляді набору координатних пар з описанням тільки геометрії об'єктів. Растрове подання – це неперервний простір у вигляді матриці (мозаїки) комірок. Кожна така комірка ще називається елементом растра або пікселем, має прямо-, три- чи шестикутну форму і містить зображення з однорідними характеристиками в межах комірки (одного кольору чи гама та ін.). Растрове подання використовується для відображення неперервних числових величин, наприклад, для зображення однорідних концентрацій забруднювальних речовин в тому чи іншому компоненті довкілля.

Серед функцій ГІС розрізняють 5 груп:

1. Інформаційно-довідкова – створення і ведення банків даних просторово-координованої інформації, в тому числі:

- створення цифрових (електронних) еколого-техногеохімічних карт. В роботі – це комплект із 35 комп'ютерних карт вмісту у компонентах довкілля різних забруднювальних речовин і елементів (рис. 11);

- створення і ведення банків даних екологічної інформації;

- створення комплексних комп'ютерних (електронних, цифрових) карт сучасної екологічної ситуації (рис. 12) на ландшафтній основі з інтеграцією поелементних і покомпонентних електронних карт, а також карт геоекологічного районування (рис. 13).

2. Функція автоматизованого картографування – постійна інтеграція нових даних до побудованої на основі екологічного аудиту карти сучасної екологічної ситуації, яка є „нульовим” екологічним фоном, на який в процесі моніторингу компонентів довкілля надбудовуються послідовно нові екологічні карти.

3. Функція просторового аналізу і моделювання природних, природно-антропогенних і соціально-економічних систем – відповідно до заданого сценарію соціально-економічного розвитку території можна порівнювати різні екологічні ситуації, які будуть спричинені цими сценаріями, і уникати небажаних змін у навколишньому середовищі.

4. Функція прогнозування процесів у природних, природно-антропогенних і соціально-економічних територіальних системах – реалізується при оцінці і прогнозі поведінки природних і природно-антропогенних територіальних систем та їх компонентів при вирішенні різних наукових і прикладних завдань, у тому числі пов'язаних з охороною навколишнього природного середовища та збалансованим використанням природних ресурсів.

5. Функція підтримки прийняття рішень у плануванні, проектуванні та управлінні – реалізується за рахунок технологій штучного інтелекту, який забезпечує механізм формально-логічного висновку та ухвалення рішення на основі інформації, наявної в базі даних, довідково-інформаційному блоці і результатах просторово-часового аналізу та моделювання. В роботі прийняття рішень обґрунтовується тими змінами у довкіллі, які визначили поділ території на геоекологічні смуги з різним екологічним станом (рис. 13).

Виділяють закриті і відкриті геоінформаційні системи. Закриті ГІС не мають можливостей розширення, у них відсутні вбудовані блоки, не передбачено написання додатків, вони виконують тільки запрограмовані операції. Відкриті ГІС, до яких належить і розроблена (рис. 11), мають від 70 до 90% вбудованих функцій і на 10-30% можуть добудовуватися самим користувачем за допомогою спеціальних програм.

Висновки

Вивчено закономірності зміни несучої здатності матеріалу тривалоексплуатованих газопроводів. Виявлено, що найнебезпечнішими є хлоридно-сульфатні та підкислені хлоридно-сульфатні електроліти.

Розроблена геоінформаційна комп'ютерна система екологічної безпеки (ГІС КСЕБ) для зони впливу магістральних газопроводів „Союз” і „Прогрес” на території Чортківського і Борщівського районів, яка задовільняє основним вимогам щодо екологічної безпеки та дає змогу визначати небезпечні ділянки траси та вчасно проводити заходи з ремонту та обслуговування газопроводів для попередження аварійних ситуацій.

В подальшому потрібно продовжити розроблення та впровадження таких геоінформаційних систем з метою підвищення екологічної безпеки газотранспортного комплексу України.

1 Крижанівський Є. І. Особливості стрес-корозії сталі магістральних трубопроводів в кислих електролітах / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4 (13). – С. 69-72.

2 Петров Л. М. Фізико-хімічні аспекти механіки корозійного руйнування / Л. М. Петров // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2001. – № 3. – С. 127-129.

3 Побережний Л. Я. Низькотемпературна корозійна повзучість сталі трубопроводів / Л. Я. Побережний // Машинознавство. – 2007. – № 9. – С. 24-28.

4 Експлуатаційне окрихнення сталі магістрального нафтопроводу / О.Т. Цирульник, Г.М. Никифорчин, О.І. Звірко, Д.Ю. Петрина // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – №4. – С. 5-16; 2004. – № 2. – С. 125-126.

5 Надежность технических систем и техногенный риск. / В. А. Акимов, В. Л. Лапин, В. М. Попов [и др.] – М.: Деловой экспресс, 2002. – 368 с.

6 Приходько М. М. Управління природними ресурсами та природоохоронною діяльністю / М. М. Приходько, М. М. Приходько (мол.). – Івано-Франківськ: Фоліант, 2004. – 847 с.

7 Скрипник В. С. Оцінка впливів об'єктів нафтогазового комплексу на антропогенні ландшафти Прикарпаття / В. С. Скрипник // Наукові записки Вінницького державного педагогічного університету ім. М. М. Коцюбинського. Серія: Географія, 2005. – вип. 10. – С. 30-35.

Стаття надійшла до редакційної колегії
23.01.13

Рекомендована до друку
професором **Адаменком О.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Марущаком П.О.**
(Тернопільський національний технічний
університет імені Івана Пулюя, м. Тернопіль)

ПЛАНУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБ'ЄКТІВ МІСЬКИХ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ

¹В.Я. Грудз, ¹Я.В. Грудз, ²О.В. Ганжа, ¹Н.Я. Дрінь

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727138,
e-mail: public@nung.edu.ua

²ПАТ «Рівнегаз»; 33027, м. Рівне, вул. Білякова, 4, тел. (0362) 643902

Розглядається процес керування технічним станом газорозподільних міських мереж, які включають різноманітні елементи і мають складну розгалужену і закільцьовану структуру. Задача відноситься до категорії оптимізації процесу обслуговування. Метою дослідження є оптимізація графіка профілактичних ремонтів системи газопостачання, яка включає незалежні підсистеми. Оптимальний графік технічного обслуговування визначається з умови вибору значень моментів часу, що забезпечують екстремум показників якості функціонування комплексу технологічних об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи газопостачання. Як критерій оптимальності процесу обслуговування запропоновано використати техніко-економічний показник, зокрема середні сумарні питомі витрати на експлуатацію системи. Отримані в результаті проведених досліджень залежності дають змогу оцінювати режими обслуговування складної системи газопостачання, що включає різноманітні, територіально розосереджені, але функціонально взаємозалежні технологічні об'єкти системи газопостачання в регіоні центральної бази технічного обслуговування і ремонту, вони дають можливість розраховувати оптимальний графік планових ремонтів системи газопостачання.

Ключові слова: система газопостачання, обслуговування, оптимізація, графік профілактичних ремонтів, сумарні питомі витрати.

Рассматривается процесс управления техническим состоянием газораспределительных городских сетей, которые включают разнотипные элементы и имеют сложную разветвленную и закольцованную структуру. Задача относится к категории оптимизации процесса обслуживания. Целью исследования является оптимизация графика профилактических ремонтов системы газоснабжения, которая включает независимые подсистемы. Оптимальный график технического обслуживания определяется из условия выбора значений моментов времени, которые обеспечивают экстремум показателей качества функционирования комплекса технологических объектов в зоне централизованного обслуживания системы газоснабжения. Как критерий оптимума процесса обслуживания предложено использовать технико-экономический показатель, в частности средние суммарные удельные расходы на эксплуатацию системы. Полученные в результате проведенных исследований зависимости позволяют оценивать режимы обслуживания сложной системы газоснабжения, которое включает разнотипные, территориально рассредоточенные, но функционально взаимозависимые технологические объекты системы газоснабжения в регионе центральной базы технического обслуживания и ремонта, они позволяют рассчитывать оптимальный график плановых ремонтов системы газоснабжения.

Ключевые слова: система газоснабжения, обслуживание, оптимизация, график профилактических ремонтов, суммарные удельные расходы.

The process of technical state management of city gas-distributing networks which include different-type elements and have complex distributed and closed structure is examined. The task refers to the category of maintenance process optimization. The purpose of the study is to optimize preventive repairs graph of the gas-supply system which includes independent subsystems. The optimum maintenance graph will be determined from the condition of value choice of time moments, which provide extreme quality values of the technological objects complex functioning in the area of the centralized gas-supply system maintenance. The technical-and-economic index and, in particular, average total specific expenditures for the system operation is suggested to be utilized as a maintenance optimality criterion. The dependences, obtained in the result of the conducted studies, allow to estimate the modes of the complex gas-supply system maintenance, which includes different-type geographically-distributed, but functionally interdependent facilities of the gas-supply system in the region of the central base maintenance and repair. The mentioned dependences allow to work out an optimum graph for the gas-supply system maintenance.

Keywords: gas-supply system, maintenance, optimization, graph of preventive repairs, total specific expenditures.

Система міського газозабезпечення з точки зору процесу обслуговування являє собою надзвичайно складну технічну мережу з розгалуженою і закільцьованою газотранспортною сіткою, спорудженою з різноманітних газопроводів як її елементів, газорозподільних станцій (ГРС) та газорозподільних пунктів (ГРП), пов'язаних

між собою складними функціональними залежностями. Тому процес профілактичного обслуговування такої мережі слід розглядати як багатofакторну оптимізаційну задачу в умовах централізованої системи обслуговування.

Розглянемо процес керування технічним станом об'єктів у регіоні централізованого об-

слуговування системи газопостачання, що включає незалежні і безупинно функціонуючі об'єкти (розглянуті як технічні підсистеми). Під незалежними підсистемами розуміють незалежність їхніх відмов - допущення, що є основним, як правило, при розгляді надійності трубопроводних систем з позиції системного підходу.

Як підсистеми беруться до уваги окремі ГРС, ГРП, багатониткові і закільцьовані ділянки лінійної частини трубопроводів, а також окремі вузли редукування і регулювання газу.

Мета задач керування обслуговуванням - складання оптимального графіка планових відновлювальних ремонтів технологічного устаткування на об'єктах зони централізованого обслуговування і ремонту системи газопостачання. При виведенні основних залежностей, що описують процес обслуговування системи і дають змогу одержати оптимальні його показники, використовуються наступні припущення для технологічного устаткування об'єктів системи газопостачання:

1) потік відмов технологічного устаткування є пуассонівським нестационарним. Імовірність появи K відмов на i -му технологічному об'єкті системи газопостачання за час (t_1, t_2) визначиться як:

$$P_K^{(i)}(t_1, t_2) = \frac{[\Lambda_i(t_2) - \Lambda_i(t_1)]}{K!} \exp[\Lambda_i(t_1) + \Lambda_i(t_2)];$$

2) планові профілактичні роботи на окремих об'єктах системи газопостачання незалежні;

3) тривалість аварійного ремонту ξ_1 технологічного устаткування на i -му об'єкті є випадкова величина з довільною функцією розподілу $G_i(x)$ і з математичним очікуванням $\tau_{cp}^{AP(i)}$;

4) середня тривалість планових попереджувальних ремонтів на i -му об'єкті обслуговування детермінована і стала, тобто $\tau_{cp}^{np} = const$;

5) порядок організації обслуговування: i -тий експлуатований об'єкт через деякий календарний період часу τ_i після проведення планового ремонту $(i-1)$ -го технологічного об'єкта і триваючого $\tau_{cp}^{np(i-1)}$, виводиться на плановий ремонт із середньою тривалістю $\tau_{cp}^{np(i-1)}$ для $i = 1$ підсистеми, з номером $(i-1)$ буде m -на підсистема.

У практиці експлуатації основного устаткування системи газопостачання можна визначити два випадки планового обслуговування: а) планові ремонти проводяться при нормально функціонуючому об'єкті включенням резервних блоків; б) планові ремонти зв'язані з порушенням основного технологічного режиму об'єкта обслуговування. Оскільки основні об'єкти системи газопостачання є резервованими, доцільно зволіти перший випадок проведення планових заходів, однак, для більшої простоти висновків

розглянемо другий випадок, після чого врахуємо специфічні особливості першого підходу.

Оптимальний розклад технологічного обслуговування визначиться з умови вибору значень $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_m$, що забезпечують екстремум показників якості функціонування комплексу технологічних об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи газопостачання.

Як критерій оптимізації системи ремонтів варто використовувати техніко-економічний показник [1], зокрема середні сумарні питомі витрати на експлуатацію системи. У цьому випадку розв'язок задачі полягає в описі показника середніх сумарних питомих витрат $C(\vec{\tau})$ і зводиться до процедури

$$\min_{\vec{\tau}} C(\vec{\tau}) = C(\vec{\tau}^*), \quad (1)$$

де $\vec{\tau}$ — m -мірний вектор.

Функція мети визначиться з залежності:

$$C(\vec{\tau}) = \frac{\sum_{i=1}^r a_i C}{K_r(\vec{\tau})}, \quad (2)$$

де r — число станів системи газопостачання;

a_i — середні питомі витрати, зв'язані з перебуванням комплексу об'єктів системи газопостачання в i -тому стані;

$K_i(\vec{\tau})$ — коефіцієнт, визначений як частка часу, що система приводить у i -му стані в стаціонарному процесі обслуговування;

$K_r(\vec{\tau})$ — коефіцієнт готовності системи (комплексу експлуатованих об'єктів) газопостачання в цілому.

Якщо допустити, що кожний з територіально розосереджених об'єктів обслуговування може знаходитися в трьох станах: справного функціонування, у плановому ремонті й аварійному ремонті, то загальне число станів системи газопостачання складе $r = q^m$, де $q = 3$.

Введемо в розгляд випадковий вектор $\eta(t)$, що характеризує стан системи газопостачання в довільний момент часу t ; i -тий компонент $\eta(t)$ ($i = 1, 2, \dots, m$) вектора $\eta(t)$ має реалізації:

$$\eta(t) = \begin{cases} 1, & \text{якщо } i\text{-ий об'єкт знаходиться в робочому стані } E_1^{(i)} \\ 2, & \text{якщо на } i\text{-ому технологічному об'єкті проводяться планово-попереджувальні роботи і він перебуває в стані } E_2^{(i)} \\ 3, & \text{якщо } i\text{-ий об'єкт системи газопостачання знаходиться в стані аварійної відмови } E_3^{(i)} \end{cases}$$

Таким чином, навіть при невеликому m число станів системи загалом є досить великою множиною. Число розглянутих станів системи газопостачання можна значно скоротити, якщо

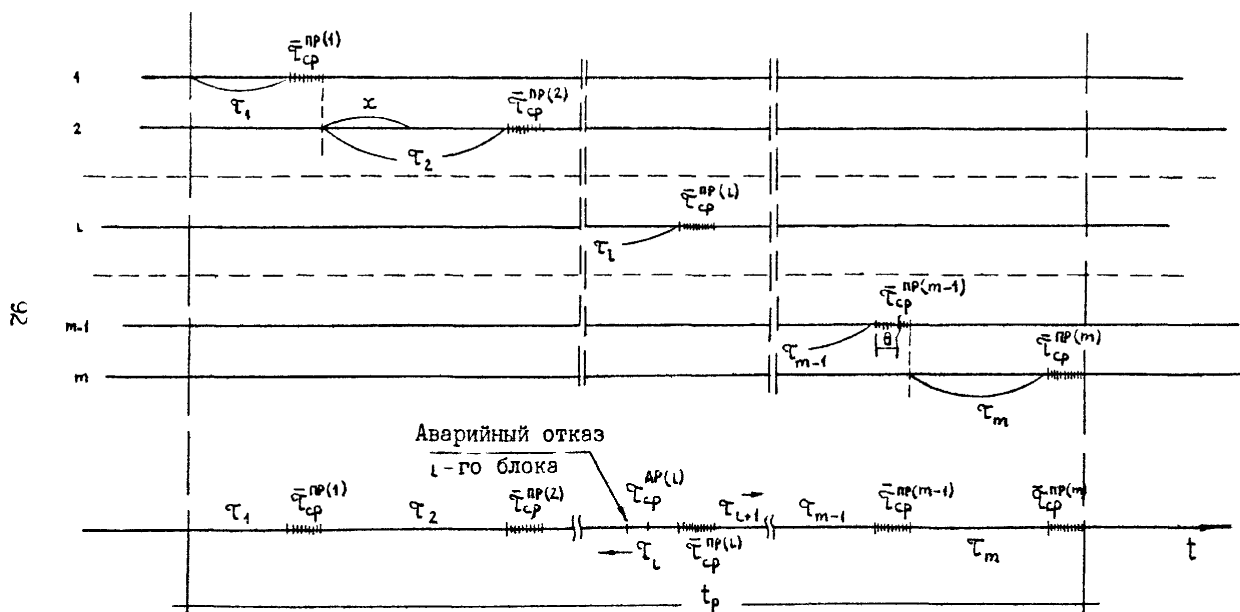


Рисунок 1 – Схема процесу обслуговування технологічних об'єктів в регіоні централізованого обслуговування системи газопостачання

врахувати, що регіональна система газопостачання обслуговується однією централізованою базою.

Припустимо, що на централізованій базі обслуговування системи мається спеціалізована бригада планового обслуговування й аварійна бригада з високою оперативною готовністю, тобто обслуговування є роздільним. Тоді події, що полягають у реалізації станів $E_2^{(i)}$, $i=1, 2, \dots, m$, – несумісні, що впливає з умови почергового планового обслуговування об'єктів системи. Події, що відповідають станам $E_1^{(i)}$, $E_3^{(i)}$, $i=1, 2, \dots, m$, – сумісні, так само як і події $E_2^{(i)}$, $E_3^{(i)}$, $i=1, 2, \dots, m$.

Якщо припустити, що одночасне настання більш двох аварійних відмов технологічних об'єктів у регіоні однієї централізованої бази обслуговування є подією малоімовірною, рівною мірою як і проведення планових робіт, коли в системі аварійно вийшло з ладу більш одного об'єкта, число розглянутих станів може бути додатково скорочено.

Допустимо також, що технологічне устаткування на кожнім з об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи обслуговується за зручною в практичній реалізації і дуже ефективною стратегією технічного обслуговування – стратегією календарного планування [2]. Тоді система в цілому повертається у вихідний стан після проведення планових робіт на i -ій підсистемі стосовно її стану в момент закінчення попередніх планових робіт на тій же підсистемі. Отже, випадковий процес зміни станів $\eta(t)$ – процес відновлення з періодом

$$t_p = \sum_{i=1}^m \left(\tau_i + \tau_{cp}^{np(i)} \right), \quad (3)$$

що дає змогу скористатися математичним апаратом теорії відновлення.

З огляду на (2) і (3), а також зроблені допущення про структуру обслуговування, функція мети набуває вигляду:

$$C(\vec{\tau}) = \left\{ \sum_{i=1}^m a_{np}^{(i)} M \left\{ T_2^{(i)}(\vec{\tau}) \right\} + \sum_{i=1}^m a_{AP}^{(i)} M \left\{ T_3^{(i)}(\vec{\tau}) \right\} + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1}^m \left(a_{AP}^{(i)} + a_{AP}^{(K)} \right) M \left\{ T_3^{(i,K)}(\vec{\tau}) \right\} + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1}^m \left(a_{np}^{(i)} + a_{AP}^{(K)} \right) M \left\{ T_{2,3}^{(i,K)}(\vec{\tau}) \right\} \right\} \times \left\{ M \left\{ T_1(\vec{\tau}) \right\} \right\}^{-1}, \quad (4)$$

де $M \left\{ T_1(\vec{\tau}) \right\}$ – математичне очікування (МО) часу безвідмовної роботи системи газопостачання за період відновлення випадкового процесу $\eta(t)$;

$M \left\{ T_2^{(i)}(\vec{\tau}) \right\}$ – МО часу перебування i -го об'єкта системи газопостачання в плановому попереджувальному ремонті при справній роботі інших $m-1$ експлуатованих об'єктів;

$M \left\{ T_3^{(i)}(\vec{\tau}) \right\}$ – МО часу перебування i -го технологічного об'єкта в аварійному відновлювальному ремонті при нормальній роботі інших $m-1$ об'єктів системи;

$M \left\{ T_3^{(i,K)}(\vec{\tau}) \right\}$ – МО часу спільного перебування i -го і K -го ($K \neq 1$) об'єктів системи газопостачання в аварійному відмовленні при справній роботі інших;

$M \left\{ T_{2,3}^{(i,K)}(\vec{\tau}) \right\}$ – МО часу простою i -го технологічного об'єкта в плановому ремонті разом з K -м в аварійному ремонті ($K \neq 1$) при нормальній роботі інших $m-2$ об'єктів системи газопостачання.

Тоді

$$M\{T_1^{(i)}(\tau)\} = \sum_{i=1}^m \int_0^{\tau_i} \prod_{j=1}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(i)} \lambda_j (\xi_{ij} + x)] dx. \quad (5)$$

Середній час перебування i -го експлуатованого об'єкта системи газопостачання в плановому відбудовному ремонті при справному функціонуванні інших об'єктів комплексу визначається аналогічним чином:

$$M\{T_2^{(i)}(\tau)\} = \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} S_i(\theta) d\theta. \quad (6)$$

де $S_i(\theta)$ - імовірність безвідмовної роботи $m-1$ об'єктів системи в момент θ з інтервалу $(0, \tau_{cp}^{np(i)})$, $i = 1, 2, \dots, m$ (рис. 1).

Оскільки остання подія спостерігається при настанні $m-1$ спільних подій, то

$$S_i(\theta) = \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_{ij}(\theta), \quad (7)$$

де $P_{ij}(\theta)$ - імовірність того, що j -ий об'єкт системи газопостачання нормально функціонує у даний момент.

Враховуючи дані припущення, вираз для $P_{ij}(\theta)$ у (7) визначиться аналогічно (4):

$$P_{ij}(\theta) \approx \prod_{j=1}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + \theta)]. \quad (8)$$

Підставивши (7) і (8) у (6), одержимо:

$$M\{T_2^{(i)}(\tau)\} = \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} \prod_{j=1}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + \theta)] d\theta. \quad (9)$$

Аналогічно (3) середній час перебування i -го експлуатованого об'єкта в аварійному ремонті при безвідмовній роботі інших технологічних об'єктів системи газопостачання за період відновлення процесу $\eta(t)$:

$$M\{T_3^{(i)}(\tau)\} = \int_0^{\tau_p} U_i(t) dt = \sum_{K=1}^m \int_0^{\tau_i} U_i(t) dt. \quad (10)$$

де $U_i(t)$ - імовірність перебування i -го об'єкта в аварійному відновленні (позначимо подію А) при нормальній роботі інших об'єктів системи (події B_j , $J = 1, 2, \dots, m$, $j \neq i$).

Оскільки подія А і події В сумісні, то

$$U_i(t) = P_{Ki}^A(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_{Kj}^B(t), \quad K = 1, 2, \dots, m, \quad (11)$$

де $P_{Ki}^A(t)$ - імовірність застати i -ий експлуатований об'єкт у стані аварійного ремонту в момент t , $0 \leq t \leq \tau_K$;

$P_{Kj}^B(t)$ - імовірність перебування j -го об'єкта обслуговування системи газопостачання в працездатному стані в момент t з інтервалу $(0, \tau_K)$.

Подія А спостерігається при реалізації трьох неспільних подій:

A_1 , що полягає в тому, що до моменту t i -ий технологічний об'єкт зовсім не відмовляв, але аварійне відмовлення наступило саме до цього моменту;

A_2 - до моменту t устаткування i -го об'єкта системи відмовляло, але його працездатність була відновлена проведенням аварійних ремонтів і до розглянутого моменту часу t відмовило в черговий раз;

A_3 - i -ий експлуатований об'єкт системи відмовляв і до моменту t його черговий аварійний ремонт ще не закінчився.

Очевидно, $A = A_1 \cup A_2 \cup A_3$. Подія типу А полягає в тому, що при зроблених припущеннях про експлуатоване устаткування системи газопостачання можна вважати, що

$$P_{Ki}^A(t) \approx \tau_{cp}^{AP(i)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t), \quad K = 1, 2, \dots, m, \quad (12)$$

де ξ_{Ki} визначається з (4).

Оскільки події B_j ідентичні подіям $\bar{A}$, $j = 1, 2, \dots, m$, $J \neq i$, то

$$P_{Ki}^B(t) \approx 1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t). \quad (13)$$

Підставивши (10) у (9), з обліком (12) і (13) запишемо:

$$M\{T_3^{(i)}(\tau)\} = \sum_{K=1}^m \tau_{cp}^{AP(i)} \times \int_0^{\tau_K} \lambda_j (\xi_{Ki} + t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t)] dt, \quad (14)$$

C - перебування інших об'єктів системи в справному функціонуванні до цього ж моменту t ;

$$P_J^C(t) \approx 1 + \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + t),$$

$$J = 1, 2, \dots, m, \quad j \neq i \neq K.$$

На підставі попередніх висновків

$$M\{T_{2,3}^{(i,K)}(\tau)\} = \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} P_K^B(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \neq K}}^m P_j^C(t) dt. \quad (15)$$

Для кожного з об'єктів системи можна записати:

$$M\{T_2^{(i)}(\tau)\} = \tau_{cp}^{np(i)} - M\{T_{2,3}^{(i,K)}(\tau)\};$$

$$M\{T_1^{(i)}(\tau)\} = \tau_p - M\{T_3^{(i)}(\tau)\} - M\{T_{2,3}^{(i,K)}(\tau)\}.$$

Остаточний вираз для функції мети $C(\tau)$

запишемо підстановкою (5), (9), (14) і (1.69) у (5).

$$C(\tau) = \left\{ \sum_{i=1}^m a_{np}^{(i)} \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + t)] dt + \right.$$

$$\left. + \sum_{i=1}^m a_{AP}^{(r)} \sum_{i=1}^m \tau_{cp}^{AP(i)} \int_0^{\tau_i} \lambda_r (\xi_{ir} + t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq r}}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + t)] dt + \right.$$

$$\begin{aligned}
 & + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1}^m \left(a_{AP}^{(r)} + a_{AP}^{(K)} \right) \sum_{i=1}^m \tau_{cp}^{AP(r)} \tau_{cp}^{AP(K)} \times \\
 & \times \int_0^{\tau_i} \lambda_r(\xi_{ir} + t) \lambda_K(\xi_{iK} + t) \prod_{\substack{j=1, \\ j \neq r}}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + t) \right] dt + \\
 & + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1}^m \left(a_{np}^{(i)} + a_{AP}^{(K)} \right) \tau_{cp}^{AP(K)} \times \\
 & \times \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} \lambda_K(\xi_{iK} + \tau_i + t) \prod_{\substack{j=1, \\ j \neq i \neq K}}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + \tau_i + t) \right] dt \times \\
 & \times \left\{ \sum_{i=1}^m \int_0^{\tau_i} \prod_{j=1}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + t) \right] dt \right\}^{-1},
 \end{aligned}$$

де вираз для ξ_{ij} , $i, j = 1, 2, \dots, m$ визначаються з (8).

Як вказувалося раніше, планові відновлювальні ремонти основного устаткування, проведені на ряді об'єктів системи газопостачання, не зв'язані з порушенням технологічного режиму роботи об'єкта, що обслуговується. У цих випадках не виключені можливості настання аварійних відмов і під час проведення власне планового ремонту технологічного устаткування. Тоді події $E_3^{(i)}$ можуть відбуватися на всьому періоді відновлення випадкового процесу $\eta(t)$, що характеризує стан системи.

Отримані залежності дають змогу досліджувати режими обслуговування складної системи газопостачання, що включає m різнотипних, територіально розосереджених, але функціонально взаємозалежних (загальними цілями функціонування) технологічних об'єктів системи газопостачання в регіоні центральної бази технічного обслуговування і ремонту, вони дають змогу розраховувати оптимальний графік планових ремонтів системи газопостачання, що включає m різнотипних розосереджених безупинно функціонуючих технологічних об'єктів.

У випадку обслуговування двох однакових об'єктів системи газопостачання ($m = 2$) розв'язок розглянутої задачі зводиться до оптимізації виду:

$$\min_{\tau_1, \tau_2} C(\tau_1, \tau_2) = C(\tau_1^*, \tau_2^*). \quad (17)$$

У випадку двох однакових підсистем, якщо виконується умова $1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(0) \geq 0$ мінімум функції $1 - K_r(\tau_1, \tau_2)$ досягається при $\tau_1 = \tau_2$. Оскільки для ряду технологічних об'єктів системи газопостачання умова $1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(0) \geq 0$, як правило, виконується, то якщо для експлуатованого устаткування зводиться до

$$\min_{\tau} C(\tau) = C(\tau^*). \quad (18)$$

Тоді з (16) запишемо наступний вираз для функції мети:

$$\begin{aligned}
 C(\tau) = & \left\{ a_{np} \tau_{cp}^{np} + a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \times \right. \\
 & \times \left[\Lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{np}\right) + \Lambda(\tau) + \Lambda\left(2\tau + \tau_{cp}^{np}\right) \right] \times \\
 & \times \left\{ \tau - \tau_{cp}^{AP} \cdot \left[\Lambda(\tau) + \Lambda\left(2\tau + \tau_{cp}^{np}\right) + \right. \right. \\
 & \left. \left. + \tau_{cp}^{AP} \int_0^{\tau} \lambda(t) \lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{np} + t\right) dt \right] \right\}^{-1}.
 \end{aligned} \quad (19)$$

Рівняння для визначення локальних екстремумів показника якості обслуговування в розглянутій системі визначиться з умови $\frac{dC(\tau)}{d\tau}$.

$$\begin{aligned}
 2\lambda\left(2\tau + \tau_{cp}^{np}\right) \left\{ \tau - \tau_{cp}^{AP} \left[\int_0^{\tau} \lambda(t) dt + \int_0^{\tau} \lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{np} + t\right) dt - \right. \right. \\
 \left. \left. - \tau_{cp}^{AP} \int_0^{\tau} \lambda(t) \lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{np} + t\right) dt \right] \right\} \times \\
 \times \left\{ 1 - \tau_{cp}^{AP} \left[\lambda(\tau) - \lambda\left(2\tau + \tau_{cp}^{np}\right) + 2\lambda\left(2\tau + \tau_{cp}^{np}\right) - \right. \right. \\
 \left. \left. - \tau_{cp}^{AP} \left[2\lambda(\tau) \lambda\left(2\tau + \tau_{cp}^{np}\right) - \lambda(\tau) \lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{np}\right) + \right. \right. \right. \\
 \left. \left. \left. + \lambda'(\tau) \int_0^{\tau} \lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{np} + t\right) dt \right] \right] \right\}^{-1} - \\
 - \left[\int_0^{\tau} \lambda(t) dt + \int_0^{\tau} \lambda(\tau + t) dt + \int_0^{\tau} \lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{np} + t\right) dt \right] = \\
 = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}. \quad (20)
 \end{aligned}$$

Розв'язком (20) може бути безліч значень $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_m$, яким функція лівої частини $\psi(t)$ стає рівною значенням правої частини:

$$\frac{a_{np} \tau_{cp}^{np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}} = const.$$

Оптимальні показники якості обслуговування обох об'єктів системи газопостачання - періодичність планових ремонтів і відповідне мінімальне значення середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію - визначаються для значення $\tau_i = \tau^*$, при цьому досягається глобальний екстремум функції мети $C(\tau) \rightarrow C(\tau^*)$.

Якщо глобальний екстремум функції мети $C(\tau)$ досягається для значень аргументу $\tau^* = \infty$, це означає, що проведення планових ремонтів технологічного устаткування на експлуатованих об'єктах системи газопостачання

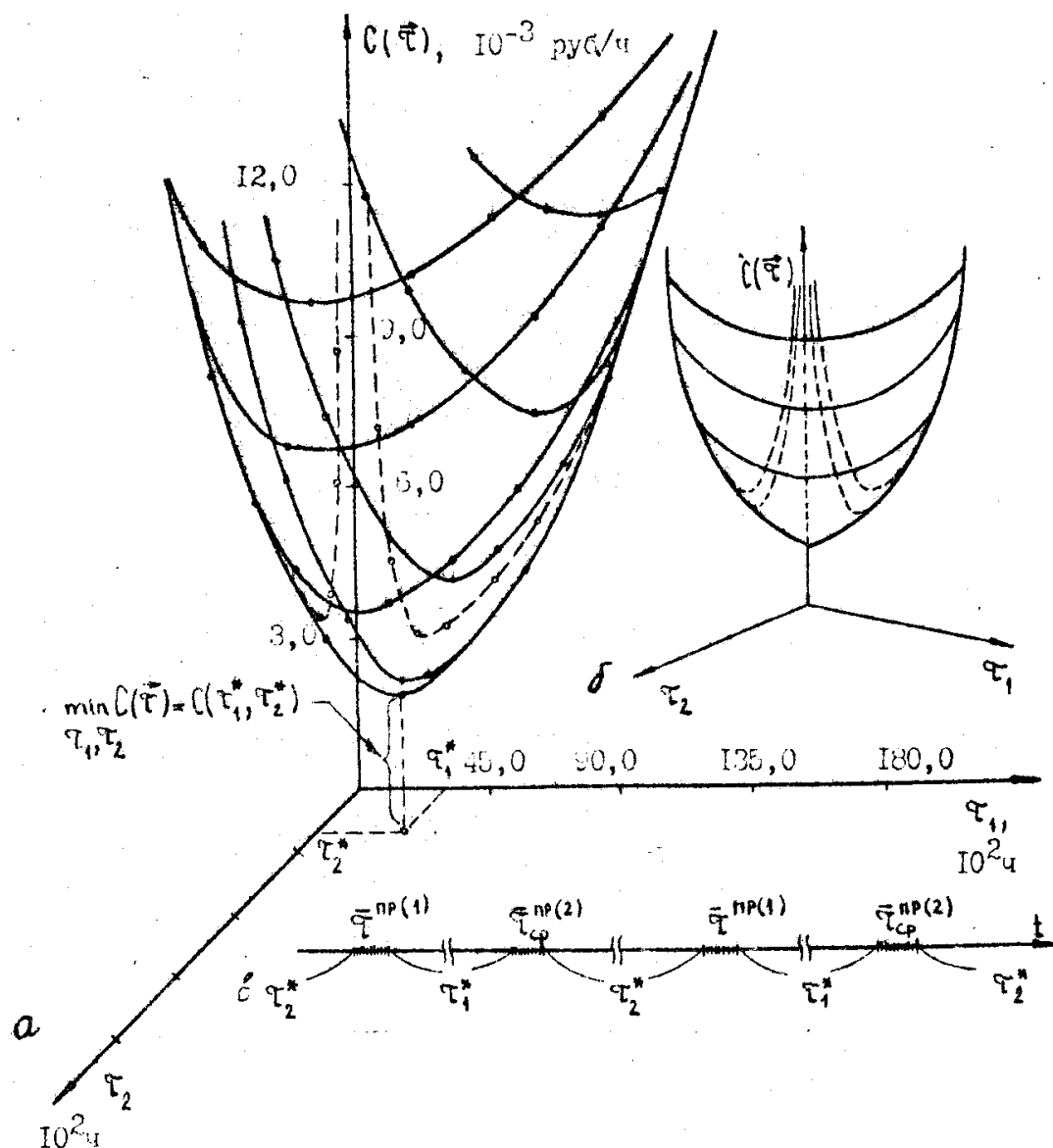


Рисунок 2 – Показники обслуговування і ремонту двох ГРС, розглянутих як єдиний комплекс

недоцільно. У цьому випадку розв'язок матиме вигляд:

$$C(\infty) = \frac{a_{AP} \tau_{CP}^{AP}}{\tau_{CP}}, \quad (21)$$

Оскільки система складається з двох незалежно функціонуючих підсистем, функція розподілу часу безвідмовної роботи системи в цілому $F(x)$, необхідна для визначення τ_{CP} у (21), визначиться як

$$F(x) = F_1(x) * F_2(x), \quad (22)$$

тобто є композицією функцій розподілів часу безвідмовної роботи обох об'єктів обслуговування системи.

Оскільки в даному випадку розглядаються однакові об'єкти обслуговування, то

$$F(x) = \int_0^{\infty} f(x-z)f(z)dz, \quad (23)$$

де $f(t)$ - щільність розподілу часу безвідмовної роботи кожної з підсистем; $f(t) = dF_i(t)/dt$, $i=1,2$.

На рис. 2 зображено графік функції середніх сумарних питомих витрат $C(\tau)$ на обслуговування і ремонт двох однакових ГРС, розглянутих як єдиний комплекс.

Слід зазначити, що показник середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію вироджується в середні питомі витрати.

Як бачимо, імовірність перебування системи в стані аварійної відмови одночасно двох об'єктів обслуговування і зв'язані з ними втрати – значення C_3 – дуже малі щодо інших станів і втрат, що викликаються їхньою реалізацією. Ця обставина є визначальною для розглянутих об'єктів системи газопостачання, що володіють високою працездатністю. Аналіз процесу обслуговування системи газопостачання, що включає різні за чисельністю і характеристиками

ГРС і ГРП, не змінює це уявлення про відносне кількісне співвідношення втрат $C_1 - C_5$.

Аналізовані стратегії обслуговування й отримані залежності дають змогу розраховувати оптимальні показники процесу обслуговування і ремонту основного устаткування системи газопостачання в рамках кожної зі стратегій - календарна періодичність τ^* , наробіток θ^* стан K^* до планових попереджувальних ремонтів, а також відповідні екстремальні значення показника якості обслуговування і ремонту $C(\tau^*)$, $C(\theta^*)$ чи $C(K^*)$. У практиці експлуатації систем газопостачання через різні причини іноді виникають проблеми, пов'язані з дотриманням оптимальних графіків планових ремонтів. Тому доцільно враховувати й оцінювати можливості і наслідки переносу чергового планового профілактичного ремонту. При цьому виникають дві типові ситуації.

1. Дострокове проведення профілактичного ремонту бажано в тому випадку, якщо виникає відмова експлуатованого устаткування, оптимальний термін якого наблизився до значень τ^* , θ^* або K^* . Іноді доцільно не тільки усунути виниклу відмову, але і провести позачергові регламентні роботи

2. Відтягування терміну початку планових попереджувальних заходів, коли до оптимального моменту τ^* , θ^* або K^* не існує достатніх умов для їхнього проведення: відсутні резервне устаткування, чи запчастини достатня оперативна готовність ремонтних бригад або виникали різні розуміння оперативно-управлінського характеру.

У практиці експлуатації систем газопостачання профілактичні допуски для різного типу устаткування і різних експлуатаційних умов визначаються на підставі виробничого досвіду обслуговуючого персоналу. У теоретичних і прикладних дослідженнях організації ремонтного обслуговування устаткування систем газопостачання профілактичні допуски задаються заздалегідь. Значення Δ_1 і Δ_2 можна вибирати в границях 10...15% відповідних номінальних розрахункових чи нормативних значень.

Література

- 1 Грудз В.Я. Обслуживание газотранспортных систем / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тымкив, Е.И. Яковлев. – Киев: УМК ВО, 1991 – 160 с.
- 2 Бразирович Е.Ю. Некоторые математические вопросы теории обслуживания сложных систем / Е.Ю. Бразирович, В.А. Каштанов. – М.: Сов.радио, 1971 – 122 с.
- 3 Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем / Н.П. Бусленко. – М.:Наука, 1978. – 421 с.
- 4 Керування режимами газотранспортних систем / В.Я.Грудз, М.Т.Лінчевський, В.Б.Михалків та ін. – К.: Укргазпроект, 1996. – 140 с.
- 5 Мазур И.И.Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с.
- 6 Orynyak I.V., Lokhman I.V. The spring splines procedure with prescribed accuracy for determination of the curvatures of the pipeline based on the 3-D measurements of its position // Rio Pipeline Conference & Exposition 2011, IBP1029_11.
- 7 Fun Chen. New approach developed for estimating pour points of grucle oil blend /Fun Chen, Jinjun Zhang, Fan Zhang. // Oil S Gas Journal. – 2003. – №11. – p. 60-64.

Стаття надійшла до редакційної колегії
31.01.14

Рекомендована до друку
професором **Середюк М.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**
(Управління МГ і ГРС ПАТ «Укртрансгаз»,
м. Київ)

Виробничий досвід

УДК 550.83:551.435.62

ОСОБЛИВОСТІ МЕТОДУ ПРИРОДНОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ПОЛЯ У КОМПЛЕКСІ ГЕОФІЗИЧНИХ РОБІТ ПІД ЧАС ДОСЛІДЖЕННЯ ЗСУВНИХ ПРОЦЕСІВ

І.В. Крив'юк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504761,
e-mail: g b g @ n u n g . e d u . u a

Узагальнено досвід застосування методу природного електричного поля (ПЕП) у комплексі геофізичних робіт при дослідженні зсувних процесів. Передумовою до використання даного методу на зсувонебезпечних ділянках є виникнення природних електричних потенціалів унаслідок фільтрації підземних вод у породах, що залягають вище поверхні ковзання. Наведено результативність методу при якісній інтерпретації та кількісній комплексній інтегрованій інтерпретації геолого-геофізичних даних. Інформативність методу ПЕП є досить високою як при площинній зйомці, так і при зйомці по окремих профілях. Це дає підстави залучати даний метод до основного комплексу геофізичних методів дослідження зсувних процесів.

Ключові слова: природні електричні потенціали, зсувні процеси, геофізичні методи, інтерпретація геофізичних даних.

Обобщен опыт применения метода естественного электрического поля (ЕП) в комплексе геофизических работ при исследовании оползневых процессов. Предпосылкой к использованию данного метода на оползнеопасных участках является возникновения естественных электрических потенциалов вследствие фильтрации подземных вод в породах, которые залегают выше поверхности скольжения. Приведена результативность метода при качественной интерпретации и количественной комплексной интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных. Информативность метода ЕП достаточно высокая как при плоскостной съемке, так и при съемке по отдельным профилям. Это дает основания привлекать данный метод к основному комплексу геофизических методов исследования оползневых процессов.

Ключевые слова: естественные электрические потенциалы, оползневые процессы, геофизические методы, интерпретация геофизических данных.

The utilization experience of the method of natural electric field (NEF) in the complex of geophysical operations during the landslide processes study has been generalized in the article. The emergence of natural electric potentials as a result of subsurface waters filtration in the rocks overlying sliding surfaces has become the ground for this method utilization on the landslide hazard areas. The method efficiency at a qualitative interpretation and quantitative complex integrated interpretation of the geological and geophysical data has been proved. The NEF informativeness is quite high both at the plane surveying, and the individual profiles surveying. This provides grounds to add the method to the main complex of the geophysical landslide processes study methods.

Key words: natural electric potentials, landslide processes, geophysical methods, geophysical data interpretation

Вступ

Інженерна геофізика має в наявності досить широке коло методів, що успішно використовуються при дослідженні зсувонебезпечних ділянок. До таких методів відносяться сейсмометрія, зокрема кореляційний метод заломлених хвиль, гравіметрія, магнітометрія, еманційна зйомка, та методи електрометрії – вертикального електричного зондування (ВЕЗ), природного електричного поля (ПЕП), природного

імпульсного електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ), електропрофілювання, викликані поляризації, зондування становленням поля в ближній зоні та георадіолокації [0-0]. Поряд з тим, останнім часом інтенсивно розвиваються порівняно нові геофізичні методи, що можуть використовуватись і для дослідження зсувних процесів – сейсмоакустичне зондування, метод становлення короткоімпульсного електромагнітного поля, метод вертикального електрорезонансного зондування [0-0], резонансно-акусти-

чне профілювання[0]. Незважаючи на це, у більшості випадків використовують комплекс із 3 – 5 геофізичних методів, що в повному обсязі дає можливість детально досліджувати зсувні процеси.

Метод ПЕП відрізняється від інших геофізичних методів своєю фізичною основою. Тому він відображає ті особливості геологічного розрізу, які не виявляються взагалі чи повною мірою іншими методами. Це дає змогу розглядати метод ПЕП в якості одного з можливих методів комплексу у всіх випадках, де є передумови для його застосування. Такою передумовою у використанні даного методу при дослідженні зсувних процесів є виникнення природних електричних потенціалів унаслідок фільтрації підземних вод у породах, що залягають вище поверхні ковання. Електричні потенціали, що супроводжують фільтраційні потоки, виникають унаслідок наявності як потенціалів течії [0], так і механо-електричних перетворень, які утворюються при зміні механічної напруженості в гірських породах, що вміщують фільтраційний потік, за рахунок зміни тиску потоку [0]. Таким чином, сумарне фільтраційне електричне поле розглядається як суперпозиція поля течії U_1 та поля тиску U_2 [0]:

$$U = U_1 + U_2 = (\lambda_1 + \lambda_2) \Delta P, \quad (1)$$

де ΔP – приріст гідравлічного напору;

λ_1 і λ_2 – відповідно коефіцієнти фільтраційно- та механо-електричного перетворень.

Коефіцієнти λ_1 і λ_2 мають наступні знаки: λ_1 – від’ємний у зонах інфільтрації та додатний у зонах ексфільтрації (по шляху фільтрації потенціал зростає); λ_2 – завжди додатний. Тому фільтраційні потоки в зонах інфільтрації супроводжуються від’ємним потенціалом електричного поля, а в зонах ексфільтрації або близько від них – додатним потенціалом. Ці потенціали можуть досягати, в залежності від інтенсивності фільтраційного потоку, перших десятків мілівольт.

Методом ПЕП, як правило, вирішують дві задачі при дослідженні зсувних процесів: 1) оконтурення порід різного літологічного складу або структури; 2) визначення зон інфільтрації поверхневих вод і атмосферних опадів, а також зон ексфільтрації підземних вод. При режимних спостереженнях даним методом вивчаються гідрогеологічні особливості розвитку зсувів [0].

Слід також зазначити, що працівниками Західно-Української геофізичної розвідувальної експедиції проведені спеціальні дослідження [0], основним завданням яких було вивчення аномальної добової динаміки локального геоелектричного поля (АДДЛП) [0] на ділянках активних зсувів. Одним із методів, що використовувався для вивчення ефекту АДДЛП, був метод ПЕП. Проте дані дослідження мали фрагментарний характер (були проведені тільки на двох зсувних ділянках).

Незважаючи на наявність значної кількості публікацій, у яких вказується про можливість використання методу ПЕП при дослідженні

зсувних процесів [0-0, 0, 0, 0-0], результативність та приклади інтерпретації даних зазначеного методу, на думку автора, висвітлено в недостатній мірі.

На сьогоднішній день, в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу накопичено значну кількість фактичного матеріалу по дослідженню зсувних процесів комплексом геофізичних методів (понад 50 зсувонебезпечних ділянок). На більшості з ділянок метод ПЕП входив до основного комплексу геофізичних методів досліджень. Так, в працях [0, 0] запропоновано в якості основного комплексу використовувати наступні методи: ВЕЗ, ПЕП та ПЕМПЗ. Тому метою даної статті є узагальнити накопичений досвід використання методу ПЕП при дослідженні зсувних процесів та навести його результативність як при якісній інтерпретації, так і при кількісній комплексній інтегрованій інтерпретації геофізичних даних.

Результативність методу ПЕП при якісній інтерпретації геофізичних даних

Якісна методика інтерпретації геофізичних даних полягає у складанні результативних карт окремо по кожному методу досліджень та подальше їх співставлення на описовому візуальному рівні з метою підтвердження виявлених аномалій за різними методами. При цьому, аномалії повинні фізично узгоджуватись із зсувонебезпечною [0].

В даному підрозділі представлені результати геофізичних дослідження на двох зсувонебезпечних ділянках, характерною особливістю яких є те, що через кожен з них проходять магістральні газопроводи.

Лінійна частина магістрального газопроводу в межах Сторожинецької ділянки. Ділянка досліджень знаходилась у районі потічка Глинниця біля села Глинниця Сторожинецького району Чернівецької області, через яку проходить лінійна частина магістрального газопроводу.

Геофізичні дослідження виконано комплексом методів ВЕЗ, ПЕП та ПЕМПЗ по окремих профілях.

Зйомка природних електричних потенціалів проводилась по двох взаємно перпендикулярних профілях по падінню схилу (профіль №1) та впоперек схилу (профіль №2) методом потенціалу. Результати інтерпретації даних методу ПЕП наведено на рис. 1.

Виразним є графік по профілю №1 (рис. 1 а), який відображає зміну потенціалу по падінню схилу (початок профілю знаходився в нижній частині схилу). Чергування аномалій додатного знаку з мінімумами відповідає типовій картині розвитку деляпсивного зсуву, тобто зсуву, який розвивається знизу вгору. Аномалії фіксують наявність тріщин заколу та зон деформацій. Зсув є активним і складається з чотирьох зсувних сходинок (блоків). Границі сходинки I встановлено за наявними тріщинами заколу, а сходинок II-IV – за результатами інтерпретації

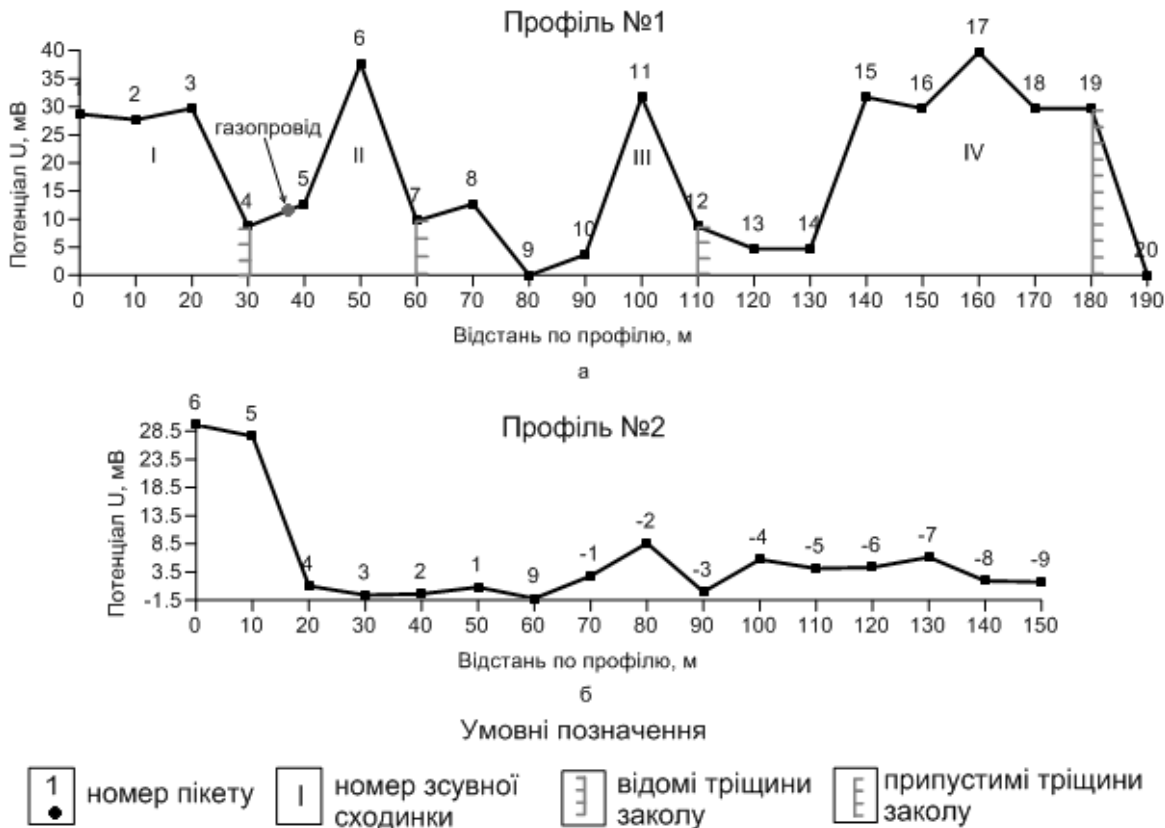


Рисунок 1 – Результати інтерпретації даних методу природного електричного поля

даних методу ПЕП. Газопровід знаходиться між першою та другою сходинками. Графік на рис. 1, б свідчить про незначну диференціацію схилу по інтенсивності фільтрації підземних вод – виразних підземних фільтраційних потоків (“підземних річок”) немає.

Визначення місця розташування припустимих тріщин заколу, а, отже, і границь зсувних сходинок, що явно не візуалізувались на денній поверхні, проводилося наступним чином. На значення природних потенціалів, що реєструються методом ПЕП, впливає як наявність підповерхневих вод, так і напружений стан гірських порід, причому цей вплив має наступний характер. Зсувна сходинка відображає у формі схилу структурну одиницю – зсувний блок, який є відносно самостійним зсувом. У межах кожної сходинки, якщо розглядати схил зверху вниз, є зона розвантаження (розущільнення) порід, що виникла в результаті розриву суцільності середовища (тріщини заколу). Нижче ділянки розвантаження відбувається поступове зростання напружень, пов’язане з накопиченням стримувальних сил, аж до розвантаження на наступних сходинках. Таким чином, в межах зсувного схилу виділяються декілька зон, кожна з яких має ділянки розвантаження та накопичення напружень [0]. Дану закономірність розподілу механічних напружень на зсувному схилі часто використовують при інтерпретації даних ПЕМПЗ [0].

Отже, в зонах, де є інфільтрація підповерхневих вод і немає напруженого стану порід,

значення природних потенціалів менші, ніж значення там, де є ексфільтрація води і напружений стан. Оскільки, в місцях тріщин заколу відбувається інфільтрація підповерхневих вод (стік води по тріщинах) і немає напруженого стану порід, то і значення природних потенціалів повинні бути найменші. Нижче по схилу від тріщини відбувається накопичення підповерхневих вод та зростає напружений стан порід. На графіку зміни природних потенціалів це явище відображається в вигляді піків функції. Згідно з досвідом, місця тріщин заколу відповідають ділянкам початку зростання значень потенціалу (погляд вниз по схилу).

З метою оконтурення зсувного тіла в просторі, на карту коефіцієнта анізотропії χ , одержану в результаті інтерпретації даних методу ПЕМПЗ, нанесено аномальні зони, визначені за методами ПЕП та ПЕМПЗ (рис. 2). Аномальними зонами для методу ПЕП взято половини додатних піків на графіках зміни природного електричного потенціалу U по профілях, а для методу ПЕМПЗ – половини від’ємних піків на графіках зміни коефіцієнта анізотропії χ по профілях. Більшість аномалій узгоджуються між собою і попадають в аномальну зону з підвищеною зсувонебезпекою, оконтурену ізолінією 0.47. Дану зону, з деякими поправками, і слід вважати зоною зсуву.

За результатами інтерпретації даних методу ВЕЗ побудовано геологічний розріз по профілю №1. На даний розріз нанесено ймовірні поверхні ковзання, враховуючи сходинковий

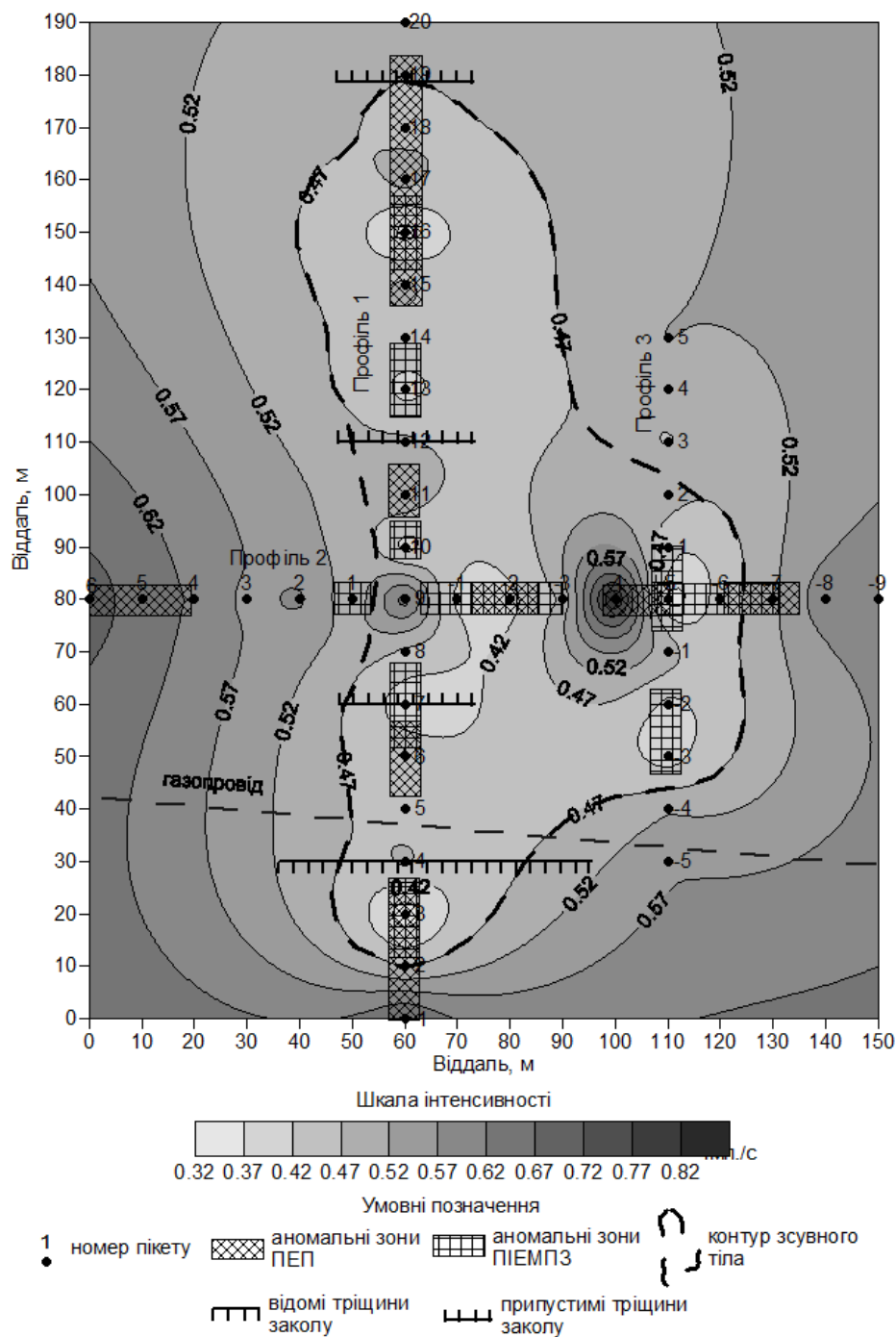


Рисунок 2 – Карта комплексної якісної інтерпретації даних геофізичних досліджень

характер розвитку досліджуваного зсуву. Для кожної із ймовірних поверхонь ковзання розраховано коефіцієнт стійкості схилу [0].

Таким чином, завдяки проведенню досліджень методом ПЕП на даній ділянці вдалось вирішити наступні задачі: 1) уточнити контури зсувного тіла; 2) встановити межі припустимих зсувних сходинок, що, в свою чергу, дало змогу розглянути декілька варіантів положення поверхні ковзання та розрахувати коефіцієнт стійкості по кожному з них.

Ділянка на 4443.3 км газопроводу “Прогрес”. Ділянка досліджень знаходилась за селом Ілемня Рожнятівського району Івано-Франківської області. Зсув на даній ділянці відбувся

у 2007 р. Ширина зсувного тіла у вершині зсуву складала 35 м, висота головного уступу (стілки відриву) – біля 15 м. Зсув перейшов у селевий потік. У стінці відриву на глибині біля 2 м оголився газопровід “Прогрес”, вище якого на відстанях відповідно 13 і 37 м розташовані газопроводи “УПУ” та “КС-Долина”. Нитки газопроводів затримали подальший розвиток зсуву вверх по схилу.

З метою визначення небезпеки подальшого розвитку зсуву та можливості пошкодження (розриву) газопроводів, виконано геофізичні роботи методами електрометрії (ВЕЗ, ПЕП та ПІЕМПЗ).

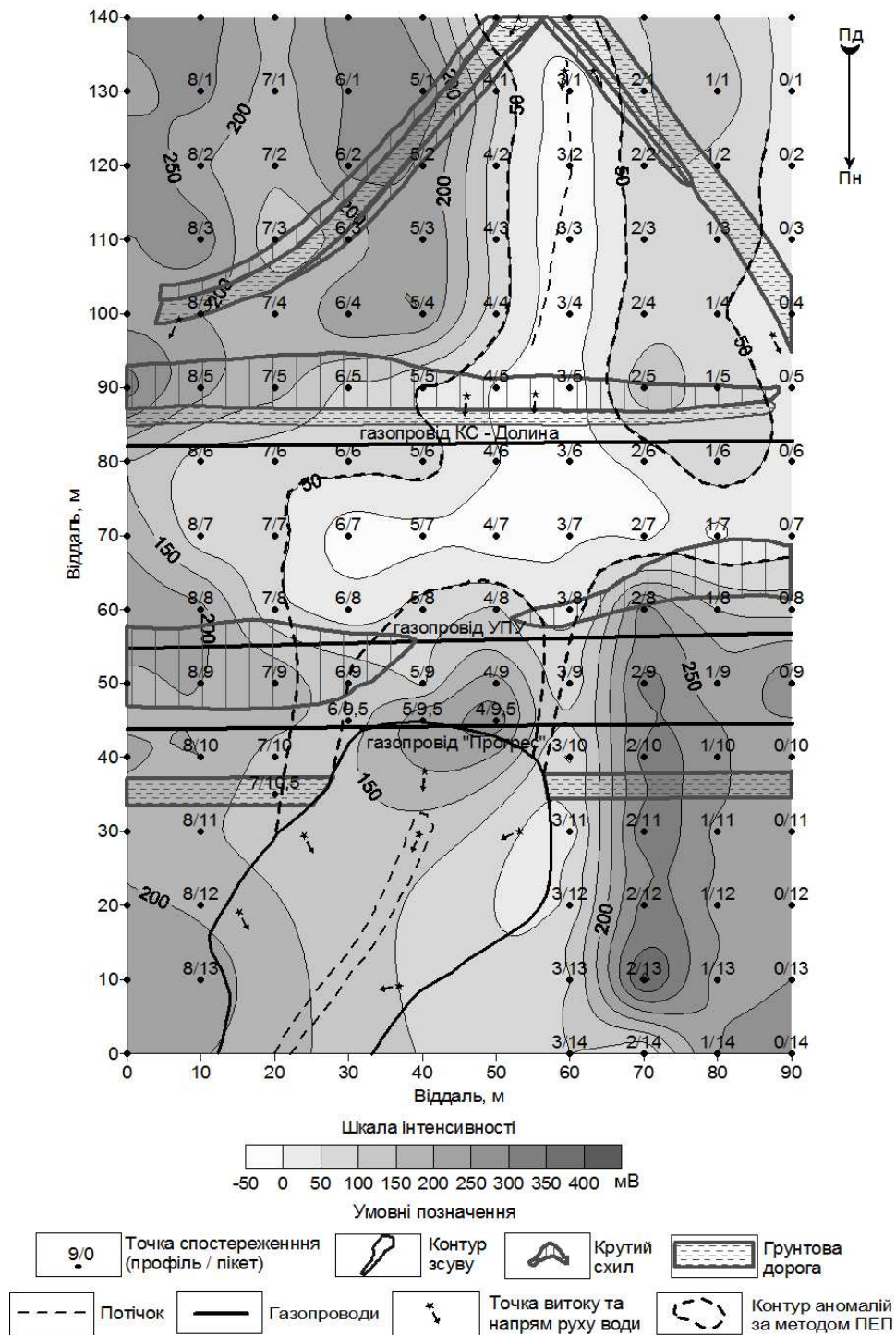


Рисунок 3 – Карта розподілу природного електричного поля

Дослідження методом ПЕП виконано на всій ділянці з кроком 10×10 м. У результаті інтерпретації даних одержано карту розподілу природних потенціалів (рис. 3). Аналіз карти наступний. Збільшення значень потенціалу в нижній частині відповідає збільшенню інтенсивності фільтрації та тенденції до розвантаження підземних вод або ексфільтрації. Дана зона співпадає з ділянкою, на якій постійно відбувається витік води, і проходить по третьому профілю від пікету 1 до пікету 7 включно. Між двома газопроводами дана аномалія розширю-

ється від другого профілю до шостого і далі двома рукавами впирається у стінку зсуву (точки 6/9.5-7/9.5, а також 3/9-3/10-3/11). Дещо меншою за розмірами й значенням (до 50 мВ) виділяється аномалія на правій стороні обриву (після зсуву) між 11 та 12 пікетами 3-го профілю.

За методом ВЕЗ виділено аномалії по схилу по лінях пікетів 3, 5, 7, 8, що відповідають давньому руслу водного потоку та відображають потужності руслових утворень (рис. 4). Аномалія ПЕП у цьому місці свідчить про інтенсивну фільтрацію води по руслу, а в межах

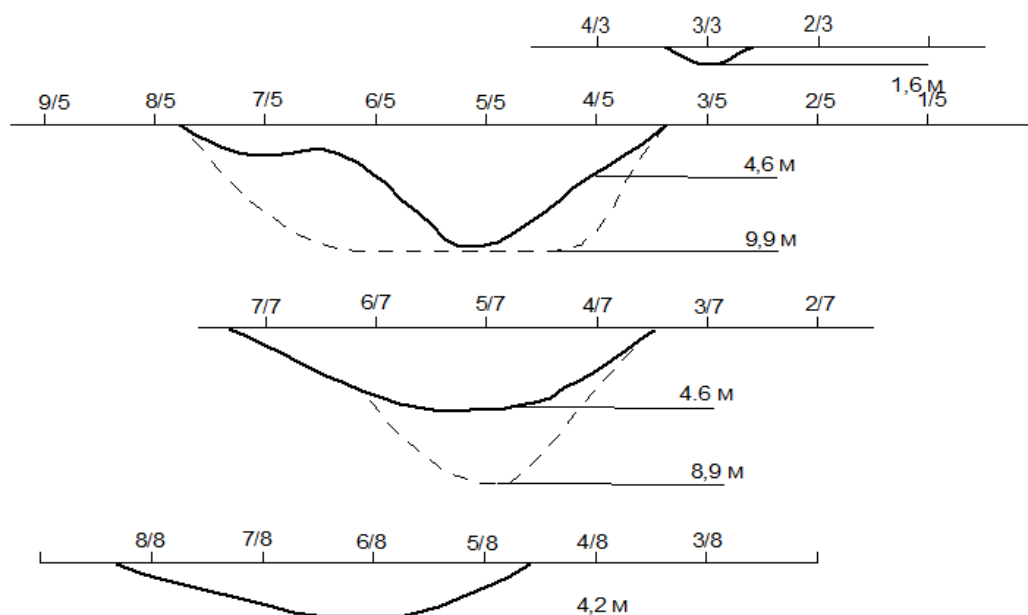


Рисунок 4 – Зміна глибини русла водного потоку по лініях пікетів 3, 5, 7, 8, 11 (за даними ВЕЗ)

усіх трьох газопроводів – про накопичення води, змочування порід і подальшу фільтрацію двома підземними руслами, які утворюють потічок у котловині існуючого зсуву. Давнє русло водного потоку продовжується під усіма газопроводами і обривається стінкою зсуву, що вже відбувся. Аномалії ПЕМПЗ, що знаходяться між газопроводами, співпадають з аномалією ПЕП та свідчать про напружений стан гірських порід, що може призвести до подальшої активізації зсуву.

Таким чином, основною причиною зсуву є порушення природного відтоку ґрунтових і атмосферних вод зі схилу.

Для запобігання подальшого розвитку зсуву, на ділянці досліджень виконано наступні протизсувні заходи: 1) для перехоплення води та зменшення зволоження порід, пробурено чотири нахилені свердловини по падінню схилу із закладкою перфорованих пластмасових труб (прокладка дренажних труб здійснювалась на глибину, максимально наближену до глибини сповзання зсуву); 2) для зменшення потужності зсувних порід знято частину ґрунту між газопроводами КС “Долина” та “Прогрес” і шостими та дев’ятими профілями.

З метою контролю ефективності вжитих протизсувних заходів, на зазначеній ділянці виконано повторні геофізичні дослідження. Значні аномалії, що виявлені за методами ПЕП та ПЕМПЗ свого підтвердження не знайшли (зокрема, за даними методу ПЕП встановлено відсутність значних фільтраційних потоків, що й спричинило появу зсуву). Цьому посприяло розвантаження колектора підземних вод нахиленими свердловинами. Зони низького опору порід, виявлені за методом ВЕЗ, пов’язуються з літологічною особливістю ділянки. Таким чином, на момент проведення повторних геофізичних досліджень, зсув на ділянці стабілізувався.

Результативність методу ПЕП при кількісній комплексній інтегрованій інтерпретації геолого-геофізичних даних

Кількісна комплексна інтегрована інтерпретація геолого-геофізичних даних, з розрахунком функції комплексного показника (ФКП) та критерію ймовірності розвитку зсувів, дає можливість оцінити зсувну небезпеку на кількісному ймовірнісному рівні [0, 0, 0].

Розрахунок ФКП здійснюється на основі ефективних параметрів, одержаних за даними комплексу методів геолого-геофізичних досліджень. Ефективними називають такі параметри, що безпосередньо відображають зсувонебезпеку збільшенням чи зменшенням своєї числової величини. Для методу ПЕП таким ефективним параметром є абсолютні залишкові значення природних потенціалів $|\Delta U_{\text{зал}}|$, при чому чим більше значення $|\Delta U_{\text{зал}}|$, тим більша зсувонебезпека.

Принцип визначення ефективного параметра $|\Delta U_{\text{зал}}|$ полягає в наступному. Перш за все необхідно вилучити з даних зйомки природних електричних потенціалів регіональні фонові аномалії, що зумовлені рельєфом та пов’язані зі збільшенням гео- та гідростатичного тиску вниз по схилу, таким чином виділивши локальні аномалії, що безпосередньо несуть інформацію про особливості схилових процесів: напружено-деформований стан гірських порід та відхилення від регіональної (схилової) інтенсивності фільтрації. Для цього слід розрахувати залишкові аномалії для кожної точки зйомки $\Delta U_{\text{зал}}$ по кожній ізогіпсі денної поверхні:

$$\Delta U_{\text{зал}} = \Delta U_i - \Delta U_{\text{сер}}, \quad (2)$$

де ΔU_i – значення потенціалу в i -й точці;

$\Delta U_{\text{сер}}$ – середнє значення потенціалу для даної ізогіпси в i -й точці.

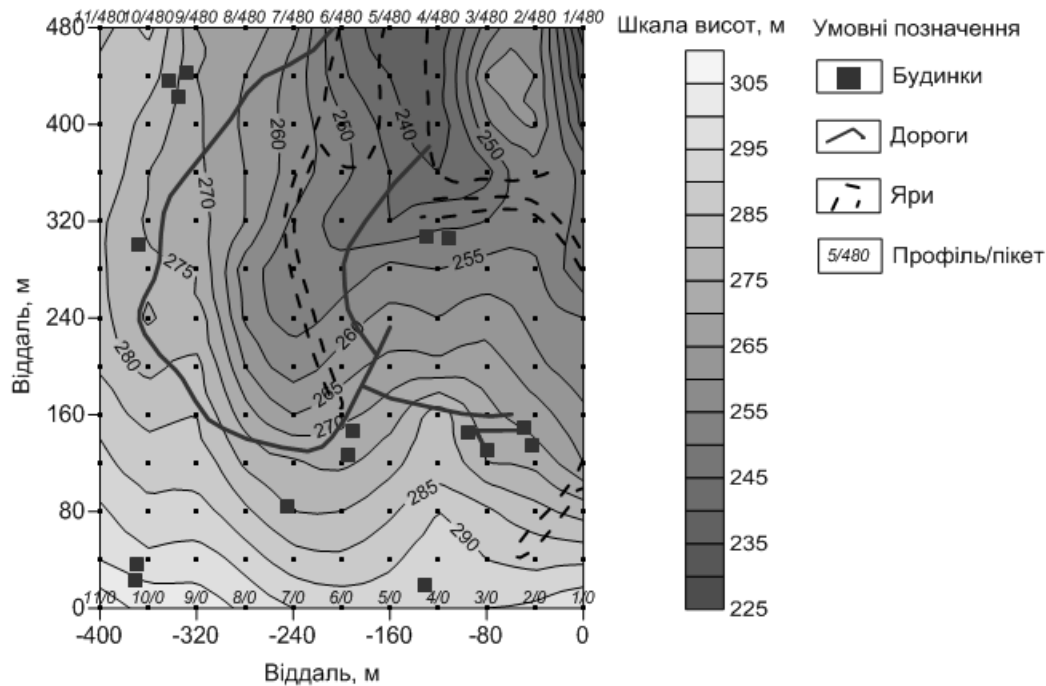


Рисунок 5 – Карта рельєфу ділянки Топчино-1

Оскільки кожна із залишкових локальних аномалій (як додатна, так і від'ємна) узгоджується із зсувною небезпечкою, то при комплексній інтерпретації їх слід урахувувати з однаковим знаком, тобто по абсолютній величині.

Для визначення інформативності задіяних методів при кількісній комплексній інтегрованій інтерпретації геолого-геофізичних даних необхідно обчислити внесок кожного методу у формування ФКП. Для цього достатньо визначити коефіцієнти парної кореляції ФКП із кожним ефективним параметром та пронормувати ці коефіцієнти таким чином, щоб сума їх складала 100%. Процедура нормування передбачає знаходження суми всіх коефіцієнтів парної кореляції, ділення кожного коефіцієнту на цю суму (тобто приведення суми до одиниці, що дорівнює 100%) та відображення його у відсотках. Так, внесок методу ПЕП у формування ФКП в середньому складає 17%, що є досить суттєвим, якщо враховувати, що до розрахунку ФКП переважно залучають 6 ефективних параметрів [0].

Розглянемо результативність методу ПЕП при комплексній кількісній інтегрованій інтерпретації геолого-геофізичних даних на прикладі зсувонебезпечної ділянки Топчино-1.

Ділянка Топчино-1. В адміністративному відношенні ділянка досліджень Топчино-1 знаходиться в Тячівському районі Закарпатської області. В геоструктурному плані ділянка розташована в межах Солотвинської западини Закарпатського внутрішнього прогину, який характеризується двоярусною будовою і фундамент складений дислокованими товщами нерозчленованого мезозою і палеогену. Покриває ці відклади комплекс неогену, який розчленований на ряд свит. Рельєф ділянки є горбистий з крутими схилами (15°-30°) і ярами. Абсолют-

ні відмітки денної поверхні становлять 240 – 300 м (рис. 5).

Геофізичні дослідження проведені методами ВЕЗ, ПЕП та ПЕМПЗ по 11 профілях довжиною 480 м, відстань між якими була 40 м. Крок спостережень для методу ВЕЗ – 40 м, ПЕП – 20 м, ПЕМПЗ – 10 м. При комплексній інтерпретації геофізичні дані приводились до однієї сітки 20×20 м.

За результатами методу ПЕП побудовано карту розподілу природного електричного поля ΔU (рис. 6, а), яка в подальшому трансформована в карту ефективного параметра – абсолютних залишкових значень природних потенціалів $|\Delta U_{\text{зал}}|$ (рис. 6, б). Аналізуючи дані карти, слід зазначити наступне. На карті розподілу ΔU чітко виділяється одна значна зона інфільтрації між профілями 2 та 3 (пикети 120-400) та три незначні зони по профілях 6 (пикети 240-320) та 9 (пикети 200-280 та 320-400). ΔU в даних зонах змінюється від -10 до -25 мВ. На карті розподілу $|\Delta U_{\text{зал}}|$ зазначені аномальні зони збереглися, що свідчить про те, що вони не зумовлені рельєфом ділянки, а приурочені до зон напружено-деформованого стану гірських порід. Крім того, виділяється значна аномальна зона по профілю 7 (пикети 120-240), $|\Delta U_{\text{зал}}|$ для якої більше 20 мВ.

Для комплексної інтерпретації та розрахунку ФКП залучено наступні параметри: за даними ПЕП – абсолютні залишкові значення природних потенціалів $|\Delta U_{\text{зал}}|$; за даними ВЕЗ – потужність зсувної товщі h , еквівалентний опір зсувної товщі $\rho_{\text{екв}}$ та опір підстелених порід $\rho_{\text{під}}$; за даними ПЕМПЗ – коефіцієнт анізотропії χ . Також залучено ще один ефективний параметр – функцію густини імовірності зсувів $f(\alpha)$, яка розрахована для кривої закону розподілу кількості зсувів за кутами нахилу денної поверхні

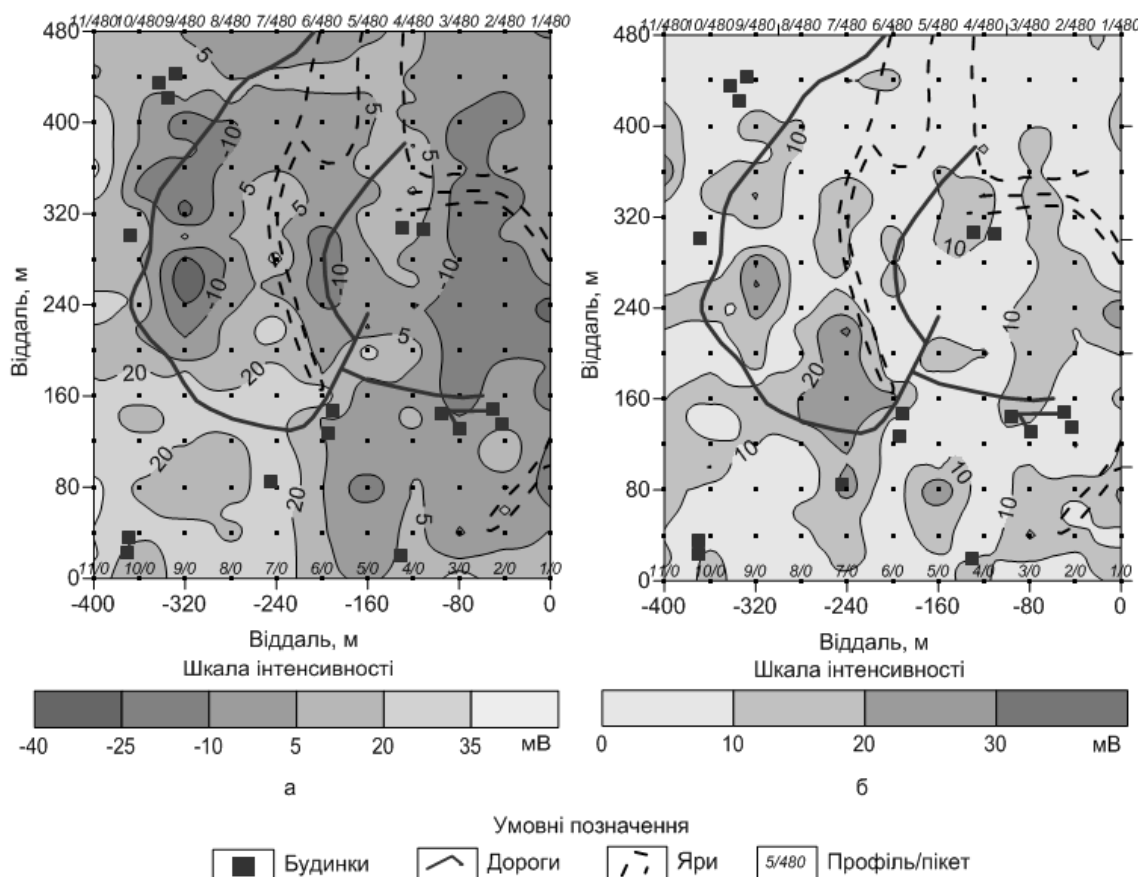


Рисунок 6 – Карти розподілу природного електричного поля (а) та абсолютних залишкових значень природних потенціалів (б)

для Закарпатського регіону при кутах $\alpha=15-40^\circ$. В ці межі попадає і ділянка Топчино-1.

Внесок кожного ефективного параметра у формування ФКП наведено в табл. 1. Отже, найбільш визначальними у формуванні ФКП є метод ПЕП, дещо менший внесок дали ефективні параметри методу ВЕЗ. Метод ПЕМПЗ та функція густини імовірності зсувів були найменш інформативними.

Таблиця 1 – Парна кореляція ефективних параметрів з ФКП

	ФКП	Внесок, %
$ \Delta U_{\text{зал}} $	0,61	22,02
h	-0,54	19,49
$\rho_{\text{екв}}$	-0,49	17,69
$\rho_{\text{під}}$	0,52	18,77
χ	-0,34	12,27
$f(\alpha)$	0,27	9,75

Розглянемо результати трансформації ФКП (рис. 7, а) у ймовірнісний критерій зсувонебезпеки (рис. 7, б). На карті критерію ймовірності розвитку зсувів чітко виділяються 4 значні аномальні зони із підвищеною зсувонебезпекою.

Аномалія № 1 дуже велика за розмірами (займає площу приблизно 11200 м^2) і знаходиться між профілями 7 та 9 (пікети 120-280).

Потужність зсувних порід h складає біля 9 м. Рівень критерію зсувонебезпеки P високий і дорівнює 0.9. Аномалію зумовили всі ефективні параметри, задіяні до інтерпретації: високі значення $|\Delta U_{\text{зал}}|$ (від 10 до 30 мВ) та h , низькі значення $\rho_{\text{екв}}$, $\rho_{\text{під}}$ (менше 20 Ом·м) та χ (менше 0.8), а також значення $f(\alpha)$ 0.2-0.6, що відповідають кутам нахилу до 24° .

Аномалія № 2 складається з трьох частин, розташована між профілями 1 та 5 (пікети 40-200) та займає загальну площу приблизно 3000 м^2 . Потужність зсувних порід $h=9 \text{ м}$. Максимальний рівень зсувонебезпеки $P=0.9$. Дана аномалія зумовлена високими значеннями h та $|\Delta U_{\text{зал}}|$ (до 15 мВ), низькими значеннями $\rho_{\text{екв}}$ (приблизно 20 Ом·м).

Аномалія № 3 розташована між 4 та 5 профілями (пікети 280-360) і має максимальний рівень зсувонебезпеки $P=0.7$, на формування якого вплинули велика потужність зсувних мас ($h=9 \text{ м}$) та високі значення $|\Delta U_{\text{зал}}|$ (до 15 мВ), низькі опори (15-20 Ом·м) і коефіцієнт анізотропії χ (біля 0.8). Площа аномалії приблизно 3200 м^2 .

Аномалія № 4 знаходиться у нижній частині схилу між профілями 3 та 4 (пікети 400-480) та займає площу приблизно 3200 м^2 . $P=0.9$, $h=6 \text{ м}$. Зумовлена високими значеннями $f(\alpha)$ – 0.3-0.5, що відповідають кутам нахилу $16-24^\circ$, низькими значеннями опорів (приблизно 20-30 Ом·м) та коефіцієнта анізотропії χ (біля 0.8).

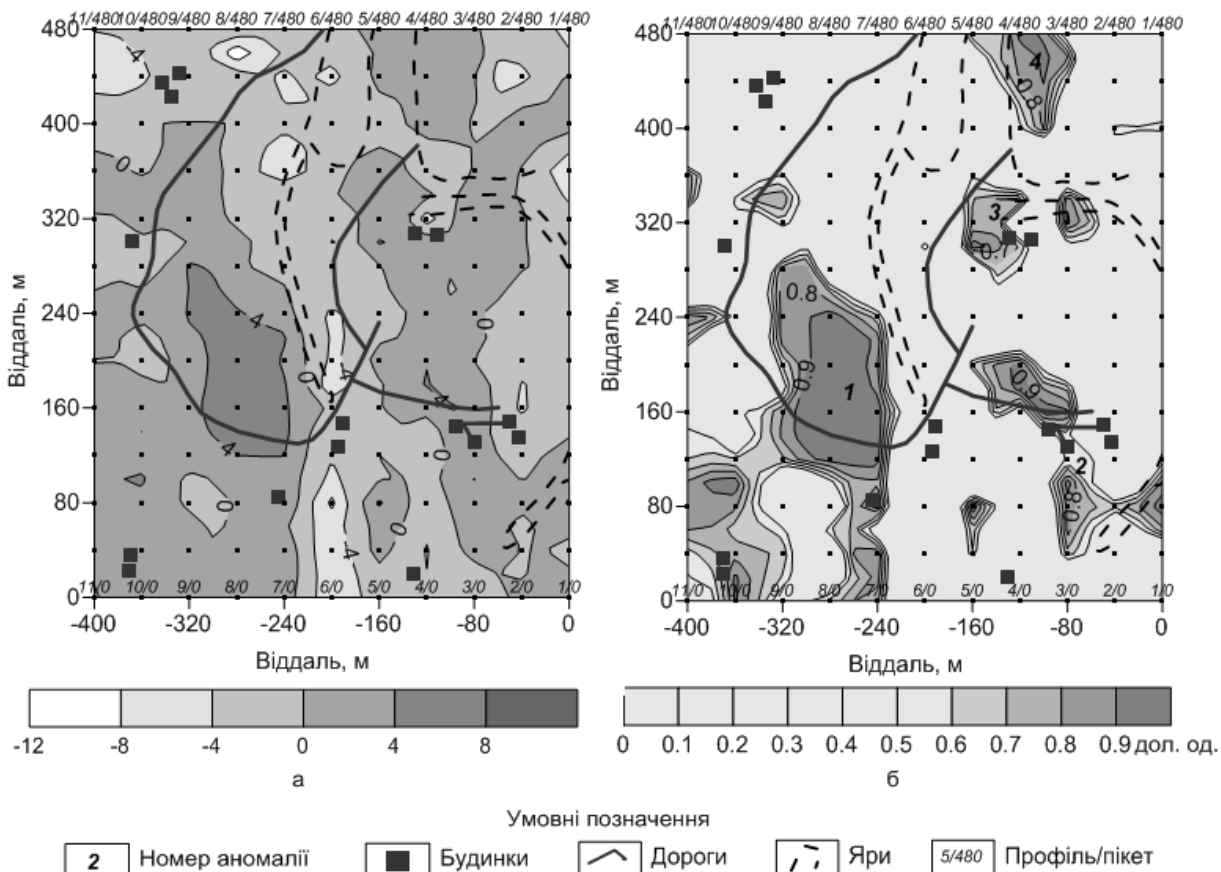


Рисунок 7 – Карти функції комплексного показника (а) та критерію ймовірності розвитку зсувів (б)

Усі наявні аномалії досить значні за рівнем зсувної небезпеки та становлять значну загрозу довколишнім спорудам та дорогам. Існує висока ймовірність розвитку зсувних процесів на дослідженій ділянці за несприятливих умов.

Висновки

Хоча в даній статті наведені приклади успішного використання методу природного електричного поля у комплексі геофізичних робіт для трьох зсувонебезпечних ділянок, насправді таких прикладів є значно більше. Це свідчить про доцільність залучення до основного комплексу геофізичних методів дослідження зсувів методу ПЕП.

При якісній інтерпретації геофізичних даних, аномалії природних електричних потенціалів, у більшості випадків, повністю узгоджуються із аномаліями, виявленими за даними інших методів, що дає змогу детальніше оконтурити зсувне тіло у просторі. Також за даними методу ПЕП можна встановити межі зсувних сходинок, якщо розвиток зсуву має сходинковий характер, що, в свою чергу, дає можливість уточнити положення ймовірних поверхонь ковзання та розрахувати коефіцієнт стійкості по кожній із них.

При кількісній комплексній інтегрованій інтерпретації геофізичних даних доцільно використовувати не безпосередньо значення природних потенціалів, а ефективний параметр –

абсолютні залишкові значення природних потенціалів. Інформативність даного параметру є досить суттєвою і в середньому складає 17%. Так, для ділянки Топчино-1, метод ПЕП вніс значний вклад у формування трьох із чотирьох виявлених аномальних зон із високим рівнем зсувної небезпеки.

В подальшому, доцільно продовжити вивчення аномальної добової динаміки локального геоелектричного поля на ділянках активних зсувів.

Література

- 1 Изучение оползней геофизическими методами / [Н.Н. Горяинов, А.Н. Боголюбов, Н.М. Варламов и др.]. – М.: Недра, 1987. – 157 с.
- 2 Чебан В.Д. Комплекс геофізичних методів прогнозування зсувів на прикладі Закарпаття: дис. канд. геол. наук: 04.00.22. / Чебан Василь Дмитрович. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. – 183 с.
- 3 Дослідження зсувних процесів геофізичними методами: монографія / Е.Д. Кузьменко, А.Ф. Безсмертний, О.П. Вдовина, І.В. Крив'юк, В.Д. Чебан, Л.В. Штогрин; за ред. Е.Д. Кузьменка. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 294 с.
- 4 Слепак З.М. Геофизика для города / З.М. Слепак. – Тверь: Издательство ГЕРС, 2007. – 240 с.

5 Екологіогеофізичний комплекс обстеження зон небезпечних проявів екзогенних та техногенних процесів, пов'язаних зі зсувами та провалами у міських та промислових агломераціях / М.А. Якимчук, С.П. Левашов, І.М. Корчагін, Ю.М. Піщаний // Геофізичний моніторинг небезпечних геологічних процесів та екологічного стану середовища: II Міжнар. наук. конф., Київ, 8-10 жовтня 2001 р.: тези доп. – К., 2001. – С. 63-64.

6 Технологія картування зсувних ділянок та зон підвищеного обводнення ґрунтів комплексом геофізичних методів / В.П. Боковой, С.П. Левашов, М.А. Якимчук, І.М. Корчагін // Геоінформатика. – 2002. – № 4. – С. 31-34.

7 О возможности картирования оползневых участков и зон повышенного обводнения ґрунтов геоэлектрическими и сейсмоакустическими методами / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Ю.М. Пищаний // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы 30-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского: Москва, 27-31 января 2003 г.: Ч.1. – М.: ОИФЗ РАН, 2003. – С. 71-72.

8 Метод электрорезонансного зондування та його можливості при проведенні комплексних геолого-геофізичних досліджень / С.П. Левашов, М.А. Якимчук, І.М. Корчагін, Ю.М. Піщаний // Геоінформатика. – 2003. – № 1. – С. 15-20.

9 Левашов С. П. Обследование оползнеопасных участков мобильными геоэлектрическими методами / С. П. Левашов, Н. А. Якимчук, И. Н. Корчагин // Геодинамика. – 2011. – № 2 (11). – С. 161-163.

10 Зуйков И.В. Метод резонансно-акустического профилирования / И.В. Зуйков // Проблемы геологии и освоения недр: труды X-й Международного симпозиума студ., аспирант. и молодых учёных. – Томск, 2006. – С. 34-37.

11 Семенов А.С. Электроразведка методом естественного электрического поля / А.С. Семенов. – М.: Недра. 1980. – 446 с.

12 О геомеханической природе потенциалов электрического поля в земной коре / В.В. Иванов, Б.Г. Тарасов, Э.Д. Кузьменко, Н.В. Гордийчук // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. – 1991. – № 3. – С. 101-104.

13 Комплексні геофізичні дослідження по оцінці безпеки розвитку екзогенних геологічних процесів та моніторингу зсувонебезпечних ділянок в Закарпатті: Звіт про НДР / [Р.П. Манзик, Д.Н. Ляшук, Е.Д. Кузьменко та ін.]. – Львів: Фонди ЗУГРЕ, 2008.

14 Баласанян С.Ю. Применение методов динамической геофизики для выявления современной активности тектонических нарушений / С.Ю. Баласанян, В.Ж. Довжинов // Геофизические исследования в гидрогеологии, инженерной геологии. – Ташкент, 1991. – С. 62-64.

15 Крив'юк І.В. Визначення зсувної небезпеки локального рівня з використанням геофізичних методів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня. к. геол. наук: спец. 04.00.05 "Геологіч-

на інформатика" / Крив'юк Ігор Васильович: КНУ імені Т. Шевченка. – К., 2012. – 19 с.

16 Кузьменко Е. Д. Розробка методики прогнозування зсувів із застосуванням геофізичних методів / Е. Д. Кузьменко, І. В. Крив'юк, Л. В. Штогрин // Геодинаміка. – 2013. – № 1 (14). – С. 176-187.

17 Электроразведка: Справочник геофизика: в двух книгах / Под ред. В.К. Хмелевского и В.М. Бондаренко. Книга вторая. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 378 с.

18 Хмелевской В.К. Геофизические методы исследования земной коры. Книга вторая: Региональная, разведочная, инженерная и экологическая геофизика. Учебное пособие. – Дубна: Международный университет природы, общества и человека "Дубна", 1999. – 184 с.

19 Кобрунов А.И. Параметризация в математических моделях геологических сред при решении обратных задач / А.И. Кобрунов // Геофизический журнал АН Украины. – К., 2001 – №5. – С. 3-12.

20 Ковальчук С.П. Поставь свой дом правильно (практика геофизического метода ЕИЭМПЗ) / С.П. Ковальчук. – Одесса: Черноморье, 2003, – 112 с.

21 Крив'юк І.В. Особливості геофізичних досліджень при визначенні стійкості зсувонебезпечних схилів на ділянках газопроводів / І.В. Крив'юк // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Серія Геологія. – 2009. – Вип. 46 – С. 29-36.

Стаття надійшла до редакційної колегії
07.03.14

Рекомендована до друку
професором **Кузьменком Е.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. фіз.-мат. наук **Ревою М.В.**
(Київський національний університет
імені Тараса Шевченка, м. Київ)