

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.048

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-4(73)-7-15

УПРАВЛІННЯ РЕСУРСАМИ КОРИСНИХ КОПАЛИН НА ОСНОВІ РАМКОВОЇ КЛАСИФІКАЦІЇ ООН (НАЦІОНАЛЬНА КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАПАСІВ І РЕСУРСІВ КОРИСНИХ КОПАЛИН УКРАЇНИ)

Г. І. Рудько*, В. І. Ловинюков, С. Ф. Литвинюк, О. В. Нецький

Державна комісія України по запасах корисних копалин;
01133, вул. Кутузова 18/7, м. Київ, e-mail: office@dkz.gov.ua

Наводиться характеристика Рамкової класифікації запасів і ресурсів викопних енергетичних та мінеральних корисних копалин Організації Об'єднаних Націй (РКООН-2009) як універсальної системи оцінки запасів/ресурсів родовищ корисних копалин за ринкових умов. РКООН-2009 забезпечує представлення звітності про оцінку запасів/ресурсів для всіх видів сировини, враховує вплив екологічних і соціальних чинників та дозволяє зберегти національні терміни з одночасним забезпеченням їх зіставлення з міжнародними стандартами. Порівняння з Класифікацією України дозволило встановити, що Національна класифікація заснована на тих самих підходах до категоризації запасів/ресурсів, що і РКООН-2009, а усі категорії запасів і ресурсів корисних копалин, які використовуються Класифікацією України, мають свої аналоги в РКООН-2009, що не лише дозволяє враховувати потреби держави, а і забезпечує порівнянність статистичної звітності про запаси/ресурси на міжнародному рівні. Визначаються напрями розвитку Класифікації України на шляху до подальшої її гармонізації з РКООН-2009 та з іншими класифікаційними системами (CRIRSCO, SPE PRMS). Висвітлено питання розробки, просування і підтримки впровадження глобальної системи, яка може бути використана як інструмент для сталого управління природними ресурсами. Першочергову увагу зосереджено на розробці та розгортанні Системи управління ресурсами Організації Об'єднаних Націй (СУРООН), заснованої на Рамковій класифікації ресурсів Організації Об'єднаних Націй, що включає принципи, специфікації, керівні вказівки, протоколи застосування (процедури і контрольні переліки) і передову практику, які покликані сприяти стійкому управлінню енергетичними ресурсами, сировинними матеріалами та іншими ресурсами.

Ключові слова: класифікація, підрахунок запасів, геолого-економічна оцінка, РКООН-2009.

Приводится характеристика Рамочной классификации запасов и ресурсов ископаемых энергетических и минеральных полезных ископаемых Организации Объединенных Наций (РКООН-2009) как универсальной системы оценки запасов/ресурсов месторождений полезных ископаемых в рыночных условиях. РКООН-2009 обеспечивает представление отчетности об оценке запасов/ресурсов для всех видов сырья, учитывает влияние экологических и социальных факторов и позволяет сохранить национальные термины с одновременным обеспечением их сопоставления с международными стандартами. Сравнение Классификации Украины позволило установить, что Национальная классификация основана на тех же подходах к категоризации запасов / ресурсов, что и РКООН-2009, а все категории запасов и ресурсов полезных ископаемых, используемых в Классификации Украины, имеют свои аналоги в РКООН-2009, что не только позволяет учитывать потребности государства, а и обеспечивает сопоставимость статистической отчетности о запасах/ресурсах на международном уровне. Определяются направления развития Классификации Украины на пути дальнейшей ее гармонизации с РКООН-2009, а также другими классификационными системами (CRIRSCO, SPE PRMS). Освещены вопросы разработки, продвижения и поддержки внедрения глобальной

системы, которая может быть использована как инструмент для устойчивого управления природными ресурсами. Первоочередное внимание сосредоточено на разработке и развертывании Системы управления ресурсами Организации Объединенных Наций (СУРООН), основанной на Рамочной классификации ресурсов Организации Объединенных Наций (РКООН), включающий принципы, спецификации, руководящие указания, протоколы применения (процедуры и контрольные перечни) и передовую практику, которые призваны содействовать устойчивому управлению энергетическими ресурсами, сырьевыми материалами и другими ресурсами.

Ключевые слова: классификация, подсчет запасов, геолого-экономическая оценка, РКООН-2009.

Characteristic of United Nations Framework Classification for fossil energy and mineral reserves and resources (UNFC-2009) as an universal system of mineral reserves/resources deposits evaluation in market conditions, is given. The UNFC-2009 ensures reporting on reserves / resources evaluation for all types of raw materials, takes into account the influence of ecological and social factors and allows to maintain national terminology while ensuring its consistency with the international standards. The comparison with the Classification of Ukraine has allowed to establish that National classification is based on the same approaches to categorization of reserves/resources as the UNFC-2009 and all categories of mineral reserves and resources, which are used by Classification of Ukraine, find their analogues in the UNFC-2009 that not only allows to take into account the needs of the state, but also provides comparability of the statistical reporting on reserves/resources at an international level. The directions for development of the Ukraine Classification on the path to its further harmonization with the UNFC-2009 and other classification systems (CRIRSCO, SPE PRMS) are determined. The issues of development, promotion and support for the implementation of a global system that can be used as a tool for sustainable management of natural resources are highlighted. Priority is given to the development and deployment of the United Nations Resource Management System (UNRMS) based on the United Nations Framework for Classification of Resources (UNFC), including principles, specifications, guidelines, protocols (procedures and checklists) and best practices designed to promote the sustainable management of energy, raw materials and other resources.

Keywords: classification, estimation of resources, economic-geological evaluation, UNFC-2009.

Вступ

Класифікації запасів та ресурсів корисних копалин складаються для ефективного управління, обліку та контролю за їх використанням. Будь-яка система класифікації створює єдину базу порівняння і дозволяє знизити суб'єктивність при проведенні оцінки обсягів запасів та ресурсів корисних копалин.

У зв'язку із глобалізацією ринків мінерально-сировинних та енергетичних ресурсів у світі визначилась тенденція до зменшення кількості класифікаційних систем та розроблення єдиної Класифікаційної системи запасів і ресурсів корисних копалин для опрацювання Глобального Кодексу звітності щодо користування надрами Землі.

На міжнародному рівні відзначається ряд найбільш відомих Класифікаційних систем, що застосовуються та використовуються для підрахунку і геолого-економічної оцінки запасів корисних копалин, у тому числі:

- Рамкова класифікація ООН викопних енергетичних і мінеральних запасів і ресурсів 2009 року (РКООН-2009);
- кодекс звітності сімейства CRIRSCO;
- Система управління вуглеводневими ресурсами (PRMS).

Висвітлення основного матеріалу

Рамкова класифікація викопних енергетичних та мінеральних запасів і ресурсів Органі-

зації об'єднаних націй (РКООН-2009) вважається однією з найдосконаліших. Вона застосовується світовою спільнотою, що, власне, пов'язана з веденням видобувних робіт.

Рамкова класифікація ООН – це одна з найсучасніших спроб розробки універсальної і застосовуваної на міжнародному рівні системи оцінки запасів/ресурсів родовищ твердих горючих копалин і мінеральної сировини у ринкових умовах.

Класифікація розроблена Робочою групою по вугіллю СЕК Організації Об'єднаних Націй згідно з пропозицією уряду Німеччини. В свою чергу, вона підготовлена на базі класифікації, початково розробленої Федеральним відомством з геологічних наук і мінеральної сировини у 1991 р. [1]. “Рамкова класифікація запасів/ресурсів родовищ: тверді горючі копалини і мінеральна сировина” створена у 1997 р., починаючи з 2004 р. вона почала поширюватись на нафту, природний газ та уран (РКООН-2004). Згодом економічною та соціальною радою ООН було підняте питання щодо можливості застосування РК у цілому світі, тобто узгодити існуючі класифікації запасів та ресурсів з врахуванням інтеграції фінансової та гірничовидобувної діяльності у масштабах цілого світу. Відповідно був підготовлений більш цілісний та більш простий варіант класифікації (РКООН-2009) [2]. У період 2010-2013 рр. були розроблені Специфікації (обов'язкові правила)

щодо застосування на практиці РКООН-2009 з метою забезпечення послідовності та зіставлення при поданні даних про оцінку запасів та ресурсів.

Загалом, у РКООН-2009 розроблено загальні класифікаційні рамки для представлення звітності про викопні енергетичні і мінеральні запаси та ресурси, які можуть використовуватись міжнародною спільнотою, незважаючи на те, що оцінка запасів/ресурсів може бути виконана на системах класифікації та звітності, які:

1) засновані на використанні іншої термінології для отримання порівнювальних оцінок або такої ж термінології, яка, однак, має інше тлумачення;

2) передбачають різні принципи застосування для різних видів сировини;

3) можуть відображати різноманітні технології видобутку (наприклад, твердої сировини шляхом проведення гірничих робіт, рідкої сировини шляхом експлуатації свердловин).

На сьогодні РКООН є інструментом, який дозволяє класифікувати запаси/ресурси горючих копалин і мінеральної сировини на основі однакової у міжнародному плані системи, яка побудована на критеріях ринкової економіки. Система класифікації розроблена з можливістю інтегрування існуючої термінології для забезпечення їх порівнянності і сумісності, що дасть змогу розширити можливості міжнародної співпраці, особливо між країнами з ринковою економікою і країнами з економікою перехідного періоду.

Система класифікації заснована на застосуванні на практиці технологій вивчення та оцінки мінеральних запасів/ресурсів та включає у себе результати цього вивчення і оцінки – дані про обсяги запасів/ресурсів, що представляються у відповідних документах.

Основні переваги РКООН-2009 полягають у наступному:

1) забезпечення можливості представлення звітності на загальній основі, як для мінерально-сировинного, так і нафтогазового секторів, із забезпеченням збільшення масштабів дублювання між ними;

2) розроблені загальні специфікації послідовності подання даних про оцінку запасів / ресурсів єдині для всіх видів сировини. Специфікації, необхідні для окремих видів сировини включені до існуючої системи класифікації;

3) враховано значення та вплив екологічних і соціальних питань у контексті видобутку ресурсів, оскільки вони поруч з чинниками економічного, юридичного та іншого нетехнічного характеру можуть мати безпосереднє від-

ношення до комерційної життєздатності проекту розробки або гірських робіт. Екологічні або соціальні перешкоди можуть завадити подальшому здійсненню проекту або призвести до припинення вже розпочатої роботи;

4) терміни “запаси” і “ресурси” не визначаються, оскільки мають конкретні, але відмінні один від одного визначення у секторах твердої мінеральної сировини і нафтогазових ресурсів. Вони використовуються лише у загальному сенсі для забезпечення виділення всіх можливих класів і підкласів класифікації;

5) використовується для всіх видів горючих копалин і мінеральної сировини;

6) термінологія, яка використовується у класифікації, відома усім зацікавленим сторонам (не лише геологам і гірничим інженерам, а й інвесторам, банкірам, акціонерам, фахівцям з планування тощо);

7) дозволяє зберегти національні терміни з одночасним забезпеченням їх зіставимості, що підвищує ефективність спілкування на національному та міжнародному рівнях і забезпечує більш точну оцінку наявних запасів / ресурсів;

8) допомагає країнам з економікою перехідного періоду провести переоцінку запасів корисних копалин і мінеральної сировини за критерієм ринкової економіки, чим привабити інвестиції у видобувні галузі;

9) створена загальнодоступна і проста система, яку можуть без проблем використовувати усі зацікавлені сторони. Вона може застосовуватись на національному, корпоративному або інституційному рівнях та в процесі міжнародного спілкування і зіставлення даних.

Класифікація ООН в найближчому майбутньому може стати головним інструментом забезпечення гармонійного розвитку світового суспільства.

На даний час 76 країн, в тому числі і Україна, застосовують РКООН як основну класифікацію або мають сполучні документи зі своїми національними класифікаціями.

Рамкова класифікація ресурсів Організації Об'єднаних Націй надає країнам, компаніям, фінансовим установам та іншим зацікавленим сторонам орієнтований на майбутнє механізм для сталого розвитку енергетичних та мінеральних ресурсів. Вона застосовується до енергетичних ресурсів (включаючи нафту і газ), відновлювальної енергії, ресурсів ядерного палива, твердих мінеральних ресурсів, проектів стосовно закачування для геологічного зберігання CO₂ та антропогенних ресурсів (таких як вторинні ресурси, перероблені з залишків та відходів).

Проблеми, що виникають в цих секторах, – це проблеми сталого, екологічно чистого, нейтрального та вуглецево-нейтрального, ефективного розвитку виробництва енергії та сировини, необхідних для забезпечення зростаючого за кількістю населення. Інновації у виробництві, споживанні та транспортуванні на сьогодні є фундаментальною проблемою функціонування енергетичного та сировинного секторів. Як унікальний інструмент для гармонізації стратегічної політики, державного нагляду, галузевого бізнес-процесу та ефективного розподілу капіталу, РКООН здатна керувати природними ресурсами, необхідними для сучасних та майбутніх потреб суспільства, реалізуючи цілі в області сталого розвитку (ЦСР).

РКООН у своїх основних принципах охоплює цілісне управління всіма соціально-економічними, технологічними аспектами та невизначеними енергетичними і сировинними проектами. Зрілість проекту та просування моделі керування ресурсами РКООН можуть знизити ризик неефективних високовартісних проектів і, таким чином, захистити інвестиції. РКООН повністю інтегрує соціальні та екологічні міркування й технологічну готовність, необхідні для впровадження на ринок чистих та доступних проектів енергоресурсів.

РКООН має на меті надати чіткі та послідовні специфікації, керівні принципи та найкращі практики для всіх секторів енергетики та сировини, які мають особливе значення для управління зростаючим попитом на біоенергетику, геотермальну енергію, сонячну енергію, енергію вітру та гідроенергетичні ресурси.

Для забезпечення рівномірного застосування РКООН у всьому світі до системи входять керівні принципи стосовно вимог до компетенції персоналу. РКООН надає приклади досліджень і реалізації не лише для покращення послідовності використання, а й для вдосконалення системи за допомогою інноваційних програм.

Група експертів з управління ресурсами при Комітеті зі сталої енергетики Європейської економічної комісії ООН працює над розробленням, просуванням і підтриманням впровадження глобальної системи, яка може бути використана як інструмент для сталого управління природними ресурсами. Першочергову увагу зосереджено на розробці та розгортанні Системи управління ресурсами Організації Об'єднаних Націй (СУРООН), заснованої на Рамковій класифікації ресурсів Організації Об'єднаних Націй, що включає принципи, специфікації, керівні вказівки, протоколи застосування (про-

цедури і контрольні переліки) і передову практику, які покликані сприяти стійкому управлінню енергетичними ресурсами, сировинними матеріалами та іншими ресурсами.

Група експертів буде розробляти принципи РКООН і СУРООН на підтримку формування політики, складання і здійснення національних планів управління ресурсами, використання інноваційних підходів до бізнес-процесів, розподілу капіталів, фінансової звітності та забезпечення сталого розвитку з урахуванням екологічних і соціальних факторів, а також місцевих потреб і пріоритетів у галузі сталого управління ресурсами.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин України

Україна першою серед країн Європи й світу на державному рівні впровадила РКООН, згідно з якою запаси ділянки надр оцінюють за економічною доцільністю, економіко-технологічною (екологічною) і геологічною вивченістю запасів та їх вірогідністю.

Опрацювання Класифікації розпочато ДКЗ України в 1995 році на підставі прийнятого Верховною Радою України Кодексу України про надра і затверджено Постановою Кабінету Міністрів України № 432 від 5 травня 1997 року.

Поточний зміст і редакція Класифікації є результатом довготривалої еволюції різних класифікаційних систем та становлення нормативно-правової бази України.

Класифікація встановлює єдині для державного фонду надр України принципи підрахунку, геолого-економічної оцінки, державного обліку та звітності про використання запасів і ресурсів корисних копалин згідно з рівнем їх економічного та промислового значення (вісь E), ступенем техніко-економічного вивчення і підготовленості покладів корисних копалин до подальшого використання (вісь F), а також ступенем геологічного вивчення і достовірності (вісь G) згідно з категоріями Рамкової класифікації Організації Об'єднаних Націй запасів і ресурсів викопних енергетичних і мінеральних корисних копалин (РКООН) (таблиця 1) [3].

Українська Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин має рамковий характер і придатна для всіх видів корисних копалин. Застосування її до запасів і ресурсів конкретних видів корисних копалин, у тім числі техногенних, визначається відповідними інструкціями Державної комісії України по запасах корисних копалин, які розробляються і затверджуються в установленому порядку [4].

Таблиця 1 – Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин деревного фонду надр України

Категорії за рівнем економічного, соціального та промислового значення (вісь E)	Категорії за ступенем техніко-економічного вивчення та підготовленості до розробки (вісь F)		Категорії за ступенем геологічного вивчення та достовірності (вісь G)	Код класу України	Клас РКООН-2009
1. Балансові запаси (1..) E1 E1.1; E1.2	Запаси, що розробляються (F1.1), затверджені для розробки (F1.2) або для промислового освоєння (F1.3)	ГЕО-1 (.1) F1;	Розвідані запаси (..) G1	111 достовірні	Комерційні запаси
	Запаси обґрунтовані для розробки F2.1; F2.2	ГЕО-2 (.2) F2;	Розвідані запаси (..) G1 Попередньо розвідані запаси (..) G2	121 вірогідні 122 вірогідні	
2. Умовно балансові і позабалансові запаси (2..) E2	Розробка запасів очікується, призупинена або нерентабельна	ГЕО-1 (.1) F1; F1.3	Розвідані запаси (..) G1	211	Можливо комерційні запаси
		ГЕО-2 (.2) F2 (F2.1; F2.2)	Попередньо розвідані запаси (..) G2	221 222	
3. Промислове значення запасів і ресурсів не визначено (3..) E3; E3.1; E3.2; E3.3	Розробка запасів і ресурсів не визначена	ГЕО-3 (.3) F3	Розвідані запаси (..) G1	331	Некомерційні запаси
			Попередньо розвідані запаси (..) G2	332	
			Перспективні ресурси (..) G3	333	Ресурси геолого-розвідувальних робіт
			Прогнозні ресурси (..) G4	334	
	Залишкові (додаткові) у надрах запаси, що не видобуваються	F4	Розвідані запаси (..) G1	341	Залишкові (додаткові) запаси і ресурси
			Попередньо розвідані запаси (..) G2	342	
			Перспективні ресурси (..) G3	343	
			Прогнозні ресурси (..) G4	344	

Чинна Класифікація містить групування запасів і ресурсів за наступним переліком ознак:

1. За ступенем геологічного вивчення.
2. За ступенем техніко-економічного вивчення.
3. За промисловим значенням.
4. За умовами видобутку і використання.
5. За ступенем підготовленості до промислового освоєння.
6. За складністю геологічної будови.

Запаси і ресурси корисних копалин, що характеризуються певними рівнями промислового значення (E_{xx}) і ступенями техніко-економічного (xF_x) й геологічного вивчення (xxG), розподіляють на класи, які ідентифікують за допомогою трипорядкового цифрового коду (рис. 1).

Так, за ступенем вивченості балансові запаси можуть належати до класів під кодами 111, 121 і 122. Умовно балансові запаси входять до класу під кодом 211. Позабалансові запаси від-

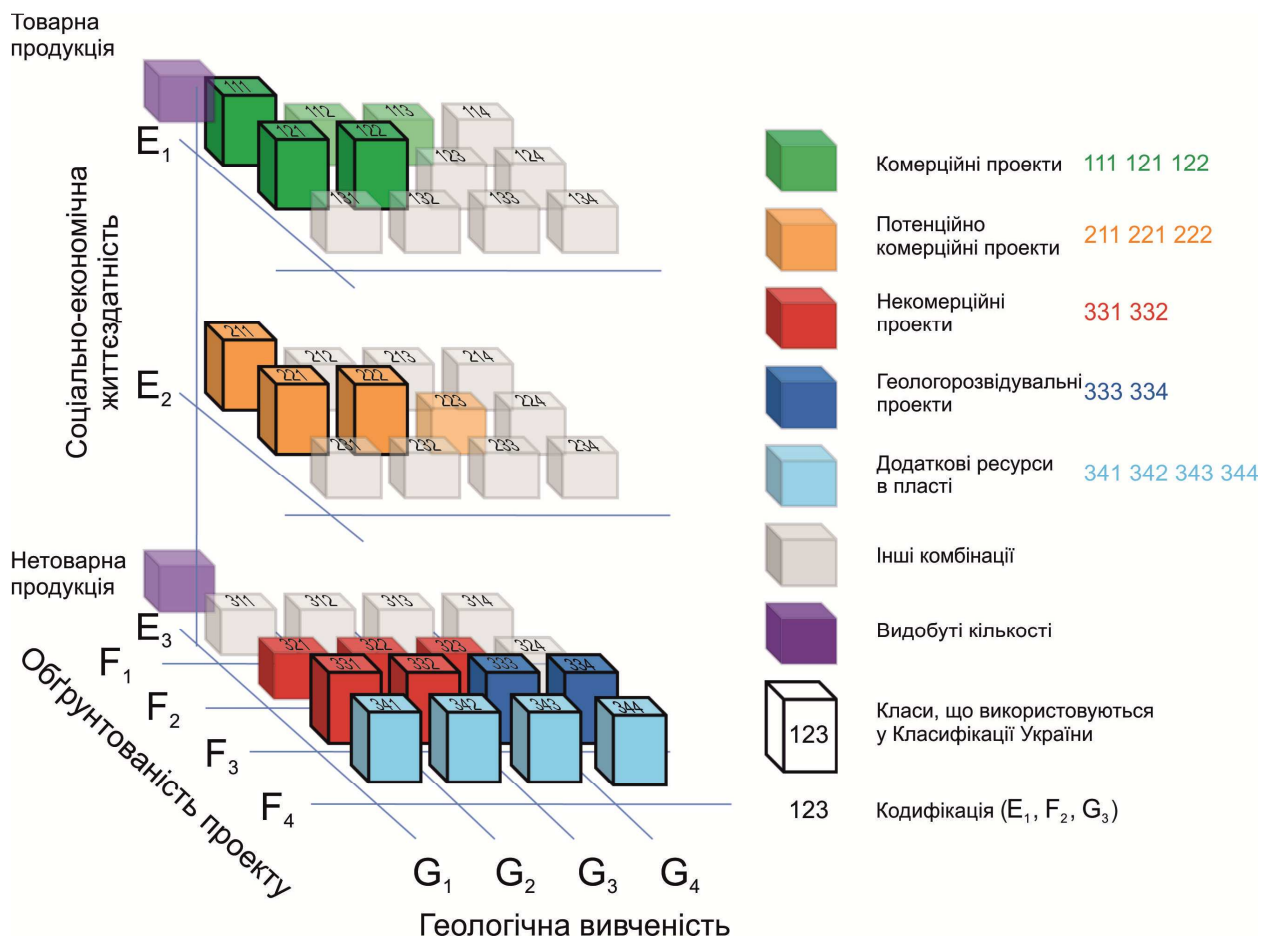


Рисунок 1 – Принципи розподілу запасів і ресурсів корисних копалин, що прийняті в Класифікації України, гармонізуються з Міжнародною рамковою класифікацією запасів і ресурсів твердих горючих і мінеральних корисних копалин (РКООН)

носяться до класів 221 та 222. Детально та попередньо розвідані запаси корисних копалин, балансова належність яких не визначена, об'єднані класами 331 і 332. Перспективні та прогнозні ресурси складають відповідно класи 333 і 334. Крім того, серед запасів з невизначеним промисловим значенням виділяються залишкові (додаткові) у надрах запаси, що не видобуваються об'єднані класами 341, 342, 343 і 344.

Геологічне вивчення (Вісь G) корисних копалин, відповідно до Класифікації, має за мету визначення з висхідною деталістю речовинного складу, кількісних і якісних характеристик, технологічних властивостей корисних копалин, геологічної будови, гідрогеологічних, гірничо-геологічних та інших умов залягання їх покладів для обґрунтування проектних рішень щодо способу і системи видобутку та схеми комплексної переробки мінеральної сировини.

За ступенем геологічного вивчення і достовірності нагромадження виділяють розвідані (доведені) і попередньо розвідані (ймовірні) запаси, перспективні і прогнозні ресурси.

Техніко-економічне вивчення (вісь F) корисних копалин передбачає визначення гірничотехнічних, географо-економічних, соціально-екологічних та інших умов розробки родовищ корисних копалин і переробки мінеральної сировини, а також умов реалізації товарної продукції гірничого виробництва з метою геолого-економічної оцінки промислового значення виявленого накопичення корисних копалин.

Промислове значення (Вісь E) (або рівень економічної ефективності) запасів та ресурсів корисних копалин, визначається на підставі комплексних даних (технічних, економічних, соціально-екологічних та ін.) і поділяється на групи: балансові, умовно балансові і позабалансові, з невизначеним промисловим значенням. В українській системі звітності на базі балансових промислових запасів, з врахуванням втрат і розубожування, для поваріантних техніко-економічних розрахунків, визначаються експлуатаційні запаси та промислове значення корисної копалини. Обсяги промислових та експлуатаційних запасів зазначаються у матеріалах ГЕО (ТЕО кондицій, ТЕО доцільності від-

працювання), а також у протоколах ДКЗ, на підставі проектних рішень з видобутку та переробки корисної копалини, або за результатами фактичної діяльності гірничодобувного підприємства.

За промисловим значенням запаси корисних копалин поділяють на групи: балансові, умовно балансові і позабалансові, з невизначеним промисловим значенням.

Класифікація є головним нормативним документом, який регламентує визначення геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин і встановлює загальні вимоги та підходи під час її проведення та звітності.

Геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин (ГЕО) – це систематичне вивчення результатів геологічного й техніко-економічного дослідження запасів і ресурсів корисних копалин у родовищі з метою встановлення або зміни їх промислового значення, визначення економічної ефективності видобувної діяльності.

Об'єктами геолого-економічної оцінки є продуктивні ділянки надр, які характеризуються відповідним ступенем геологічного і техніко-економічного вивчення, певною структурою запасів і ресурсів корисних копалин.

Метою геолого-економічної оцінки є виявлення інвестиційно привабливих геологічних об'єктів для освоєння, встановлення їх промислового значення й економічної ефективності експлуатації.

Геолого-економічну оцінку виконують імітаційним моделюванням усього періоду освоєння ділянки надр, починаючи з пошуків родовища, його розвідки, проектування гірничодобувного підприємства, видобутку корисної копалини і ліквідаційних робіт об'єктів.

Подібно до стадій геологорозвідувальних робіт, стадію ГЕО можна розглядати як частину безперервного процесу геологічного й техніко-економічного вивчення ділянок надр, що визначається притаманними їй об'єктами дослідження, цілями та показниками ГЕО, вимогами до кінцевих результатів оцінки.

В Україні досягнутий рівень розвіданості й вивченості запасів і ресурсів корисних копалин оцінюють відповідно до результатів державної експертизи матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин. Відповідно до прийнятої стадійності геологорозвідувальних робіт виділяються початкова (ГЕО-3), попередня (ГЕО-2) і детальна (ГЕО-1) геолого-економічні оцінки об'єктів геолого-розвідувальних робіт з відповідним рівнем техніко-економічної вивченості (ТЕМ, ТЕД, ТЕО).

Основним інструментом проведення геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин є кондиції на мінеральну сировину.

Кондиції – це сукупність граничних вимог до якості та кількості мінеральної сировини в надрах, гірничо-геологічних умов залягання, гірничотехнічних та інших умов розробки продуктивних покладів, комплексності відпрацювання родовища, виконання природоохоронних заходів. Дотримання кондицій під час підрахунку і промислової розробки родовища забезпечує найбільш повне і раціональне використання наявних запасів та ресурсів корисних копалин.

Розробка кондицій є одним з основних етапів оцінки ділянки надр (родовища). Показників кондицій обумовлені технічними і технологічними вимогами переробних підприємств і споживачів продукції, наприклад, максимально допустимий вміст шкідливих компонентів у підрахунковому блоці і в окремих пробах (бортові). Основні показники кондицій обґрунтовуються техніко-економічними розрахунками за принципом беззбитковості виробництва продукції (собівартість і цінність одиниці продукції дорівнюють одна одній).

Економічне обґрунтування кондицій в Україні здійснюється відповідно до загальноприйнятих у світі принципів оцінки ефективності інвестиційних проектів, що ґрунтуються на моделюванні грошових потоків відповідно до «Керівництва з опрацювання промислових техніко-економічних обґрунтувань» (UNIDO, Відень, 1991 р.) [5].

Кондиції відповідно до етапів вивчення й освоєння родовищ поділяються на розвідувальні (попередні, тимчасові, постійні) та оперативні (експлуатаційні).

Основні напрями використання і розвитку

Робота з приведення звітності про запаси та ресурси корисних копалин відповідно до Класифікації України, адаптованої до РКООН, впроваджується за напрямками:

- використання Класифікації України під час підрахунку та геолого-економічної оцінки запасів повторно відкритих, розвіданих або родовищ, що розробляються;
- переведення запасів корисних копалин, облікованих державним балансом, у таксони Класифікації України;
- застосування Класифікації України при формуванні систематичної звітності підприємств-користувачів надр про стан ресурсної бази.

Класифікація, як підгрунтя геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин, встановлює:

– єдині для принципи підрахунку, геолого-економічної оцінки і державного обліку запасів корисних копалин згідно з рівнем їх промислового значення та ступенем геологічного і техніко-економічного вивчення;

– умови, що визначають підготовленість розвіданих родовищ корисних копалин до промислового освоєння;

– основні принципи кількісної оцінки ресурсів корисних копалин.

У відповідності з законодавством України позитивні висновки державної геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів корисних копалин ділянок надр є основою для прийняття їх на облік на державний баланс запасів корисних копалин і зарахування в державний фонд родовищ корисних копалин.

На основі результатів геолого-економічної оцінки і затвердження або апробації запасів корисних копалин ДКЗ надрокористувачу надаються спеціальні дозволи на користування ділянками надр з метою видобування корисних копалин і визначається їх початкова ціна на аукціоні.

Результати геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів корисних копалин ділянок надр використовуються також в процесі визначення ринкової вартості об'єкту надр, який надається в користування, і податкових зобов'язань користувачів надр.

Слід відмітити, що в Класифікації України на першому місці знаходиться критерій економічної ефективності розробки, а не критерій ступеня детальності геологічного вивчення, як це передбачалось попередніми класифікаціями Радянського Союзу.

Наведений критерій є визначальним для класифікування, тому спосіб або методика визначення економічної ефективності розробки родовищ корисних копалин є органічною складовою класифікації.

Для розширення галузі ефективного функціонування класифікаційної системи України у світлі інтеграції в світову економічну модель та з метою поліпшення інвестиційного клімату у сфері надрокористування, слід здійснювати на замовлення користувачів надр перевірку, аналіз та аудит матеріалів геолого-економічних оцінок запасів корисних копалин ділянок надр, виконаних відповідно до інших класифікаційних систем. У світовій практиці в переважній більшості випадків такі звіти формуються з використанням положень того чи іншого кодексу звіт-

ності (по твердих корисних копалинах – Шаблон CRIRSCO; по нафті і газу – SPE (PRMS)).

Організаційна та технологічна подібність геологорозвідувальних і видобувних робіт у процесі використання надр обумовлюють можливість зіставлення класів мінеральних ресурсів і запасів, ідентифікованих за тривимірними кодами, що застосовуються РК ООН-2009 та класифікацією України, із категоріями запасів корисних копалин, оцінених згідно із Шаблоном CRIRSCO та SPE (PRMS).

Висновки

Класифікація запасів та ресурсів корисних копалин державного фонду надр містить класи, що повністю узгоджуються з РК ООН-2009.

Згідно з чинними Кодексом України про надра та Класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр усі відносини у сфері вивчення й використання надр мають узгоджуватись із геолого-економічною оцінкою запасів та ресурсів корисних копалин.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр – головний нормативний документ, який регламентує проведення геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин, встановлює загальні вимоги та підходи до її проведення. Конкретні методики, показники оцінювання різних видів родовищ корисних копалин наведено у відповідних документах ДКЗ, зокрема, в Положенні про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин та інших.

Геолого-економічна оцінка родовища корисних копалин або ділянки надр, як завершальний етап кожної стадії геологорозвідувальних робіт (пошукових, пошуково-оціночних, розвідувальних) – це широкий комплекс досліджень, інженерних багатоваріантних розрахунків і побудов, внаслідок яких визначаються кондиції, оптимальні контури, обсяги і якість балансових та позабалансових запасів корисних копалин, рівень техніко-економічних показників майбутньої експлуатації і промислове значення родовища, що оцінюється, або ділянки надр.

Геолого-економічна оцінка є науково-дослідним процесом, пов'язаним з дослідженням усіх можливих конкурентоспроможних варіантів оконтурення і промислового освоєння запасів родовища і вибором серед них найбільш ефективного за критеріями оптимальності.

Ідеальною, з логічної точки зору, є модель геолого-економічної оцінки, що дозволяє відзеркалювати істинні значення показників

промислового освоєння родовища на кожний даний момент протягом усього терміну його розробки.

Виконання геолого-економічної оцінки сприяє створенню умов для найбільш повної відробки запасів родовищ з використанням новітніх досягнень науково-технічного прогресу в області видобутку і переробки мінеральної сировини на раціональній економічній основі.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр апробована на близько 4700 родовищ різних видів корисних копалин, що обліковуються на державному балансі.

Подальша участь України в гармонізації (розробка механізмів сумісної класифікації запасів і ресурсів) української Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до інших класифікаційних схем (переважно CRIRSCO та SPE) розкриває перспективи залучення закордонних інвесторів до участі в проектах розробки українських родовищ корисних копалин і створює можливість виходу цих проектів на міжнародні біржі.

ДКЗ України під час проведення державної експертизи матеріалів геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів корисних копалин, опрацьована можливість здійснювати за бажанням користувачів надр перевірку, аналіз та аудит матеріалів з геолого-економічної оцінки запасів корисних копалин ділянок надр, виконаних відповідно до класифікаційних систем сімейства CRIRSCO для твердих корисних копалин, системи управління вуглеводневими ресурсами SPE (PRMS) для запасів нафти та газу, класифікації Червоної Книги МАГАТЕ для запасів уранових руд, а також до РКООН-2009 для всіх корисних копалин.

Література

1. Рудько Г.І., Нецький О.В., Назаренко М.В., Хоменко С.А. Національні та міжнародні системи класифікації запасів і ресурсів корисних копалин: стан та перспективи гармонізації: монографія. Київ-Чернівці: Букрек, 2012. 240 с.
2. Рамочная классификация Организации Объединенных Наций ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов 2009 [Электронный ресурс]: URL: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/unfc2009_report_r.pdf
3. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр. Київ: ДКЗ України, 1997. 10 с.
4. Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, затверджене постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 р. № 865.
5. Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies., United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), Vienna, 1991.

References

1. Rudko G.I., Netskyi O.V., Nazarenko M.V., Khomenko S.A. Nacionalni ta mizhnarodni systemy klasyfikatsiyi zapasiv i resursiv korysnykh kopalyn: stan ta perspektyvyu garmonizatsiyi: monografiya. Kyiv, 2012. 240 p. [in Ukrainian].
2. Ramochnaja klassifikacija Organizacii Obedinennykh Nacij iskopaemykh jenergeticheskikh i mineral'nykh zasasov i resursov 2009. Available at: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/unfc2009_report_r.pdf [in Russian].
3. Klasyfikatsiia zapasiv i resursiv korysnykh kopalyn derzhavnoho fondu nadr, zatverdzhena postanovoiu Kabinetu Ministriv Ukrainy vid 05.05.1997 r. No. 432. Kyiv, 1997 [in Ukrainian].
4. Polozhennia pro poriadok provedennia derzhavnoi ekspertyzy ta otsinky zasasiv korysnykh kopalyn, zatverdzhene postanovoiu Kabinetu Ministriv Ukrainy vid 22.12.1994 r. no. 865. Kyiv, 1994 [in Ukrainian].
5. Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies., United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), Vienna, 1991.

Техніка і технології

УДК 621.577

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-4(73)-16-23

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВОДОЗАБІРНИХ СВЕРДЛОВИН ВИРОБНИЧИХ ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

М. П. Школьний*, О. М. Бортняк, І. І. Стеліга, Г. Д. Лялюк-Вітер, В. Я. Шиманський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727158,
e-mail: bzhhd@nimg.edu.ua

Постачання нафтоперекачувальних і компресорних станцій систем магістрального транспорту вуглеводневих енергоносіїв, а також більшості інших виробничих об'єктів нафтогазового комплексу водою забезпечується, зазвичай, з підземних джерел. У такому випадку роль водозабірних споруд відіграють бурові колодязі або спеціальні свердловини, значна частина яких улаштована у нестійких водоносних породах, що передбачає необхідність застосування фільтрів різних конструкцій. У процесі експлуатації систем водопостачання фільтри свердловин і прифільтрові зони водоносних пластів забруднюються механічними частинками, а також нашаруваннями розчинених у підземних водах солей кальцію, магнію, кремнію та інших елементів, що неодмінно призводить до збільшення гідравлічного опору, і відповідно, до зниження притоку води і продуктивності водозаборів. Будівництво нових споруд вимагає додаткових, достатньо суттєвих капітальних вкладень, тому вважається економічно недоцільним і застосовується у крайніх випадках. Більш раціональним способом відновлення дебіту свердловин є очищення фільтрів і прифільтрових зон водоносних горизонтів від кольматаційних відкладень, що дає змогу отримати суттєвий економічний ефект. Аналіз існуючих способів і засобів відновлення водозабірних свердловин свідчить, що, не дивлячись на актуальність питання необхідності покращення водопостачання і раціонального використання підземних вод, пошук найбільш ефективних методів регенерації систем водозабору триває. Розроблення режимів оброблення фільтрів і прифільтрової зони водоносних пластів передбачає сьогодні використання підходів, в яких узагальнено досвід попередніх методів без достатнього теоретичного і експериментального обґрунтування. Авторами запропоновано більш ефективний метод руйнування і диспергування кольматаційних відкладень створенням у порожнині фільтра вібраційного впливу і потужного фільтраційного потоку змінного напрямку шляхом реалізації багатократного регульованого вибуху газоповітряної суміші, що дає змогу використовувати його у достатньо широкому діапазоні гідрогеологічних умов, а також у свердловинах, обладнаних різними типами фільтрів. Такий спосіб відрізняється доступністю, простотою і низькою вартістю. З метою встановлення науково-обґрунтованих критеріїв вибору оптимальних режимів оброблення свердловин зазначеним способом авторами проведено низку досліджень, одним з основних завдань яких було встановлення характеру розповсюдження у водоносному горизонті параметрів пружних гідродинамічних коливань, викликаних вибухом газоповітряної суміші у зоні фільтра водозабірної свердловини.

Ключові слова: поршень-снаряд; зона фільтра свердловини; тиск вибуху; гідродинамічні коливання, газоповітряна суміш.

Водообеспечение нефтеперекачивающих и компрессорных станций систем магистрального транспорта углеводородных энергоносителей, а также большинства других производственных объектов нефтегазового комплекса реализуется, как правило, из подземных источников. В таком случае роль водозаборных сооружений играют буровые колодцы или специальные скважины, значительная часть которых устроена в неустойчивых водоносных породах, что предусматривает необходимость применения фильтров различных конструкций. В процессе эксплуатации систем водоснабжения фильтры скважин и прифилтровые зоны

водоносних пластів закриваються механічними частинками, а також наростаннями розчинених в підземних водах солей кальція, магнія, кремнія і других елементів, що непременно приводить до збільшенню гідравлічного опору і, відповідно, до зниженню притоку води і продуктивності водозаборок. Будівництво нових споруджень потребує додаткових, достатньо суттєвих капітальних вкладень, тому вважається економічно нецелесообразним і використовується дуже рідко. Більш раціональним способом відновлення дебіта скважин вважається очищення фільтрів і прифільтрованих зон водоносних горизонтів від колювативних відкладень, що дозволяє отримати суттєвий економічний ефект. Аналіз існуючих способів і засобів відновлення водозабірних скважин показує, що незважаючи на актуальність питання про необхідність покращення водопостачання і раціонального використання підземних вод, пошук найбільш ефективних методів регенерації систем водозабора продовжується. Розробка режимів обробки фільтрів і прифільтрової зони водоносних пластів передбачає сьогодні використання підходів, в яких обобщені досвід попередніх методів без достаточного теоретичного і експериментального обґрунтування. Авторами запропоновано більш ефективний метод руйнування і диспергування колювативних відкладень створенням в порожнині фільтра вібраційного впливу і потужного фільтраційного потоку змінного напрямку шляхом реалізації багаторазового регульованого вибуху газозовдушною сумішшю, що дозволяє використовувати його в достатньо широкому діапазоні гідрогеологічних умов, а також в скважинах, обладнаних різними типами фільтрів. Запропонований спосіб відрізняється доступністю, простотою і низькою вартістю. З метою встановлення науково-обґрунтованих критеріїв вибору оптимальних режимів обробки скважин зазначеним способом, авторами проведено ряд досліджень, однією з основних задач яких було встановлення характеру поширення в водоносному горизонті параметрів еластичних гідродинамічних коливань, викликаних вибухом газозовдушною сумішшю в зоні фільтра водозабірної скважини.

Ключові слова: поршень-снаряд; фільтр скважини; тиск вибуху; гідродинамічні коливання, газозовдушна суміш.

Water for oil pump stations and compressor stations of the main hydrocarbon carriers transmission systems, as well as for most other production facilities of the oil and gas complex is usually supplied from the underground sources. In this case, the function of water intake structures is performed by the bored wells or special wells. As most of them are located in quick ground, they require the use of filters of various designs. In the process of water supply systems operation, wells filters and pre-filter zones of aquifers are contaminated with mechanical particles as well as with the depositions of calcium salt, magnesium salt, silicon salt and other elements dissolved in underground waters. It inevitably leads to the increase in hydraulic resistance and, accordingly, to the decrease in water flow and water intakes productivity. The construction of new buildings requires additional substantial capital investments; therefore it is considered to be economically impracticable and is used very rarely. The more rational way to restore the well flow rate is to clean the filters and the aquifers pre-filter zones off the clogging. It gives a possibility to get a significant economic effect. The analysis of the existing methods and means of water supply wells recovery shows that despite the urgent need to improve water supply and to use groundwater rationally, the search for the most effective methods of regeneration of water take systems is still ongoing. Nowadays, the development of treatment modes for filters and the prefilter zone of aquifers implies the use of approaches that summarize the experience of previous methods which need further theoretical and experimental justification. The authors offer a more effective method for the destruction and dispergation of colmatation deposits. It requires the creation of the vibrational impact inside the filter as well as the creation of a powerful filtration flow of alternating direction by implementing a multi-regulated explosion of the steam-and-gas mixture. It gives an opportunity to use it under a wide range of hydrogeological conditions, as well as in the wells equipped with filters of different types. The suggested method is simple and cost-efficient. In order to find scientifically substantiated criteria for the selection of optimal modes of wells treatment using this method, the authors have made a series of research. One of the main purposes of the studies is to determine the nature of the distribution and the parameters of elastic hydrodynamic oscillations in the aquifer which are caused by the explosion of steam-and-gas mixture in the filter area of the water supply well.

Keywords: piston shell; well filter; explosion pressure; hydrodynamic oscillations, steam-and-gas mixture.

Вступ

Досвід експлуатації систем забору підземних вод засвідчує, що час стабільної роботи водозабірних свердловин із проектним дебітом становить від півтора до двох з половиною років [1]. Надалі відбувається забруднення фільтрів та прифільтрової зони продуктами колювативу, що призводить до падіння дебіту і виходу свердловини з ладу. Підтри-

мання стабільної роботи систем забору підземних вод та вертикальних дренажних свердловин є комплексною проблемою, яка охоплює вибір найбільш ефективного методу регенерації, визначення раціонального міжремонтного періоду з урахуванням особливостей гідрогеологічної будови пласта, конструкції свердловини та умов її експлуатації.

З метою відновлення продуктивності свердловин використовують фізичні методи (вибух детонуючого шнура, пневмовибух, електрогідравлічний удар, імпульсний, ультразвуковий, вібраційний), хімічні (моно- та поліреагентні) та комбіновані [2-9]. Існуючі на даний час методи регенерації свердловин не дозволяють одночасно створити у прифільтрової зоні хімічне, теплове та гідродинамічне збурення, здатне забезпечити високу ступінь відновлення дебіту та збільшення міжремонтного періоду.

Вирішення даної проблеми можливе шляхом гідродинамічного збурення, штучно викликаного багаторазовим регульованим вибухом газоповітряної суміші у поршень-снаряді (рис. 1), розташованому у зоні забруднення свердловини з метою підвищення ефективності очищення фільтра і прифільтрової зони від продуктів кольматанту.

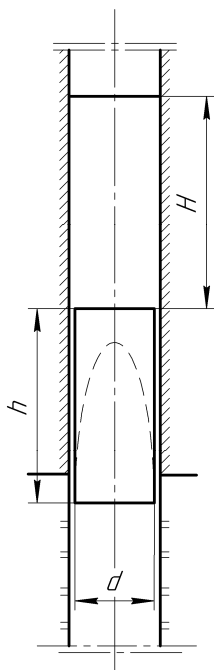


Рисунок 1 – Схема руху поршень-снаряду у стовбурі свердловини

Метою роботи є аналітичні дослідження розповсюдження пружних гідродинамічних коливань у водоносному горизонті, викликаних вибухом газоповітряної суміші у зоні фільтра водозабірної свердловини.

Об'єкт дослідження – водопостачання виробничих об'єктів нафтогазового комплексу.

Предмет дослідження – вплив енергетичного потенціалу газоповітряної суміші на параметри розповсюдження гідродинамічних коливань у фільтрі та прифільтрової зоні водозабірної свердловини.

Методи дослідження: математичне моделювання пружних гідродинамічних коливань

у водоносному горизонті, викликаних вибухом газоповітряної суміші у зоні фільтра водозабірної свердловини.

Розповсюдження хвиль тиску у пласті під час здійснення вибуху у свердловинах з урахуванням тривалості його впливу можна вважати рівномірним в усіх напрямках, тобто розглядати задачу як сферичну. В такому випадку розподіл тиску у пласті може бути поданий у вигляді рівняння [10]

$$\frac{\partial P}{\partial t} = a \cdot \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right); \quad P = P(r, t), \quad (1)$$

де P – зміна тиску внаслідок вибуху;
 a – коефіцієнт п'єзопровідності пласту;
 r – відстань від центра вибуху до довільної точки.

Ввівши заміну

$$U = r \cdot P,$$

зведемо рівняння (1) до вигляду

$$\frac{\partial U}{\partial t} = a \cdot \frac{\partial^2 U}{\partial r^2}; \quad U = U(r, t). \quad (2)$$

Розв'язок рівняння (2) передбачає можливість двох випадків: свердловина незакольматована і закольматована.

У першому випадку (рис. 2, а) вибух відбувається всередині сфери радіусом r , тобто рівняння (1) і (2) необхідно розв'язувати для області $r \geq r_0$. Граничні умови рівняння (1) в такому випадку мають вигляд:

– початкові умови

$$P(r, 0) = 0;$$

– відомий розподіл тиску на стінці свердловини

$$P(r_0, t) = f(t).$$

Зміна тиску в зоні фільтра свердловини може бути описана залежністю

$$f(t) = P_{\text{воб}} \sum_{i=1}^n e^{-\beta_i t} \cdot \sin \lambda_i t. \quad (3)$$

З віддаленням хвилі тиску затухають

$$P(\infty, t) = 0.$$

У змінних U умови набувають вигляду

$$U(r, 0) = 0;$$

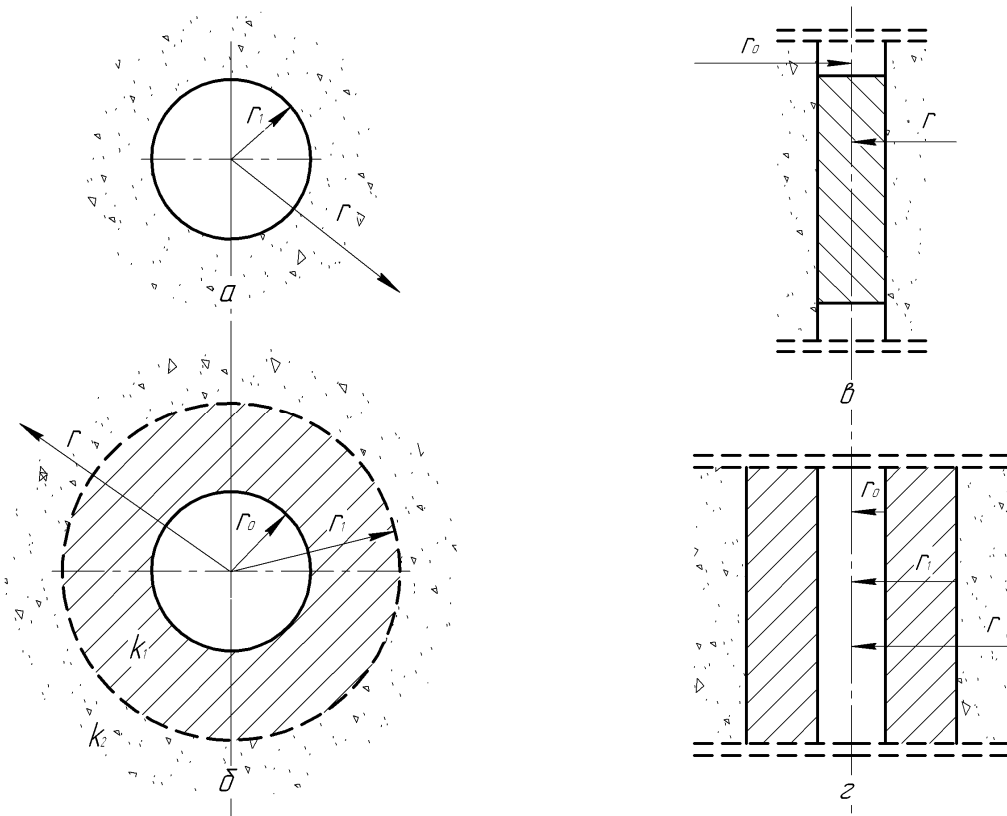
$$U(r_0, t) = r_0 \cdot f(t);$$

$$U(\infty, t) = 0.$$

Розв'язок такої задачі є відомим [1] і має вигляд

$$P = \frac{2r_0}{r \cdot \sqrt{\pi}} \cdot \int_{\frac{\xi}{\sqrt{t}}}^{\infty} f \left(t - \frac{\xi^2}{\mu^2} \right) \cdot e^{-\mu^2} d\mu; \quad (4)$$

$$\xi = \frac{r - r_0}{2\sqrt{a}}.$$



*а - сферичне розповсюдження вибухової хвилі у незакольматованій свердловині;
 б - сферичне розповсюдження вибухової хвилі у закольматованій свердловині;
 в - осесиметричне розповсюдження вибухової хвилі у незакольматованій свердловині;
 г - осесиметричне розповсюдження вибухової хвилі у незакольматованій свердловині*

Рисунок 2 – Схеми для розрахунку розповсюдження хвиль тиску у водоносному горизонті

Отже, для визначення поля тиску необхідно знати вигляд функції $f(t)$, який встановлюється на основі розв'язку іншої задачі або на основі експериментальних даних.

В другому випадку (рис. 2, б) вихідні рівняння мають вигляд:

$$\frac{\partial P_1}{\partial t} = a \cdot \left(\frac{\partial^2 P_1}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial r} \right); \quad r_0 \leq r \leq r_1; \quad (5)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial t} = a \cdot \left(\frac{\partial^2 P_2}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial r} \right); \quad r \geq r_1. \quad (6)$$

Граничними умовами даних рівнянь є

$$P_1(r, 0) = P_2(r, 0) = P_2(\infty, t) = 0;$$

$$P_1(r_0, t) = f(t) \quad P_1(r, t) = P_2(r, t);$$

$$k_1 \frac{\partial P_1(r_1, t)}{\partial r} = k_2 \frac{\partial P_2(r_1, t)}{\partial r}. \quad (7)$$

У змінних $U = rp_i$ рівняння (5) та (6) набувають вигляду

$$\frac{dU_1}{dt} = a_1 \frac{d^2 U}{dr^2}; \quad (8)$$

$$\frac{dU_1}{dt} = a \frac{d^2 U_2}{dr^2}. \quad (9)$$

Граничні умови для функції U_1 :

$$U_1(r, 0) = U_2(r, 0) = U_2(\infty, 0);$$

$$U_1(r_0, t) = r_0 f(t);$$

$$U_1(r_1, t) = U_2(r_1, t);$$

$$k_1 \left(\frac{1}{r} \frac{\partial U_1}{\partial r} - \frac{U_1}{r^2} \right)_{r=r_1} = k_2 \left(\frac{1}{r} \frac{\partial U}{\partial r} - \frac{U_2}{r^2} \right)_{r=r_1}. \quad (10)$$

З метою спрощення процесу розв'язання задачі (8)-(10) можна прийняти, що в зоні I ($r_0 \leq r \leq r_1$) рідина є нестисливою, тобто $a \rightarrow \infty$. Така постановка виправдана тим, що у незначній за товщиною $\Delta = r_1 - r_0$ зоні пружні властивості порід чинитимуть слабкий вплив на процес розповсюдження тиску у пласті. У такому випадку вихідна система (8)-(9) набуде вигляду

$$\frac{\partial^2 U_1}{\partial r^2} = 0; \quad \frac{\partial U_2}{\partial t} = a \frac{\partial^2 U}{\partial r^2}. \quad (11)$$

Розв'язок першого рівняння

$$U_1 = A_1 \cdot r + B_1.$$

Звідки

$$\frac{\partial U_1}{\partial r} = A.$$

Виходячи з умови (10), отримаємо

$$A_1 \cdot r_0 + B_1 = r_0 f(t),$$

звідки

$$B_1 = -A_1 \cdot r_0 + r_0 f(t).$$

Тоді

$$U_1 = r_0 f(t) + A_1 \cdot (r - r_0).$$

З граничної умови випливає

$$U_1|_{r=r_1} = U_2|_{r=r_1},$$

$$r_0 f(t) + A_1 \cdot (r_1 - r_0) = U_2(r_1, t),$$

звідки

$$A_1 = \frac{U_2(r_1, t) - r_0 f(t)}{r_1 - r_0}.$$

Отже,

$$U_1 = r_0 f(t) + \frac{U_2(r_1, t) - r_0 f(t) \cdot (r - r_0)}{r_1 - r_0}. \quad (12)$$

Підставляючи отримане значення у вихідний вираз, отримаємо

$$\left(\frac{1}{r} \frac{\partial U_1}{\partial r} - \frac{U_1}{r^2} \right)_{r=r_1} = \frac{U_2(r_1, t) - r_0 f(t)}{r_1(r_1 - r_0)} - \frac{U_2(r_1, t)}{r_1^2} = \\ = \frac{k_2}{k_1} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial U_2(r_1, t)}{\partial r} - \frac{U_2(r_1, t)}{r_1^2} \right]$$

або

$$\frac{\partial U_2}{\partial r} \Big|_{r=r_1} - \beta U_2|_{r=r_1} = \mathcal{E} f(t),$$

звідки

$$\beta = \frac{1}{r_1} \left(1 + \frac{r_0}{\sigma \cdot \Delta} \right); \quad \Delta = r_1 - r_0; \quad \sigma = \frac{k_2}{k_1}; \\ \mathcal{E} = -\frac{r_0}{\sigma \Delta}.$$

Тобто замість виразів (8)-(10), отримуємо задачу

$$\frac{\partial U_2}{\partial t} = a \frac{\partial^2 U_2}{\partial r^2}; \quad U_2(r, 0) = U_2(\infty, t) = 0;$$

$$\frac{\partial U_2}{\partial r} \Big|_{r=r_1} - \beta U_2|_{r=r_1} = \mathcal{E} f(t),$$

для розв'язання якої застосуємо перетворення Лапласа

$$\bar{U} = \int_0^{\infty} e^{-s\tau} \cdot U \partial \tau.$$

Тоді отримаємо

$$\frac{\partial^2 \bar{U}}{\partial r^2} - \frac{s}{a} \bar{U} = 0; \quad U_2(\infty) = 0;$$

$$\frac{\partial \bar{U}_2}{\partial r} - \beta \cdot \bar{U}_2 = \mathcal{E} \cdot \bar{f}(s);$$

$$\bar{f}(s) = \int_0^{\infty} e^{-s\tau} \cdot f(\tau) \partial \tau;$$

$$\bar{U}_2 = A \cdot e^{qr} + B e^{-qr}; \quad q = \sqrt{\frac{s}{a_2}}.$$

Виходячи з умови

$$U_2(\infty) = 0 \rightarrow A = 0,$$

отримаємо

$$\bar{U}_2 = B \cdot e^{-qr};$$

$$-B \cdot q \cdot e^{-qr} - \beta \cdot e^{-qr} = \mathcal{E} \cdot \bar{f}; \quad B = -\frac{\mathcal{E} \cdot \bar{f} \cdot e^{-qr}}{q + \beta};$$

$$\bar{U}_2 = -\mathcal{E} \frac{\exp[-q(r-r_1)]}{q + \beta} \bar{f}(s).$$

Переходимо до початкової функції за допомогою теореми про згортку

$$U_2 = -\mathcal{E} \int_0^t \frac{\sqrt{a_2}}{\sqrt{r_1}} \cdot \frac{f(t-\tau)}{\sqrt{\tau}} \cdot \exp\left[-\frac{(r-r_1)^2}{4a_2 \cdot \tau}\right] \partial \tau + \\ + \beta \cdot a_2 \cdot \mathcal{E} \int_0^t \exp\left[\beta(r-r_1) + a_2 \cdot \beta^2 \cdot \tau\right] \times \\ \times f(t-\tau) \operatorname{erfc}\left[\frac{r-r_1}{2\sqrt{a_2 \cdot \tau}} + \beta \cdot \sqrt{a_2 \cdot \tau}\right] \partial \tau. \quad (13)$$

Звідси отримаємо вираз для визначення тиску

$$P_2 = \frac{U_2}{r} = \frac{\mathcal{E} \cdot \sqrt{a_2}}{r \cdot \sqrt{r_1}} \cdot \int_0^t \frac{f(t-\tau)}{\sqrt{\tau}} \cdot \exp\left[-\frac{(r-r_1)^2}{4a_2 \cdot \tau}\right] \partial \tau + \\ + \frac{\beta \cdot a_2 \cdot \mathcal{E}}{r} \int_0^t \exp\left[\beta(r-r_1) + a_2 \cdot \beta^2 \cdot \tau\right] \times \\ \times f(t-\tau) \operatorname{erfc}\left[\frac{r-r_1}{2\sqrt{a_2 \cdot \tau}} + \beta \cdot \sqrt{a_2 \cdot \tau}\right] \partial \tau. \quad (14)$$

Рівняння (14) дозволяє встановити характер зміни тиску в часі і його величину в радіальному напрямку від осі свердловини. Знаючи величину тиску P_k , необхідного для руйнування кольматанту, і радіус r_k , на якому він повинен діяти, виходячи з (14), можна визначити необхідну величину тиску в зоні вибуху газоповітряної суміші. З цією метою розроблений і реалізований у програмному забезпеченні алгоритм розв'язку рівняння (14) на основі методу Сімпсона.

Порівняльний аналіз отриманих на основі експериментальних досліджень даних з встановленими значеннями міцності кольматанту дає підстави зробити висновок, що розрахункові напруження перевищують межу міцності на відстанях $r < 10$ см.

В пластах достатньо малої потужності задачу можна розглядати як осесиметричну. У такому випадку, якщо пласт є однорідним

(рис. 2, в), вихідне рівняння і крайові умови набувають вигляду

$$\frac{\partial P}{\partial t} = a \cdot \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right); \quad r \geq r_0; \quad (15)$$

$$P(r, 0) = P(\infty, t) = 0; \quad P(r_0, t) = f(t). \quad (16)$$

Розв'язання поставленої задачі не є складним.

В пластах із замуленим або закольматованим фільтром (рис. 2, г)

$$\frac{d}{dr} \left(r \cdot \frac{dP_1}{dr} \right) = 0; \quad r_0 \leq r \leq r_1; \quad (17)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} = a \left(\frac{\partial^2 P_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial r} \right); \quad r > r_1. \quad (18)$$

Граничні умови

$$P_1(r_0) = f(t); \quad P_1(r, t) = P_2(r_1, t);$$

$$\frac{\partial P_1(r_1, t)}{\partial r} = \sigma \frac{\partial P_2(r_1, t)}{\partial r}; \quad \sigma = \frac{k_2}{k_1};$$

$$P_1 = A \ln r + B; \quad A \ln r_0 + B = f(t);$$

або

$$P_1 = A \ln \frac{r}{r_0} + f(t).$$

З умови рівності тисків у разі

$$A \ln \frac{r_1}{r_0} + f(t) = P_2(r_1, t) \rightarrow A = \frac{P_2(r_1, t) - f(t)}{\ln \frac{r_1}{r_0}}.$$

Тоді

$$P_1 = \frac{P_2(r_1, t) - f(t)}{\ln \frac{r_1}{r_0}} \ln \frac{r}{r_0} + f(t). \quad (19)$$

З умови рівності потоків

$$\frac{P_2(r_1, t) - f(t)}{\ln \frac{r_1}{r_0} \cdot r_1} = \sigma \frac{\partial P_2(r_1, t)}{\partial r}$$

або

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_2(r_1, t)}{\partial r} - \frac{1}{\sigma r_1 \ln \frac{r_1}{r_0}} P_2(r_1, t) = \\ = \frac{1}{\sigma r_1 \ln \frac{r_1}{r_0}} = \frac{\partial P_2}{\partial r} - \beta P_2 = -\beta f(t)|_{r=r_1}; \end{aligned}$$

$$\beta = \frac{1}{\sigma r_1 \ln \frac{r_1}{r_0}}.$$

Тобто отримуємо задачу

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 P_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_2}{\partial r} = \frac{1}{a} = \frac{\partial P_2}{\partial t}; \\ P(r, 0) = P(\infty, t) = 0; \end{aligned}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial r} - \beta P_2|_{r=r_1} = -\beta f(t).$$

Перетворення Лапласа

$$\bar{P}_2 = \int_0^\infty e^{-s\tau} P_2 d\tau;$$

$$\frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \bar{P}_2}{\partial r} - \frac{\bar{P}_2}{d} = 0; \quad \bar{P}_2(\infty) = 0;$$

$$\frac{\partial \bar{P}_2}{\partial r} - \beta \bar{P}_2|_{r=r_1} = -\beta f(s);$$

$$f_1(s) = \int_0^\infty e^{-s\tau} f(\tau) d\tau.$$

Розв'язок

$$\bar{P}_2 = AI_0(qr) + BK_0(qr); \quad A = 0; \quad q = \sqrt{\frac{S}{a}};$$

$$\bar{P}_2 = BK_0(qr); \quad \frac{\partial \bar{P}_2}{\partial r} = BqK_1(qr);$$

$$-BqK_1(qr_1) - \beta BK_0(qr_1) = -\beta f(s);$$

$$B = \frac{\beta f(s)}{\beta K_0(qr_1) + qK_1(qr_1)};$$

$$\bar{P}_2 = \frac{\beta f_1(s) K_0(qr)}{\beta K_0(qr_1) + qK_1(qr_1)}.$$

З метою спрощення встановлення розрахункових залежностей досліджуємо малі моменти часу, коли S є достатньо великим.

$$K_V(Z) \approx \sqrt{\frac{\pi}{2Z}} \exp(-Z);$$

$$\bar{P}_2 = \frac{\beta f_1(s) \sqrt{\pi} \cdot e^{-qr}}{\sqrt{2qr} \cdot \frac{\sqrt{\pi}}{\sqrt{2qr_1}} \cdot e^{-qr} (\beta + q)} =$$

$$= \frac{\beta f_1(s) \exp[-q(r - r_1)]}{\sqrt{\frac{r}{r_1}} (\beta + q)} \approx \quad (20)$$

$$\approx \frac{\beta f_1(s) \exp[-q(r - r_1)]}{\sqrt{\frac{r}{r_1}} \cdot q};$$

Оригінал даного виразу дорівнює

$$P_2 = \frac{\beta}{\sqrt{r_1}} \sqrt{\frac{a}{\pi}} \int_0^t \exp\left[-\frac{(r - r_1)^2}{4a(t - \tau)}\right] = \frac{f(t) \partial \tau}{\sqrt{t - \tau}}; \quad (21)$$

$$P_{2|r=r_1} = \beta \sqrt{\frac{a}{\pi}} \int_0^t \frac{f(\tau) \partial \tau}{\sqrt{t - \tau}}. \quad (22)$$

Використовуючи отримані залежності $P(r, t)$ і знаючи величину тиску P_k , необхідно для руйнування продуктів кольматанту на відстані r від осі свердловини, можна знайти необхідний тиск вибуху у вибуховій камері поршень-снаряду.

Важливим завданням реалізації процесу впливу вибуху газоповітряної суміші у поршень-снаряді, розташованого у зоні оброблення свердловини, є також питання вибору раціональної періодичності імпульсної дії. У такому випадку період часу між двома вибухами повинен бути не меншим періоду переміщення поршень-снаряду у стовбурі свердловини, викликаного дією попереднього вибуху, і відповідати моментам часу, коли рівень рідини у свердловині буде мати максимальне значення. Тому, з точки зору розроблення технології процесу оброблення свердловини, важливим є питання встановлення характеру коливань рівня рідини у стовбурі свердловини. Загалом, рівень рідини у свердловині може бути описаний рівнянням виду

$$H(t) = z_0 + \frac{\Delta P(t)}{\rho g}, \quad (23)$$

де z_0 – статичний рівень у свердловині.

Швидкість зміни рівня

$$\frac{\partial H}{\partial t} = \frac{1}{\rho g} + \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (24)$$

Використовуючи вираз для коливань тиску, викликаних вибухом, у вигляді рівняння (3), отримаємо залежність швидкості зміни рівня

$$\frac{\partial H}{\partial t} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\rho g} (\lambda_i \cos \lambda_i t - \beta \sin \lambda_i t) e^{-\beta t}. \quad (25)$$

У момент досягнення екстремального значення рівня рідини у свердловині швидкість її переміщення дорівнюватиме нулю. Тому такі моменти часу можуть бути знайдені, виходячи з рівняння

$$\frac{\partial H}{\partial t} = 0$$

або

$$\lambda \cos \lambda t - \beta \sin \lambda t = 0,$$

на основі чого

$$t_n = \frac{1}{\lambda} (\arctg \frac{\lambda}{\beta} + \pi n).$$

У такому випадку парні значення n будуть відповідати мінімальному значенню рівня рідини в свердловині, а непарні – максимальному. У результаті, з усієї множини значень t_n слід вибрати такі $t_j (j \in n)$, для яких

$n = (2j + 1)$, де $(j = 0, 1, 2, \dots, n)$. Іншими словами, максимальний рівень рідини у свердловині досягається у момент часу

$$t_j = \frac{1}{\lambda} \left[\arctg \frac{\lambda}{\beta} + \pi(2j + 1) \right]. \quad (26)$$

Кожний наступний вибух газоповітряної суміші у вибуховій камері поршень-снаряду повинен співпадати за часом з моментами t_j , у разі виконання умови

$$t_j > \tau,$$

де τ – повний час руху поршень-снаряду.

Таким чином, для визначення функції $H(t)$ необхідно знати розподіл тиску у пласті і в зоні фільтра у будь-який момент часу. У процесі вибуху розподіл тиску $f(t)$ у стовбурі свердловини може бути описаний рівнянням (3).

Наукова новизна результатів досліджень полягає у встановленні закономірностей впливу величини зусиль у будь-якій точці водоносного пласта на ступінь руйнування кольматанту за умов оброблення водозабірних свердловин з метою підвищення їх дебіту вибухом газоповітряних сумішей.

Практична цінність отриманих результатів

У результаті аналітичних досліджень розповсюдження гідродинамічних коливань у водоносному горизонті встановлені залежності, які дають змогу визначити величину тиску вибуху, необхідну і достатню для забезпечення руйнування кольматанту і раціональної періодичності проходження імпульсів тиску.

Висновок

На основі аналітичних досліджень побудовано математичну модель пружних гідродинамічних коливань у водоносному горизонті, яка дає змогу визначити величину напружень у будь-якій точці оброблення прифільтрової зони свердловини і відповідно встановити необхідний ступінь руйнування кольматанту. За отриманими результатами експериментального дослідження вибуху газоповітряної суміші у поршень-снаряді у стовбурі свердловини встановлено, що потужність вибуху визначає частоту руху поршень-снаряду, яка впливає на вібраційні характеристики системи «фільтр-прифільтрова зона-водоносний горизонт».

Література

1. Бортняк О.М., Школьний М.П., Долішній Б.В., Кулик М.П. Регенерація водозабірних свердловин вибухом газоповітряних сумішей. *Проблеми екологічної безпеки: матеріали XV Міжнар. наук.-техн. конф. Кременчук, 2017.* С. 131 - 132.
2. Абрамов С. К., Алексеев В. С. Забор воды из подземного источника. М.: Колос, 1980. 239 с.
3. Алексеев В.С., Волоховский Г.А., Гребенников В.Т. Учебная книга мастера по ремонту скважин на воду. М.: Колос, 1983. 253 с.
4. Алексеев В.С., Волоховский Г.А., Андреев К.Н., Гребенников В.Т. Руководство по применению реагентных методов восстановления производительности скважин. М.: Труды ВНИИ ВОДГЕО, 1977. 50 с.
5. Алексеев В. С., Щоголев Е. Ю. Импульсные методы освоения и регенерации скважин на воду. М.: ОЦИНТИВИЭМР, 1977. 25 с.
6. Алексеев В.С., Гаврилко В.М. Фильтры буровых скважин. М.: Недра, 1976. 345 с.
7. Ловля С. А. Взрывные работы в водозаборных скважинах. М.: Недра, 1974. 111 с.
8. Романенко В. А. Электрофизические способы восстановления производительности водозаборных скважин. Л.: Недра, 1980. 79 с.
9. Шляйферт М.А., Вольницкая Э.М. Увеличение дебита водяных скважин взрывом. М.: Недра, 1970. 63 с.
10. Карлслон Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. М.: Наука, 1974. 487 с.

References

1. Bortniak O.M., Shkolnyi M.P., Dolishnyi B.V., Kulyk M.P. Reheneratsiia vodozabirnykh sverdlovyn vybukhom hazopovitrianykh sumishei. *Problemy ekolohichnoi bezpeky: materialy XV Mizhnar. nauk.-tekhn. konf. Kremenchuk, 2017.* P. 131-132. [in Russian].
2. Abramov S. K., Alekseev V. S. Zabor vody iz podzemnogo istochnika. Moscow: Kolos, 1980. 239 p. [in Russian].
3. Alekseev V.S., Volohovskiy G.A., Grebennikov V.T. Uchebnaya kniga mastera po remontu skvazhin na vodu. Moscow: Kolos, 1983. 253 p. [in Russian].
4. Alekseev V.S., Volohovskiy G.A., Andreev K.N., Grebennikov V.T. Rukovodstvo po primeneniyu reagentnykh metodov vosstanovleniya proizvoditelnosti skvazhin. M.: Trudy VNI VODGEO, 1977. 50 p. [in Russian].
5. Alekseev V.S., Schogolev E.Yu. Impul'snyie metodyi osvoeniya i regeneratsii skvazhin na vodu. Moscow: OTsINTIVIEMR, 1977. 25 p. [in Russian].
6. Alekseev V.S., Gavrilko V.M. Fil'tryi burovyyih skvazhin. Moscow: Nedra, 1976. 345 p. [in Russian]
7. Lovlya S.A. Vzryivnyie robotyi v vodozabornyh skvazhinah. Moscow: Nedra, 1974. 111 p. [in Russian].
8. Romanenko V.A. Elektrofizicheskie sposobyi vosstanovleniya proizvoditelnosti vodozabornyih skvazhin. Leningrad: Nedra, 1980. 79 p. [in Russian].
9. Shlyayfert M.A., Volnitskaya E.M. Uvelichenie debita vodyanyih skvazhin vzryivom. Moscow: Nedra, 1970. 63 p. [in Russian].
10. Karlslou G., Eger D. Teploprovodnost tverdyih tel. Moscow: Nauka, 1974. 487 p. [in Russian].

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.276.53.054.23

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-4(73)-24-34

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГЕОМЕТРІЇ СТРУМИННИХ АПАРАТІВ НА ЇХ ОСНОВНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ

О. Я. Дубей

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727116,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, olgadubej@gmail.com

Для перевірки ефективності роботи струминних апаратів (ежекторів), розміщених на різних глибинах у нафтових свердловинах, що експлуатуються механізованими способами, необхідно встановити взаємозв'язок між їх геометричними розмірами та максимально досяжними робочими параметрами. З цією метою був проведений ряд експериментальних лабораторних досліджень, основним завданням яких було виявлення оптимальних параметрів струминного апарату, що працює з газорідними потоками. В експериментальній установці подача рідини здійснювалася за допомогою електровідцентрового насоса, а нагнітання повітря забезпечувалося компресором. Установка передбачала можливість регулювання як тиску рідини перед і після струминного апарату, так і тиску та подачі газу на його вході. Основні параметри установки були обчислені за критеріями подібності до реальних свердловин. Вплив геометрії струминного апарату на його вихідні параметри досліджували шляхом заміни його основних елементів (сопла, камери змішування, дифузора). Для кожної із запропонованих конструкцій струминного апарату заміряли тиски та витрати в його основних перерізах, зіставляли їх значення та шляхом порівняння виявляли основні закономірності при виборі оптимальної геометрії, яка б забезпечувала максимальні відбори газу або мінімальні втрати тиску. Основні результати експериментального дослідження представлено у вигляді графічних залежностей, на основі яких зроблено висновки про ефективність роботи струминних апаратів.

Ключові слова: експериментальна установка, струминний апарат, газорідна суміш, геометричні розміри, нафтова свердловина.

Для проверки эффективности работы струйных аппаратов (эжекторов), размещенных на разных глубинах в нефтяных скважинах, эксплуатируемых механизированными способами, необходимо установить взаимосвязь между их геометрическими размерами и максимально достижимыми рабочими параметрами. С этой целью был проведен ряд экспериментальных лабораторных исследований, основной задачей которых было выявление оптимальных параметров струйного аппарата, работающего с газожидкостными потоками. В экспериментальной установке подача жидкости осуществлялась с помощью электроцентробежного насоса, а нагнетание воздуха обеспечивалось компрессором. Установка предусматривала возможность регулирования как давления жидкости до и после струйного аппарата, так и давления, и подачи газа на его входе. Основные параметры установки были вычислены по критериям подобия реальным скважинам. Влияние геометрии струйного аппарата на его выходные параметры исследовали путем замены его основных элементов (сопла, камеры смешения, диффузора). Для каждой из предложенных конструкций струйного аппарата измеряли давление и расход в его основных сечениях, сопоставляли их значения, после чего путем сравнения выявляли основные закономерности при выборе оптимальной геометрии, которая обеспечивала максимальные отборы газа или минимальные потери давления. Основные результаты

экспериментального исследования представлены в виде графических зависимостей, по которым сделаны выводы об эффективности работы струйных аппаратов.

Ключевые слова: экспериментальная установка, струйный аппарат, газожидкостная смесь, геометрические размеры, нефтяная скважина.

In order to test the operational efficiency of jet pumps which are installed at different depths in artificial lifted oil wells, it is necessary to establish the relation between their geometry and the maximum achievable operating parameters. For this purpose, a series of experimental laboratory studies is conducted. Their main task is to identify the optimal parameters of a jet pump that works with gas-liquid flows. In the experimental setup, the fluid is supplied by an electric centrifugal pump and the air is injected by a compressor. The setup provides the possibility to regulate the fluid pressure before and after the jet pump, as well as the pressure and gas supply at its inlet. The basic parameters of the setup are calculated according to the criteria of the resemblance to real wells. The influence of the jet pump geometry on its working parameters is estimated by replacing its main elements (nozzle, mixing chamber, diffuser). For each of the suggested designs of the jet pump, the pressure and the flow rates in its main cross-sections are measured and their measurement values are compared. On the basis of this comparison the author finds the main regularities for choosing optimal geometry which provides maximum gas offtaking or minimum pressure losses. The basic results of the experimental study are presented in the form of graphical dependencies which allow to make conclusions about the operational efficiency of jet pumps.

Key words: experimental setup, jet pump, gas-liquid mixture, geometric parameters, oil well.

Вступ

Застосування струминних апаратів (СА) при насосному способі видобування нафти зі свердловин почалося наприкінці 20-го століття. Ідея застосування струминних насосів полягає в тому, щоб використати енергію відсепарованого газу для полегшення процесу підймання газоводонафтової суміші на поверхню. З цією метою вище основного насоса встановлюють струминний насос. Свердловинна суміш, потрапляючи в СА, завдяки своїй швидкості захоплює газорідинну суміш разом із відсепарованим газом із затрубного простору. Як показує практика, при цьому стабілізується робота основного насоса, корисно використовується енергія відсепарованого газу і, навіть, певною мірою збільшується дебіт свердловини [1].

Відомі і варіанти встановлення струминного апарату над динамічним рівнем [2]. Його функцією в даному випадку є відбір супутнього газу із затрубного простору, оскільки зворотний клапан, який забезпечував перепуск цього газу в колекторну лінію, в умовах низьких температур може замерзати, що призводить до значного пониження динамічного рівня свердловини і, навіть, до зриву подачі насоса.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Постановка проблеми дослідження

Для створення надійних і ефективних СА для видобутку нафти потрібно керуватися теоретичними залежностями, що описують їх роботу. Завдання розробки теоретичних основ роботи струминних насосів в нафтових свердловинах висвітлюються в роботах [3, 4]. На сьогоднішній день існують залежності, що описують як роботу струминного насоса (обидва потоки в апараті є рідинами) [5], так і струмин-

ного апарату типу ежектора (один з потоків є рідиною, а інший – газом). Зокрема, аналітичні рівняння, які пов'язують між собою робочі умови у свердловині та параметри нафтогазового ежектора, дозволяють розв'язати задачу його ефективного місця розташування у нафтовій свердловині [6].

Була доведена і висока економічність нафтогазових ежекторів при їх використанні для газліфтного способу експлуатації свердловин [7, 8]. Загалом струминні апарати можуть покращити як роботу обладнання, разом з яким вони працюють, продовжуючи міжремонтний період, так і збільшити показники нафтовидобутку. Саме завдяки ряду цих переваг струминні апарати встановлюються у різних місцях всередині свердловини (біля вибою, під і над динамічним рівнем, на поверхні біля гирла) [9].

Однак, важливою і невід'ємною частиною будь-якого аналітичного дослідження є перевірка коректності одержаних залежностей на практиці. Лабораторні та промислові дослідження, які були проведені на сьогоднішній час, стосуються виявлення оптимальної геометрії струминного апарату, робочим потоком якого є газ [10], розрахунку збільшення обсягів та темпів відбору при додатковому встановленні струминного насоса всередині свердловини [11], а також порівняння ефективності роботи струминного апарату та штангового насоса [12].

При встановленні СА у нафтових свердловинах виникає необхідність у розумінні впливу тиску нафтового газу із затрубного простору, а також різниці між цим тиском і тиском робочої газоводонафтової суміші в приймальній камері апарату на його роботу. Така інформація потрібна для забезпечення оптимального місця його

розташування в свердловині вище її динамічного рівня. Основною залежністю, яка пов'язує між собою об'єми робочого та інжектваного потоків, які проходять через СА, із тисками робочого потоку на його вході та виході і в приймальній камері, є безрозмірна характеристика струминного апарату. Безрозмірна характеристика має вигляд $\Delta p_c / \Delta p_p(u)$ ($\Delta p_c = p_c - p_{in}$, $\Delta p_p = p_p - p_{in}$, $u = Q_{in} / Q_p$; p_c , p_p , p_{in} – тиски змішаного потоку на виході з струминного апарату, робочого потоку перед входом в СА і робочого та інжектваного потоків на вході у приймальну камеру; u – об'ємний коефіцієнт інжекції на вході в приймальну камеру; Q_{in} , Q_p – об'ємні витрати інжектваного та робочого потоків на вході в приймальну камеру) і до її символічного запису входять і геометричні параметри струминного апарату (діаметра сопла d_c і відношення площ f_3/f_{p1} , f_3 , f_{p1} – площі поперечних перерізів отворів камери змішування і сопла):

$$\frac{2f_{p1}}{(1+\xi_c)f_3} \left(p_p - p_{p1} + \frac{\rho_p w_p^2}{2} \right) \times \left[1 + \frac{\rho_{in} u^2}{\rho_p (f_3/f_{p1} - 1)} - \frac{f_{p1} \rho_p}{2} \left(1 + \frac{\rho_{in} u}{\rho_p} \right)^2 \left(\frac{\xi_0 + \xi_{кз} + 1}{f_3 \rho_3} + \frac{f_3 \rho_3}{f_c^2 \rho_c^2} \right) \right] - p_c \frac{\rho_3}{\rho_c} + p_{p1} = 0. \quad (1)$$

Провести експериментальне дослідження, в якому робочим потоком була б газодонафтова суміш, а інжектованим потоком – нафтовий газ, у лабораторних умовах немає можливості. Тому при проведенні лабораторного дослідження за робочий потік було взято воду, а за інжектований потік – повітря. Таким чином, дослідження виконувалось на водоповітряному СА. Однак, при конструюванні лабораторної установки було використано критерії подібності, які були знайдені за допомогою π -теореми, а тому фізичні процеси, які будуть відбуватися у моделі, є подібними до тих, що мають місце в реальній свердловині [13].

Мета і завдання дослідження

При зміні геометричних розмірів водоповітряного струминного апарату потрібно встановити тиски на вході і виході з нього і у прийомній камері, витрати води і повітря при різних тисках інжектваного повітря на вході в СА і різних навантаженнях на нього. На основі одержаних даних побудувати графіки та виконати аналіз впливу на роботу струминного апарату

його геометричних параметрів (діаметра сопла d_c і відношення площ f_3/f_{p1}), тиску повітря p_e перед СА, різниці тисків $p_e - p_{in}$, а також тиску p_c на виході з СА. Після цього можна буде зробити висновки, які ж саме геометричні параметри найбільшою мірою визначають ефективність роботи струминного апарату і в яких межах повинні знаходитися їх оптимальні значення.

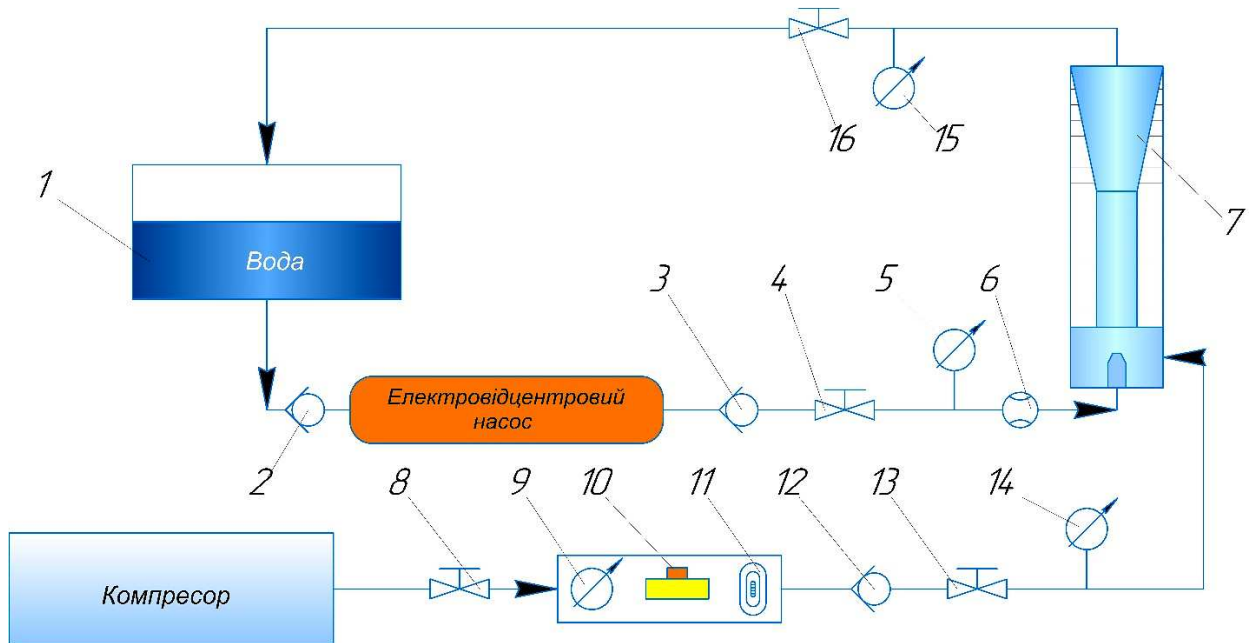
Висвітлення основних методів дослідження

Для проведення лабораторного дослідження була виготовлена установка, гідравлічна схема якої зображена на рис. 1. Установка складається із приймального резервуара 1 об'ємом 200 л, електровідцентрового насоса серії JSWm15M, лічильника води GROSS MTK20 6, досліджуваного СА 7, поршневого компресора, газового редуктора 10, роторного газового лічильника G10 РЛ-ЕХ 11, вимірювальних приладів, які включають манометри 5, 9, 15 мановакууметр 14, а також кульові крани 4, 8, 13, 16, зворотні клапани 2, 3, 11, систему шлангів та різноманітну арматуру.

Лабораторна установка працює так: вода із приймального резервуара 1 подається в електровідцентровий насос, який нагнітає рідину через арматуру та лічильник води 6 у сопло струминного апарату. На виході із сопла в приймальній камері створюється понижений тиск і повітря, що подається компресором, проходить через газовий редуктор 10, газовий лічильник 11 у приймальну камеру. А далі вода і повітря перемішуються в камері змішування, суміш проходить через дифузор і гнучким трубопроводом – в приймальний резервуар установки.

Для проведення експериментального дослідження було виготовлено СА з двома різними камерами змішування (відрізняються камери змішування діаметрами отворів; у однієї камери діаметр отвору 10 мм, а в іншій – 12,5 мм), чотири соплами, діаметр вихідного отвору яких $d_c = 5,0; 5,4; 6,2; 6,6$ мм і двома дифузорами (вихідні діаметри дифузорів 18 мм і 24 мм). Конструкція всього СА і окремо сопла зображені відповідно на рис. 2 і рис. 3.

У ході експериментального дослідження на лабораторній установці кожен дослід тривав 5 хв, записувалися значення витрати води і повітря на початку та в кінці досліду, тиск води перед СА, тиск у приймальній камері, тиск водоповітряної суміші після струминного апарату, тиск повітря на виході з газового редуктора, а також температура повітря після газового



1 – напірний резервуар; 2, 3, 12 – зворотний клапан; 4, 8, 13, 16 – кульовий кран; 5, 9, 15 – манометр; 6 – лічильник води; 7 – струминний апарат; 14 – мановакууметр; 10 – редуктор газовий; 11 – ротаційний лічильник газу

Рисунок 1 – Гідравлічна схема лабораторного стенда

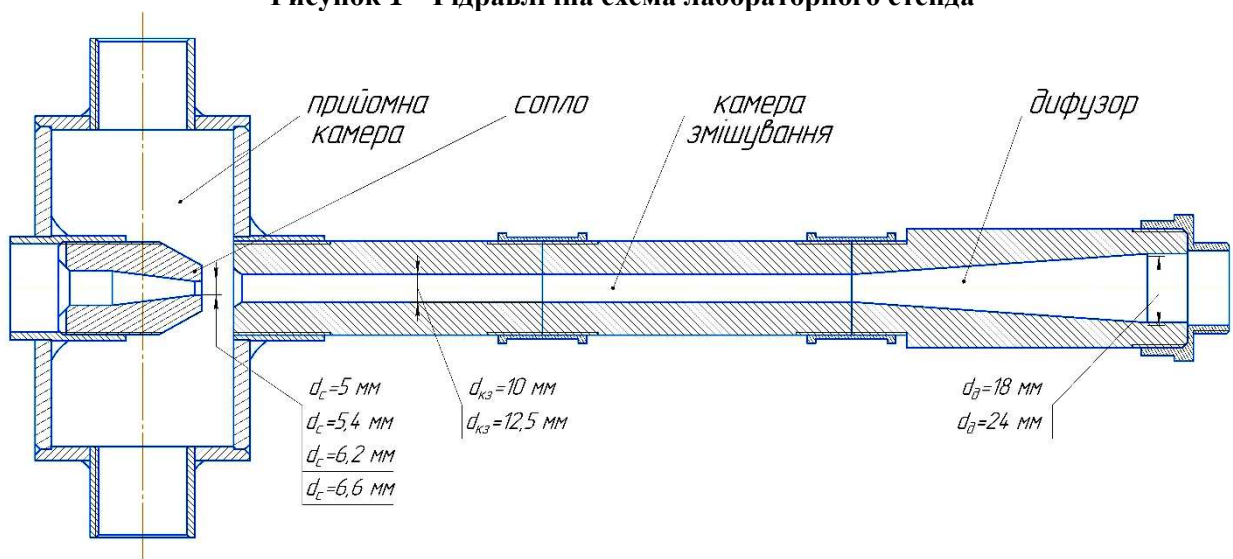


Рисунок 2 – Конструкція водоповітряного струминного апарату

лічильника 11. Досліди проведено при установці в СА по черзі всіх сопел спочатку з камерою змішування $d_{кз}=12,5$ мм, а потім і з камерою змішування $d_{кз}=10$ мм. Аналогічні дослідження були здійснені і при заміні дифузора з діаметра $d_0=18$ мм на дифузор з більшим кутом розкриття. При виконанні дослідів змінювалося навантаження на СА (тиск на його вході та витрата). Найменше навантаження відповідає повністю відкритому крану 4 (рис. 1), а збільшення навантаження здійснювалося прикриванням крана 4. За допомогою газового редуктора виставлялося фіксоване значення тиску інжекто-

ваного повітря перед СА, і воно коливалося в межах 0,02 – 0,3 МПа.

Результати дослідження

Зручніше одержані результати проведених дослідів подати у вигляді графіків. На рис. 3 і рис. 4 зображено безрозмірні характеристики струминного апарату $\Delta p_c / \Delta p_p(u)$ з камерою змішування $d_{кз}=12,5$ мм для різних діаметрів сопел d_c і тиску інжектваного повітря відповідно 0,08 МПа і 0,14 МПа.

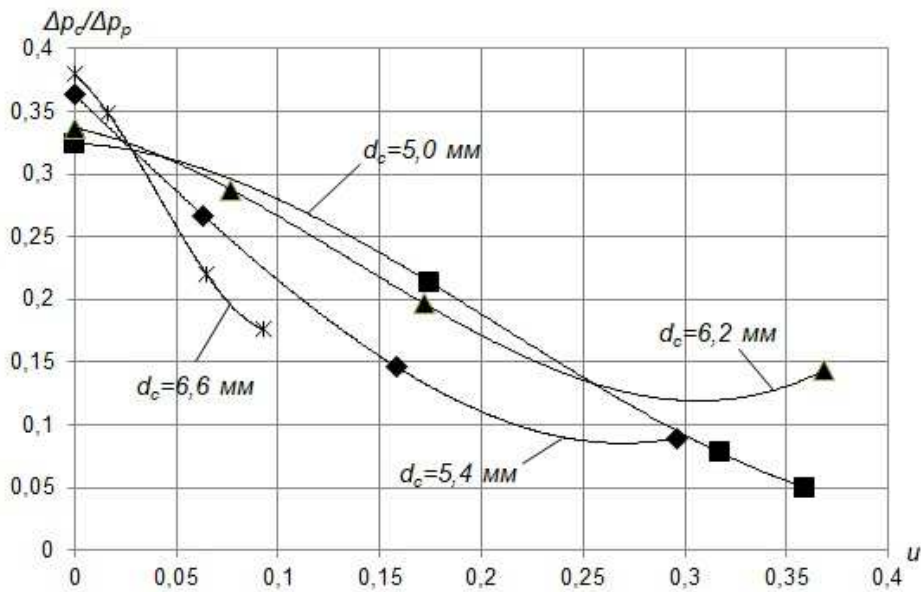


Рисунок 3 – Безрозмірна характеристика СА при тиску інжектваного повітря $p_e=0,08$ МПа та діаметрі камери змішування $d_{мз}=12,5$ мм для різних діаметрів сопла

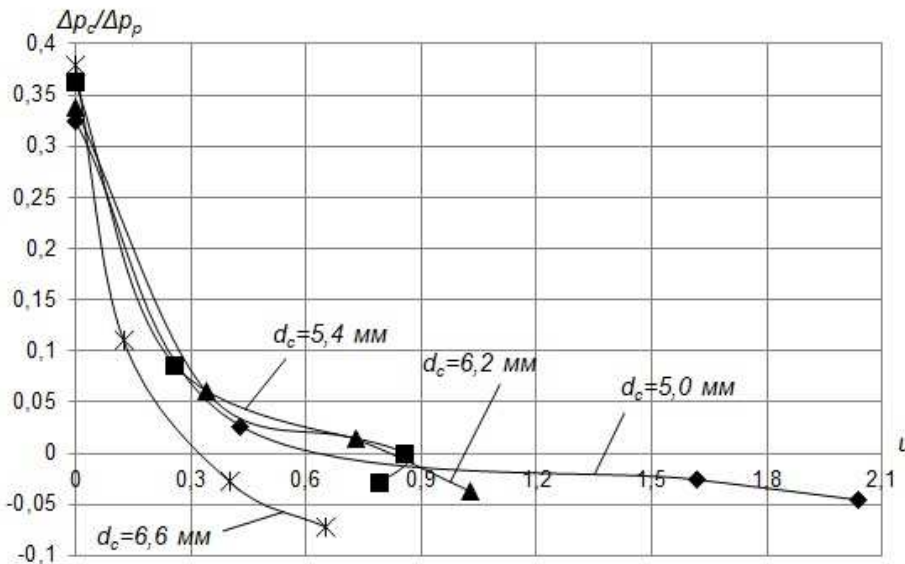


Рисунок 4 – Безрозмірна характеристика СА при тиску інжектваного повітря $p_e=0,14$ МПа та діаметрі камери змішування $d_{мз}=12,5$ мм для різних діаметрів сопла

Збільшення коефіцієнта інжекції u , як видно на вказаних рисунках, для всіх сопел викликає зменшення безрозмірного тиску $\Delta p_c/\Delta p_p$, що зумовлено втратами тиску в камері змішування і дифузори, а також зменшенням густини змішаного потоку на виході струминного апарату. Струминні апарати поділяються на високонапірні ($f_3/f_{p1} < 4$) та низьконапірні ($f_3/f_{p1} > 4$). Високонапірний апарат може створювати досить високий відносний тиск $\Delta p_c/\Delta p_p$ при малому коефіцієнті інжекції u . Його характеристика більш крута порівняно

з низьконапірними СА. Це наочно відображено на рис. 3 і 4. Із чотирьох сопел до високонапірного можна віднести тільки апарат з діаметром сопла $d_c=6,6$ мм. Характеристика цього струминного апарату на всіх трьох рисунках йде найбільш круто. Пояснюється це тим, що при одній і тій же площі f_3 камери змішування у випадку високонапірного струминного апарату є менша площа для входу інжектваного потоку в камеру змішування порівняно з низьконапірними СА. А тому створюється більший опір при проходженні інжектваного потоку.

При збільшенні коефіцієнта інжекції u відносний тиск $\Delta p_c/\Delta p_p$ виявляється меншим у високонапірного СА, ніж у низьконапірного. Викликано це явище тим, що при однаковому тиску на виході СА коефіцієнт інжекції низьконапірного СА є більшим, ніж у високонапірного за рахунок того, що відношення площ f_3/f_{p1} у низьконапірного є більшим, ніж у високонапірного. Щоб порівняти відносні тиски $\Delta p_c/\Delta p_p$ у цих двох СА необхідно мати для них однакові коефіцієнти інжекції. Але при цьому тиск p_c на виході у низьконапірному СА збільшується у порівнянні з високонапірним.

Збільшення тиску p_e інжектованого повітря перед СА, як це видно із рис. 3 і 4, викликає збільшення коефіцієнта інжекції u . У випадку, коли $p_e=0,08$ МПа, найбільший коефіцієнт інжекції $u \approx 0,37$ для СА з соплами $d_c=5$ і $6,2$ мм (рис. 3). При $p_e=0,14$ МПа найбільший коефіцієнт інжекції $u > 2$ для СА з соплом $d_c=5$ мм (рис. 4).

Крім того, збільшення тиску p_e інжектованого повітря перед СА призводить до зменшення тиску на виході СА відносно тиску в його приймальній камері. В результаті відносний тиск $\Delta p_c/\Delta p_p$ стає від'ємним. Поясненням цього явища є те, що збільшення тиску повітря p_e спричиняє, з одного боку, підвищення тиску в приймальній камері і тиску робочого (водяного) потоку перед СА, а, з іншого, при цьому збільшується коефіцієнт інжекції u , що зумовлює зменшення тиску змішаного потоку на виході СА.

На рис. 5 і рис. 6 представлені залежності коефіцієнта інжекції u від тиску інжектованого повітря перед СА. Як для камери змішування $d_{кз}=10$ мм, так і для камери змішування $d_{кз}=12,5$ мм збільшення тиску повітря p_e забезпечує збільшення коефіцієнта інжекції u . Найбільше збільшення коефіцієнта інжекції u має місце в СА з діаметром сопла $d_c=5$ мм, оскільки у випадку цього сопла є найбільша вільна площа поперечного перерізу камери змішування на її вході для інжектованого повітря.

Для СА з камерою змішування $d_{кз}=12,5$ мм були проведені дослідження з більшим діапазоном зміни тиску повітря p_e . Виявилось, що існує за певного тиску повітря p_e максимум для коефіцієнта інжекції u . Наприклад, для СА з діаметром сопла $d_c=5$ мм $u_{max} \approx 4,2$ (рис. 6).

На рис. 7 і рис. 8 зображені залежності відносного перепаду тиску $\Delta p_c/\Delta p_p$ від тиску p_e інжектованого повітря при діаметрах камери змішування відповідно $d_{кз}=10$ мм і $d_{кз}=12,5$ мм для чотирьох різних діаметрів сопел.

Із збільшенням тиску p_e інжектованого повітря відносний перепад тиску $\Delta p_c/\Delta p_p$ СА зменшується для обох камер змішування і всіх чотирьох сопел. Для СА з камерою змішування $d_{кз}=12,5$ мм дослідження проводилися у більшому діапазоні тиску p_e . Виявилось, що на інтервалі $p_e=0,1 \dots 0,15$ МПа функція $\Delta p_c/\Delta p_p(p_e)$ має мінімум для всіх сопел. При цьому величина $\Delta p_c/\Delta p_p$ стає від'ємною, оскільки тиск p_c є меншим від тиску p_{p1} у приймальній камері СА (p_{p1} – тиск робочого потоку на виході із сопла; $p_{p1} = p_{in}$).

Аналіз отриманих числових значень величин тисків p_e , p_p , p_{p1} , p_c і витрат повітря Q_n та води Q_w показує, що зі збільшенням тиску p_e інжектованого повітря витрата повітря Q_n зростає. Але при певному значенні цього тиску витрата Q_n досягає максимуму і подальше зростання тиску p_e вже не викликає збільшення витрати Q_n , а навпаки – її зменшення. З іншого боку, найбільшій витраті Q_n повітря відповідає і найбільша різниця тисків $p_e - p_{p1}$. Подальше зростання тиску p_e інжектованого повітря викликає зменшення витрати повітря Q_n і різниці тисків $p_e - p_{p1}$. Це зумовлено тим, що опір переміщенню інжектованого повітря в камері змішування досягає такої величини, за якої стає неможливим подальше збільшення витрати Q_n , а тому інтенсивніше зростає тиск у приймальній камері СА. При цьому відносний перепад тиску збільшується.

На рис. 9 зображені залежності коефіцієнта інжекції u від перепаду тиску $p_e - p_{in}$ (величини «підпору») для СА з камерою змішування $d_{кз}=12,5$ мм і чотирма різними соплами. При збільшенні різниці тисків $p_e - p_{in}$ коефіцієнт інжекції u збільшується для СА з усіма чотирма досліджуваними соплами. Найбільше зростання величини u виявилось в СА з соплом $d_c=5$ мм, оскільки у випадку цього сопла відношення площ f_3/f_{p1} є найбільшим.

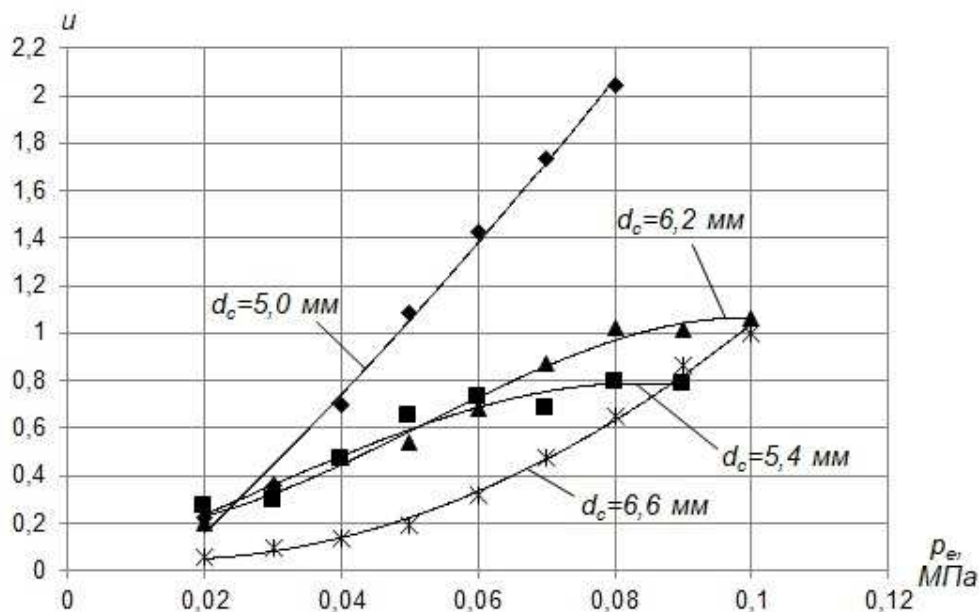


Рисунок 5 – Залежність коефіцієнта інжекції u від тиску інжектуюваного повітря p_e при діаметрі камери змішування $d_{кз}=10$ мм

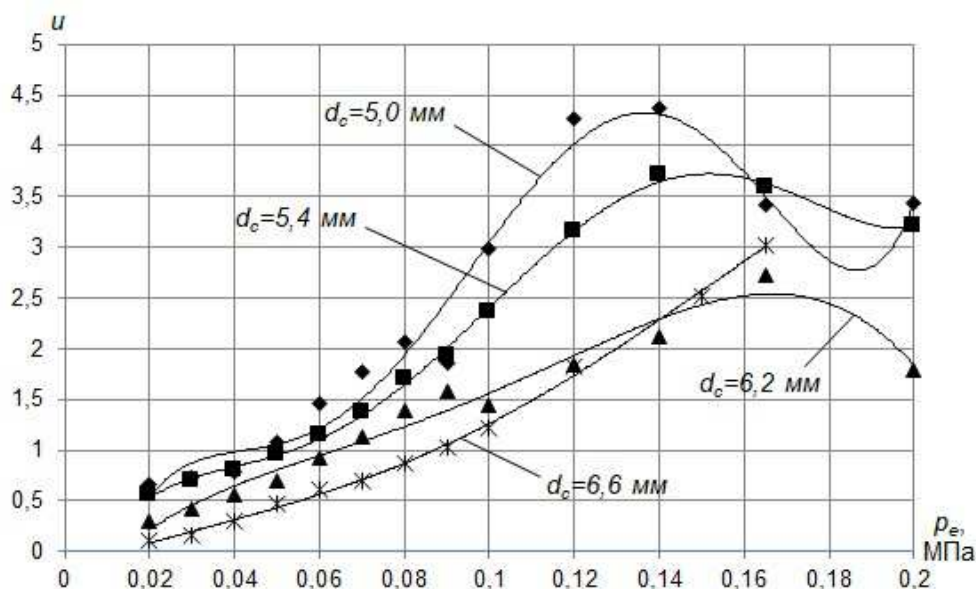


Рисунок 6 – Залежність коефіцієнта інжекції u від тиску інжектуюваного повітря p_e при діаметрі камери змішування $d_{кз}=12,5$ мм

Як виявилось, тиск p_p робочого потоку (води) перед СА також залежить від тиску p_e інжектуюваного повітря. Для СА з камерами змішування $d_{кз} = 10$ мм і $d_{кз} = 12,5$ мм і різними соплами збільшення тиску p_e повітря перед СА призводить до збільшення тиску p_p робочого потоку.

Результати експериментального дослідження, а саме відносний перепад тисків на струминному апараті $\Delta p_c / \Delta p_p$, порівнювалися

зі розрахунковими результатами, отриманими за формулою (1). Порівняльне дослідження виконувалося для водоповітряного ежектора з діаметром сопла $d_c = 6,6$ мм, діаметром камери змішування $d_{кз} = 12,5$ мм, діаметром отвору при вході в сопло $d_p = 12$ мм та діаметром отвору на виході дифузора $d_c = 25,4$ мм.

Оскільки експериментальне дослідження виконувалося при надлишковому тиску повітря перед ежектором, то у такому випадку коефіцієнт інжекції буде рівним

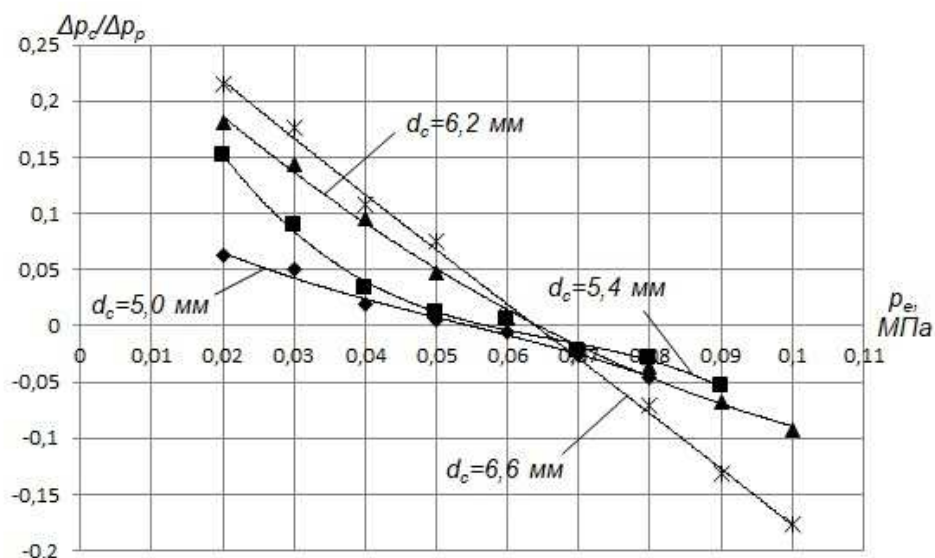


Рисунок 7 – Залежність відносного перепаду тиску від тиску інжектваного повітря при діаметрі камери змішування $d_{кз}=10$ мм

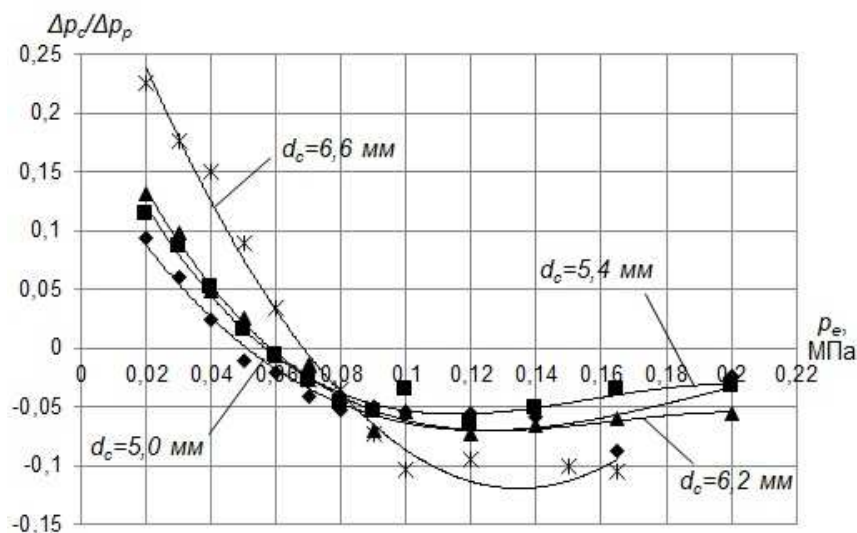


Рисунок 8 – Залежність відносного перепаду тиску від тиску інжектваного повітря при діаметрі камери змішування $d_{кз}=12,5$ мм

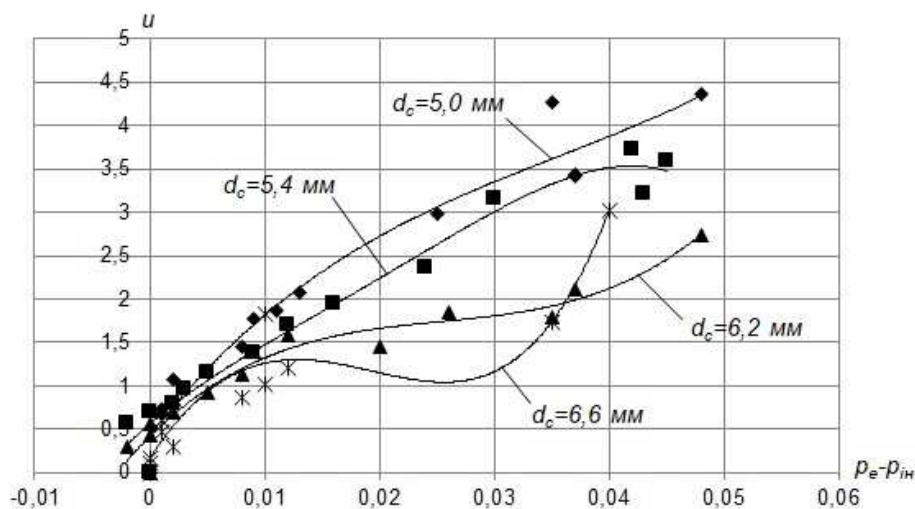


Рисунок 9 – Залежність коефіцієнта інжекції u від перепаду тиску $p_e - p_{in}$ при діаметрі камери змішування $d_{кз}=12,5$ мм

Таблиця 1 – Порівняння значень відносного перепаду тиску в струминному апараті, знайдених експериментально і обчисленням

№ з/п	Вихідні змінні величини		Відносний перепад тиску в ежекторі $\Delta p_c / \Delta p_p$		Абсолютна розбіжність результатів (похибка)
	Надлишковий тиск повітря перед ежектором p_e , МПа	Надлишковий тиск на виході ежектора p_c , МПа	Експериментальні результати	Результати обчислень за формулою (1)	
1	0	0,043	0,374	0,408	0,034
2	0,02	0,052	0,257	0,280	0,023
3	0,03	0,056	0,218	0,234	0,016
4	0,04	0,059	0,185	0,138	0,047
5	0,05	0,063	0,135	0,096	0,039
6	0,06	0,066	0,076	0,060	0,016
7	0,07	0,069	0,035	0,035	0
8	0,08	0,072	0,016	0,012	0,004
9	0,09	0,074	-0,013	-0,009	0,004
10	0,10	0,080	-0,044	-0,029	0,015
11	0,12	0,090	-0,095	-0,064	0,031
12	0,15	0,105	-0,10	-0,087	0,013
13	0,165	0,115	-0,105	-0,092	0,013

$$u = \frac{\varphi_c f_{in} \sqrt{2 \frac{k}{k-1} p_e \frac{1}{\rho_e} \left[1 - \left(\frac{p_{p1}}{p_e} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}}{w_{p1} f_{p1}}, \quad (2)$$

де φ_c – коефіцієнт опору отвору для інжектування газу;

ρ_e – густина інжектваного повітря перед ежектором.

Рівняння (2) підставлялося у (1). В результаті отримано рівняння з двома змінними величинами, а саме, тисками p_e і p_c . Після розв’язання рівняння (1) були визначені для кожної із заданих пар значень тисків p_e і p_c невідомі тиски p_{p1} і p_p , а, отже, і відносний перепад тиску в СА – $\Delta p_c / \Delta p_p$. Значення коефіцієнтів опору струминного апарату були прийняті: $\xi_c = 0,095$, $\xi_{кз} = 0,05$, $\xi_o = 0,19$ і діаметр отвору зворотного клапана, через який повітря надходить у приймальну камеру, – $d_{in} \approx 5$ мм.

Отримані результати обчислень та результати експериментального дослідження представлено у табл. 1.

Як видно із табл. 1, одержано задовільно близькі значення відносного перепаду тиску в СА, розраховані за теоретичними залежностями і вимірними експериментальним шляхом. Абсолютна похибка результатів не перевищує

0,047 при максимальному експериментальному значенні відносного перепаду тиску $\Delta p_c / \Delta p_p = 0,374$.

Висновки

Враховуючи результати виконаних дослідів і їх проведений вище аналіз, можна зробити низку висновків.

Високонапірні струминні апарати дозволяють отримати порівняно високий відносний тиск $\Delta p_c / \Delta p_p$, але при порівняно невеликому коефіцієнті інжекції u , а низьконапірні забезпечують невисокий відносний тиск, але при досить значному коефіцієнті інжекції.

Геометричні параметри струминного апарату, а саме, діаметр сопла d_c і відношення площ f_3 / f_{p1} отворів камери змішування та сопла мають велике значення при роботі водоповітряних СА. Чим менший діаметр сопла d_c , тим більший коефіцієнт інжекції u може бути досягнутий при роботі струминного апарату з різними камерами змішування.

Меншому діаметру сопла d_c відповідає вищий тиск p_p робочого потоку на вході в струминний апарат як при зростанні тиску інжектваного повітря, так і при зростанні тиску p_c .

Зростання тиску p_e інжектованого повітря викликає збільшення коефіцієнта інжекції u для струминного апарату з різними діаметрами сопел і камер змішування. Для струминного апарату з камерою змішування $d_{кз}=12,5$ мм і соплами $d_c=5; 5,4$ і $6,2$ мм встановлено, що при тиску інжектованого повітря в діапазоні $p_e=0,15\dots 0,18$ МПа існує максимум для коефіцієнта інжекції u .

Збільшення тиску p_e інжектованого потоку зменшує відносний перепад тиску $\Delta p_c/\Delta p_p$ і при певних значеннях цього тиску відносний перепад тиску $\Delta p_c/\Delta p_p$ стає від'ємним (при цьому тиск на вході струминного апарату менший за тиск у приймальній камері). Для струминного апарату з камерою змішування $d_{кз}=12,5$ мм встановлено існування мінімуму відносного перепаду тиску при значеннях тиску p_e в діапазоні $0,1\dots 0,15$ МПа.

Зростання різниці тисків інжектованого повітря і тиску в приймальній камері струминного апарату $p_e - p_{in}$ збільшує коефіцієнт інжекції.

При збільшенні тиску p_e інжектованого повітря збільшується тиск робочого потоку (води) на вході в струминний апарат.

Сформульовані висновки є справедливими і для свердловинного нафтогазового ежектора. Зрозуміло, що кількісні залежності між параметрами нафтогазового і водоповітряного струминних апаратів будуть різними. Тому не можна, наприклад, при однаковій конструкції нафтогазового і водоповітряного струминних апаратів і однакових тисках інжектованих і змішаних потоків для обох ежекторів при відомому тиску робочого потоку для водоповітряного струминного апарату на його вході дати відповідь на питання, який буде тиск робочого потоку на вході в нафтогазовий ежектор. Для отримання відповіді на це і подібні питання потрібні додаткові дослідження.

Література

1. Мищенко И.Т., Губерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти. М.: Нефть и газ, 1996. 150 с.
2. Молчанова В.А., Топольников А.С. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства. *Нефтепромышленное дело*. 2007. № 10. С. 34-40.
3. Telkov V.P. Improvement of oil recovery by jet and electrical centrifugal pumping technology of water/gas influence. *Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. California, U.S.A. 2007. pp. 4-9.
4. Атнабаев З.М. Скважинные эжекторы для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН. *Нефтяное хозяйство*. 2001. №4. С. 72-74.
5. Shen J., Wu X., Wang J. Application of composite jet-rod pumping system in a system in a deep heavy-oil field in Tarim China. *Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy. 2010. P. 8.
6. Dubei O. Analytical study of the efficient operation modes of oil-gas jet pumps used in oil wells. *AGH DRILLING, OIL, GAS. QUARTERLY*. 2019. №1, Vol. 36. P. 19-29.
7. Fedorov A.E., Verbitsky V.S., Goridko K.A. Experimental studies and analysis of gas-jet device's operation characteristics for oil and gas production in abnormal operating conditions. *Works of SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, 2016. P. 1-28.
8. Mei W. Surface jet pump trial test in Safania Field: evaluation and case study. *Works of SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, Saudi Arabia. 2017. P. 1-11.
9. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Prospects of development of jet pump's well operation technology in Russia. *Works of SPE Russian Technology Conference*. Moscow, 2015. P. 1-14.
10. Kurkjian A.L. Optimizing jet-pump production in the presence of gas. *SPE Production & Operations*. 2018. No 34 P. 1-12.
11. Kumar S., Kalwar S.A., Farouque K., Qureshi S., Anjum Z.A. Production enhancement by installation of jet pump in SSD in Pakistan Ghauri Oil Field. *Works of SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*. Manama, Kingdom of Bahrain, 2016. P. 1-11.
12. Kalwar S.A., Awan A.Q. Optimum selection and application of hydraulic jet pump for well-1A: a case study. *Works of SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, UAE. 2017. P. 1-10.
13. Паневник О.В., Дубей О.Я. Моделирование работы эжектора при його одночасній компоновці зі свердловинним штанговим насосом у нафтовій свердловині. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 3(52). С. 51-59.

References

1. Mishchenko I.T., Guberskij H.H., Marenko V.P. Struynye nasosy dlya dobychi nefti. Moscow: Neft i gaz, 1996. 150 p. [in Russian]
2. Molchanova V.A., Topolnikov A.S. Issledovanie effektivnosti ustroystva dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield Engineering]. 2007. No. 10. P. 34-40. [in Russian]
3. Telkov V.P. Improvement of oil recovery by jet and electrical centrifugal pumping technology of water/gas influence, Conference: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, At Anaheim, California, U.S.A. 2007. P. 4-9. DOI: 10.2523/114332-STU
4. Atnabaev Z.M. Skvazhinnye ezhektory dlya predotvrashcheniya povysheniya zatrubnogo davleniya i sryva podachi UECN. *Neftyanoe hozyajstvo*. 2001. No. 4. P. 72-74. [in Russian]
5. Shen J., X. Wu, Wang J. Application of composite jet-rod pumping system in a system in a deep heavy-oil field in Tarim China. *Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy. 2010. P. 8. DOI: 10.2118/134068-MS
6. Dubei O. Analytical study of the efficient operation modes of oil-gas jet pumps used in oil wells. *AGH Drilling, Oil, Gas*. 2019. No. 1. Vol. 36. P. 19-29. DOI 10.7494/drill.2019.36.1.19
7. Fedorov A.E., Verbitsky V.S., Goridko K.A. Experimental studies and analysis of gas-jet device's operation characteristics for oil and gas production in abnormal operating conditions. *Works of SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, 2016. P. 1-28.
8. Mei W. Surface jet pump trial test in Safania Field: evaluation and case study. *Works of SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, Saudi Arabia. 2017. P. 1-11. DOI: 10.2118/187985-MS
9. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Prospects of development of jet pump's well operation technology in Russia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 26-28 October, Moscow, Russia. 2015. P. 1-14. <https://doi.org/10.2118/176676-MS>
10. Kurkjian A.L. Optimazing jet-pump production in the presence of gas. *SPE Production & Operations*. 2018. no. 34. P. 1-12. <https://doi.org/10.2118/191382-PA>
11. Kumar S., Kalwar S.A., Farouque K., Qureshi S., Anjum Z.A. Production enhancement by installation of jet pump in SSD in Pakistan Ghauri Oil Field. *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*, 30 November-1 December.2016/ Manama, Kingdom of Bahrain. P. 1-11. <https://doi.org/10.2118/184205-MS>
12. Kalwar S.A., Awan A.Q. Optimum selection and application of hydraulic jet pump for well-1A: a case study. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, 13-16. November 2017. Abu Dhabi, UAE . P. 1-10.
13. Panevnyk O.V., Dubei O.Ya. Modeliuvannia roboty ezhektora pry yoho odnochasnii komponovtsi zi sverdlovnyym shtanhovym nasosom u naftovii sverdlovyni [Simulation of Jet Pump Operation when it is Simultaneously Connected with Sucker Rod Pump in Oil Well]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. [Prospecting and Development of Oil and Gas Fields]. 2014. no. 3(52). P. 41-48. [in Ukrainian]

ДОСЛІДЖЕННЯ СКЛАДУ ТРУБОПРОВІДНИХ ГАЗОРІДИННИХ ПОТОКІВ ТА ВПЛИВУ НАЯВНИХ У НИХ ШКІДЛИВИХ ДОМІШОК НА РЕЖИМИ ПЕРЕКАЧУВАННЯ, ЕНЕРГОВИТРАТИ НА ТРАНСПОРТУВАННЯ

¹Я. В. Дорошенко, ¹О. М. Карпаш, ²Б. Н. Гожасєв

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (03422) 42157, e-mail: ya.doroshenko@nung.edu.ua, karpash@nung.edu.ua

²Азербайджанська державна нафтова академія; AZ1010, Азербайджан, м. Баку, просп. Азадлік, 16/21, тел. (+994) 558850460 e-mail: bgojayev@gmail.com

На основі аналізу складу газорідних потоків трубопроводів різного призначення (магістральних, промислових і міжпромислових газопроводів, нафтопроводів, теплопроводів, водопроводів) встановлено, що у внутрішній порожнині практично усіх ненових металевих трубопроводів, не залежно від їх призначення, містяться різноманітні шкідливі домішки. У більшості випадків у трубопроводах має місце складна багатоконпонентна суміш шкідливих домішок різного походження: газовий конденсат, вода, мастило, продукти внутрішньотрубною корозії, будівельне сміття, винесені з свердловини частинки порід, окалина, яка відшарувалась від труб, парафіни, різні мінеральні солі, відклади шламу, пісок, ґрунт, біоплівка тощо. Описано види і властивості характерних шкідливих домішок, виявлених у внутрішній порожнині металевих трубопроводів різного призначення, визначено причини їх наявності у трубопровідних газорідних потоках. Залежно від призначення трубопроводу шкідливі домішки можуть накопичуватись у його внутрішній порожнині, відкладатись на внутрішніх стінках або рухатись у потоці транспортованого продукту. Розглянуто параметри, які чинять істотний вплив на процеси накопичення у внутрішній порожнині трубопроводів різного призначення та відкладення на внутрішніх стінках трубопроводів різноманітних шкідливих домішок і наведено можливі місця їх накопичень або відкладань. Виконано аналіз негативних наслідків, які відбуваються у разі накопичень або відкладань шкідливих домішок у внутрішній порожнині трубопроводів, їх руху трубопроводом і ударяння до стінок фасонних елементів (відводів, трійників, перехідників тощо). Наведено основні критерії, за якими оцінюється гідравлічний стан забруднених шкідливими домішками трубопроводів, від значення яких залежать енерговитрати на транспортування.

Ключові слова: відкладення, гідравлічний опір, енерговитрати, накопичення, трубопровід, шкідливі домішки.

На основе анализа состава газожидкостных потоков трубопроводов различного назначения (магистральных, промышленных и межпромышленных газопроводов, нефтепроводов, теплопроводов, водопроводов) установлено, что во внутренней полости практически всех эксплуатируемых металлических трубопроводов, не зависимо от их назначения, содержатся разнообразные вредные примеси. В большинстве случаев в трубопроводах имеет место сложная многокомпонентная смесь вредных примесей различного происхождения: газовый конденсат, вода, масло, продукты внутритрубно́й коррозии, строительный мусор, вынесенные из скважины частицы пород, отслоившаяся от труб окалина, парафины, различные минеральные соли, отложения шлама, песок, грунт, биопленка и т. д. Описаны виды и свойства характерных вредных примесей, обнаруженных во внутренней полости металлических трубопроводов различного назначения, определены причины их наличия в трубопроводных газожидкостных потоках. В зависимости от назначения трубопровода вредные примеси могут накапливаться в его внутренней полости, откладываться на внутренних стенках или двигаться в потоке транспортируемого продукта. Рассмотрены параметры, оказывающие существенное влияние на процессы накопления во внутренней полости трубопроводов различного назначения и отложения на внутренних стенках трубопроводов различных вредных примесей и приведены возможные места их накопления или отложения. Выполнен анализ негативных последствий, происходящих в случае накопления или отложения вредных примесей во внутренней полости трубопроводов, их движения по трубопроводу и соударение со стенкой фасонных элементов (отводов, тройников, переходников и т.д.). Приведены основные критерии, по которым оценивается гидравлическое состояние загрязненных вредными примесями трубопроводов и от значения которых зависят энергозатраты на транспортировку.

Ключевые слова: вредные примеси, гидравлическое сопротивление, энергозатраты, накопления, отложения, трубопровод.

Based on the analysis of the composition of gas-liquid flows of various pipelines (trunk, field and gathering gas pipelines, oil pipelines, heat pipelines, water pipelines), it is established that diverse harmful impurities are contained in the interior of almost all operated metal pipelines, regardless of the purpose of pipelines use. In most cases, pipelines contain a complex multicomponent mixture of harmful impurities of various origins: gas condensate, water, machine oil, products of in-line corrosion, rock particles removed from the well, incrustation exfoliated from the pipes, paraffins, various mineral salts, sludge deposits, sand, soil, biofilm, etc. The types and properties of distinctive harmful impurities positioned in the interior of various metal pipelines are described; the reasons for their presence in pipeline gas-liquid flows are determined. Depending on the purpose of the pipeline, harmful impurities can be accumulated in its interior, be sedimented on the internal walls or move in the flow of the transported product. The parameters influencing significantly the accumulation in the interior of various pipelines and the sedimentation of various harmful impurities on the inner walls of pipelines are considered. Possible locations of their accumulation or sedimentation are presented. The analysis of the negative consequences that occur in the case of accumulation or sedimentation of harmful impurities in the interior of the pipelines, their movement along the pipeline and collision with the wall of shaped elements (bends, T-bends, adapters, etc.) is made. The author presents the main criteria according to which the hydraulic condition of pipelines polluted with harmful impurities is evaluated, and on which energy requirements of transportation depend.

Keywords: accumulation, energy consumption, harmful impurities, hydraulic resistance, pipeline, sediment.

Вступ

Шкідливі домішки у газорідних потоках трубопроводів різного призначення у багатьох випадках є однією з найбільших проблем трубопроводного транспорту. Залежно від призначення трубопроводу, швидкості транспортного середовища, його температури тощо шкідливі домішки можуть накопичуватись у понижених місцях траси, відкладатись на стінках трубопроводу або рухатись у потоці. Накопичення та відкладання шкідливих домішок у внутрішній порожнині трубопроводів призводить до збільшення гідравлічного опору трубопроводу і зменшення обсягів вилучення вуглеводнів з пластів родовищ, зростання енерговитрат на транспортування, збільшення швидкості внутрішньотрубної корозії і, як наслідок, збільшення вмісту металів у внутрішній порожнині трубопроводів, які є твердими шкідливими домішками. Відкладені на внутрішній поверхні стінок трубопроводів шкідливі домішки призводять до збільшення шорсткості труб, зниження пропускної здатності трубопроводу, збільшення енерговитрат на транспортування. Якщо ж шкідливі домішки рухаються у трубопроводному потоці, то в місцях криволінійних ділянок та трійників вони ударяються до стінок, що призводить до ерозійного зношування останніх. Корозійне і ерозійне зношування трубопроводів призводить до збільшення напружень в його стінці та зменшення залишкового ресурсу ділянок трубопроводу. Шкідливі домішки в теплових мережах відкладаються на внутрішній поверхні радіаторів, трубопроводів, теплообмінників і створюють великий термічний опір тепловому потоку, що призводить до зниження енергоефективності теплосистеми.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Шкідливі домішки у внутрішній порожнині магістральних газопроводів поділяються на дві групи:

- рідкі малов'язкі накопичення – газовий конденсат та вода;
- високов'язкі застигаючі смолисті накопичення [1].

Накопичення першої групи спостерігаються у порожнині магістральних газопроводів на значній віддалі від компресорних станцій (понад 25 км). Високов'язкі застигаючі смолисті накопичення потрапляють у трубопровід з мастилом, яке виноситься газом із нагнітачів.

У внутрішній порожнині промислових і міжпромислових газопроводів шкідливих домішок є набагато більше, ніж у магістральних. Досліджено, що основними забрудненнями таких трубопроводів є пластова вода і вуглеводневий конденсат, мастила та мастильні композиції, парафін, етиленгліколі, різні смоли, накопичена рідина в порожнині газопроводу від початку його експлуатації, винесені з свердловин тверді механічні домішки, продукти внутрішньотрубної корозії [2].

У внутрішній порожнині нафтопроводів шкідливими домішками є суміш сполук сульфідів заліза, оксиду заліза, піску, солі, шлаків зварних швів, глини та інших сполук [3]. Також у нафтопроводах на внутрішній стінці відкладаються парафіни [4].

Основними шкідливими домішками тепломереж є продукти внутрішньотрубної корозії, відклади шламу, мінеральні домішки – пісок, ґрунт тощо. Внутрішню корозію трубопроводів тепломереж зумовлює кисень, який потрапляє з підживлювальною водою. Максимальної швидкості корозія досягає за температури



а)



б)

а) – на лотку камери приймання; б) – на магнітах і в манжетах очисного поршня

Рисунок 1 – Видалене з магістрального газопроводу будівельне сміття

70...85°C, при якій більшість часу працюють трубопроводи теплових мереж [5].

У труби водопровідних мереж шкідливі домішки потрапляють із водою. Окрім того, відбуваються внутрішньотрубна корозія, яка стає причиною наявності в внутрішній порожнині водопроводів її продуктів. Інтенсивність внутрішньотрубною корозії залежить від властивостей транспортованої води. Шкідливі домішки у водопровідних мережах сприяють формуванню у внутрішній порожнині трубопроводів осаду, а на стінках – біоплівки [6].

Формулювання цілей статті

Цілями статті є встановлення виду шкідливих домішок в трубопровідних газорідних потоках, визначення причин їх наявності в трубопроводах різного призначення, аліз їх впливу на режими перекачування, енерговитрати на транспортування, енергоефективність.

Виклад основного матеріалу

Транспортований магістральними газопроводами природний газ містить рідкі та тверді шкідливі домішки. Переважна більшість магістральних газопроводів споруджена більше ніж 40 років тому. В останнє десятиліття очищення внутрішньої порожнини багатьох магістральних газопроводів очисними поршнями не виконувалось. За тривалий час експлуатації у внутрішній порожнині магістральних газопроводів накопичуються конденсат, вода, продукти внутрішньотрубною корозії, мастило, окалина, яка відшарувалась від труб, винесені з свердловини частинки порід, пісок.

Конденсат і вода у внутрішній порожнині газопроводів випадають, коли досягається точка роси перекачуваного газу за водою і вугле-

воднями, що, в основному, відбувається на віддалі більше 25 км від компресорних станцій у місцях пониження траси трубопроводу. Кисле середовище, яке створюється рідкими накопиченнями у внутрішній порожнині магістрального газопроводу, призводить до збільшення швидкості корозії внутрішньої стінки труби і, як наслідок, збільшення вмісту металів у внутрішній порожнині газопроводів, які є твердими шкідливими домішками. Внутрішньотрубна корозія призводить до збільшення напружень у стінці труби, зменшення залишкового ресурсу дефектних ділянок газопроводів.

Мастило у внутрішню порожнину магістральних газопроводів виноситься газом з підшипників нагнітачів компресорних станцій. Воно знаходиться у малорухомому вигляді і займає частину труби серпоподібного перерізу з максимальною товщиною біля нижньої твірної. Зі збільшенням часу експлуатації магістрального газопроводу товщина відкладів мастила збільшується, а з віддаленням від компресорної станції – зменшується.

Після спорудження магістральних газопроводів перед прийманням в експлуатацію очищують їх внутрішню порожнину від будівельного сміття та гідравлічно або пневматично випробовують. Неякісне очищення газопроводів від будівельного сміття та неякісне видалення води після гідравлічного випробування призводять до наявності твердих забруднень та води у внутрішній порожнині газопроводів. Як приклад – у внутрішній порожнині газопроводів навіть після 30 років їх експлуатації виявлена наявність огарків електродів у видалених з порожнини газопроводів забрудненнях (рис. 1, а) та на магнітах і в манжетах очисних поршнів (рис. 1, б).



а)



б)

а) – у вигляді мокрого дьогтю; б) – у вигляді дуже дрібного порошку

Рисунок 2 – Видалений з магістрального газопроводу чорний порошок

У Західній Європі та США забруднення, які містяться у внутрішній порожнині магістральних газопроводів, називають чорним порошком (Black Powder (BP)), що є однією з найбільших проблем багатьох операторів. Він містить пісок, продукти внутрішньотрубної корозії, такі як карбонат заліза, оксиди заліза та сульфід заліза, металеве залізо, шлаки зварних швів та огарки електродів, сіль, асфальтени та накип. Термін "чорний порошок" часто вживається для опису цієї комбінації твердих речовин у внутрішній порожнині газопроводів і є загальною назвою для цих твердих речовин, які не мають багато спільного, крім того, що суміш чорна [3].

Різні оператори газопроводів наводять дані про склад вилученого з внутрішньої порожнини трубопроводів чорного порошку. Наприклад, деякі зазначають, що чорний порошок є переважно сульфідами заліза [7, 8], інші повідомляють про повну відсутність сульфідів заліза, але вказують на наявність оксиду заліза, такого як Fe_3O_4 та FeOOH [9, 10]. Ще інші говорять про комбінацію всіх цих продуктів (сульфід заліза, карбонати заліза та оксиди заліза). Однак у всіх цих продуктів є одна загальна причина – внутрішньотрубна корозія, а точніше, реакція заліза (Fe) із конденсованою на стінках вологою, киснем (O_2), сірководнем (H_2S) і вуглекислим газом (CO_2). В історії були випадки отримання досить великої кількості чорного порошку з газопроводів. Наприклад, 3628 кг порошку чорного кольору видалено з газопроводу діаметром 400 мм і довжиною 80 км в Х'юстоні і 500 кг – з газопроводу діаметром

900 мм і довжиною 12 км грецького оператора газопроводів [9].

Чорний порошок може бути двох видів:

- такий, як мокрий дьоготь (рис. 2, а);
- сухий у вигляді дуже дрібного порошку (рис. 2, б). Він складається з сульфиду заліза (FeS), оксиду заліза (Fe_3O_4 , FeOOH) і карбонат заліза (FeCO_3), механічно або хімічно змішаний в поєднанні з будь-якою кількістю забруднюючих речовин, такі як солі, пісок, рідкі вуглеводні, будівельне сміття [7].

Згідно з дослідженням [10], діапазон розмірів частинок чорного порошку в одному трубопроводі може бути доволі широким. Наприклад, досліджувались два зразки з двох газопроводів: зразок А з частинками розміром від 44 мкм до 210 мкм та зразком В – з основною частиною частинок розміром менше 37 мкм.

Наявність у внутрішній порожнині магістральних газопроводів конденсату і води є основною причиною збільшення гідравлічного опору газопроводу. Оцінювати міру збільшення гідравлічного опору газопроводів, міру зниження їх пропускної здатності в результаті цього загальноприйнято коефіцієнтом гідравлічної ефективності. Однією з умов транспортування газу газопроводами є підтримання сталої масової витрати. Однак у результаті поступового забруднення внутрішньої порожнини газопроводів (зменшення гідравлічної ефективності, критерієм якої є коефіцієнт гідравлічної ефективності) гідравлічний опір трубопроводу збільшується і, як наслідок, знижується необхідна продуктивність газопроводу. Для подолання приросту гідравлічного опору і підтримування

сталої масової витрати треба підвищувати тиск компримування, тобто збільшувати тиск на виході компресорної станції, що пов'язано зі збільшенням енерговитрат на транспортування газу, тобто зростанням витрати паливного газу або електроенергії. Враховуючи величезну енергоемність газотранспортної системи України, навіть незначна у процентному співвідношенні частка неврахованих енерговитрат призводить до значної перевитрати енергоресурсів.

Щоб шкідливі домішки рухались газопроводом, потрібна відповідна швидкість потоку. За дослідженнями J. Smart [12] мінімальна швидкість потоку, при якій тверді частинки будуть переміщуватись трубопроводом, залежить від властивостей речовини потоку, діаметра трубопроводу, тиску, густини та розміру частинок. Наприклад, при тиску 7 МПа мінімальна швидкість потоку для переміщення твердих частинок складає близько 3 м/с для трубопроводів діаметром 200 мм, 4 м/с – для трубопроводів діаметром 600 мм та 4,2 м/с – для трубопроводів діаметром 1200 мм. Як тільки тверді частинки починають рухатись, рух буде тривати до тих пір, поки витрата потоку не зменшиться або не буде збільшено тиск.

Smart J. і Winters R. визначили швидкість газового потоку в магістральному газопроводі, коли чорний порошок захоплюється і переноситься. Вони дійшли висновку, що така швидкість коливається в межах від 3,2 м/с до 4,1 м/с. [13] Якщо у внутрішній порожнині газопроводів є мастило, то швидкість потоку повинна бути більшою.

Лінійна частина магістральних газопроводів складається з прямих ділянок трубопроводу, кривих гарячого гнуття (відводів), трійників, перекривної арматури. У трійниках, кривих гарячого гнуття відбувається складний турбулентний рух газового потоку зі зміною його напрямку, що призводить до ударяння шкідливих домішок, які рухаються в потоці природного газу, до стінки, в результаті чого відбувається її ерозійне зношування. Ерозійне зношування є одним з чинників, який призводить до збільшення напружень у стінці і зменшення залишкового ресурсу газопроводів. Якщо стан лінійної частини магістральних газопроводів не контролювати належним чином, то ерозійне зношування може призвести до розривів газопроводу і втрати продукту.

Що стосується промислових і міжпромислових газопроводів, то їх гідравлічний стан набагато гірший магістральних. Це зумовлено виснаженням більшості родовищ (зменшується тиск, витрата), неякісною роботою установок

сепарації комплексної підготовки газу газодобувних підприємств України, аварійними їх відмовами, зношенням внутрішніх відбійників сепараторів. Установлення нових установок сепарації або їх реконструкція в умовах зменшення обсягів видобування газу стають неефективними.

На сьогодні запаси газу і пластовий тиск газу в більшості родовищ України поступово зменшуються. Величина пластового тиску визначає тиск у промислових газопроводах системи видобутку і збору газу і міжпромислових газопроводах. Транспортування газу багатьма промисловими, міжпромисловими газопроводами відбувається з продуктивністю, яка у декілька разів менша проектної. Це призводить до зменшення швидкості газового потоку, що за певних термодинамічних умов сприяє значному збільшенню обсягів рідинних шкідливих домішок у газопроводах та зменшує ефективність роботи сепараційних установок. Крім того, вологовміст газу під час його транспортування газопроводами системи видобування і збору газу може зрости внаслідок проходження ним місць накопичення рідини в газопроводах. [2]

Більші краплі конденсату з сепараційних установок можуть виноситись у газопровід внаслідок або неправильно підібраних умов сепарації, або за умови роботи сепараційних установок на підвищеній витраті, зумовленій падінням тиску у газозбірній системі або перевантаженням обладнання. На кількість винесеної крапельної рідини з сепараційних установок чинить вплив їх експлуатація на пониженому тиску, внаслідок чого, конденсат, який залишився в газі і був винесений у газопровід, поступово випадає, накопичуючись у понижених місцях траси газопроводу. На кількість винесеного конденсату також можуть вплинути і атмосферні умови експлуатації сепаратора, наприклад, нагрівання сепаратора сонячним промінням.

Також у промислових і міжпромислових газопроводах можуть накопичуватись в'язкі та тверді шкідливі домішки. В'язкими є мастило, парафін, етиленгліколь, диетиленгліколь, різні смоли. Причиною наявності в газопроводах мастила є його винесення з пиловловлювачів.

У деяких природних газах містяться парафіни, які, не зважаючи на сепарацію, повністю не видаляються з газового потоку. Основну частину парафіну складають вуглеводні метанового ряду, які кристалізуються у вигляді великих пластинок та стрічок. Характер розподілу парафінових відкладів у перерізі і вздовж трубопроводу може бути різним, але загальною

закономірністю є зниження інтенсивності парафінізації трубопроводів за напрямком потоку.

Етиленгліколь, диетиленгліколь вводять у внутрішню порожнину газопроводів з метою запобігання гідратуутворенню або застосовують в установках осушування газу в якості рідинних поглиначів.

Метанол, як інгібітор гідратуутворення, не завжди виноситься з газопроводу газовим потоком, а накопичується в понижених місцях траси і утворює водно-метанольний нижній шар. Його поверхня вкривається шаром газоконденсату і мінерального мастила, що зменшує ефективність метанолу як інгібітора гідратуутворення [14].

Причинами наявності твердих шкідливих домішок у внутрішній порожнині промислових і міжпромислових газопроводів є винесення мінеральних утворень з свердловин (шлам порід-колекторів, залишки бурового глинистого розчину), неякісне очищення газопроводу перед його введенням в експлуатацію (бруд, пісок, доволі великі предмети, залишки будівельного шламу, огарки електродів тощо). Тверді шкідливі домішки, рухаючись у газовому потоці, призводять до ерозійного зношування відводів, трійників газопроводів, контрольно-вимірювальних приладів і апаратури на промислових газорозподільних станціях і компресорних станціях. Процесу ерозії промислових і міжпромислових газопроводів сприяє інтенсивна корозія внаслідок наявності агресивних речовин і підвищена швидкість газу. Таким чином, ще однією причиною наявності твердих шкідливих домішок у газопроводах є внутрішньотрубна корозія і ерозія стінки трубопроводу. Посилює внутрішньотрубну корозію і утворення сульфідів заліза, оксидів заліза і карбонату заліза наявність сірководню (H_2S) у газі, який транспортується промисловими газопроводами.

Вид та якісний склад шкідливих домішок для кожного із родовищ є специфічним і притаманним тільки для досліджуваної газоносною площі:

- для Львівщини притаманна наявність пластової та конденсаційної води із значним вмістом дрібнодисперсних механічних домішок як побічного продукту корозії;

- для Полтавських родовищ – локалізація конденсату різної густини;

- для групи свердловин Шебелинського ГКР в районі УКПГ-19 – глинисто-рідинна суспензія [15].

Найнебезпечнішими наслідками накопичення шкідливих домішок у промислових і міжпромислових газопроводах є:

- довготривалі за часом процеси формування рідинних відкладів із подальшим їх перерозподілом у вигляді налипань до технологічного обладнання;

- короткотривалі процеси формування рідинних відкладів із стрімким винесенням рідинної пробки і можливістю руйнування технологічного обладнання (гідравлічні удари);

- гідратуутворення [14].

Формування в понижених місцях траси промислових та міжпромислових газопроводів скупчень рідинних шкідливих домішок певного об'єму чинить додатковий гідравлічний опір, що призводить до збільшення втрат тиску. Наслідком таких надмірних втрат тиску для родовищ, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації, є:

- зменшення резерву робочого тиску свердловин, відповідно зменшення обсягів видобутку газу, якщо свердловина працює при розтисненому регулюючому штуцері;

- зменшення величини вхідного тиску на дотискувальну компресорну станцію, що призводить до надлишкових втрат паливного газу і збільшення температури газу після компримування (відповідно збільшення витрат на охолодження продукту);

- збільшення вихідного тиску з дотискувальної компресорної станції (у разі накопичення відкладів у магістральному газопроводі за дотискувальною компресорною станцією);

- необхідність залучення до роботи більшого парку машин, витрати паливного газу, витрат на охолодження газу, витрат на паливно-змащувальні матеріали тощо;

- порушення стабільної роботи сепараційного обладнання тощо [15].

Отже, накопичення у внутрішній порожнині промислових та міжпромислових газопроводів рідких шкідливих домішок призводить до суттєвих збільшень енерговитрат на транспортування газу (компримування на компресорних, дотискувальних компресорних станціях) та зменшення обсягів вилучення вуглеводнів із пластів родовищ.

Гідравлічний опір промислових та міжпромислових газопроводів, а, отже, енерговитрати на їх експлуатацію, постійно змінюються в часі, що зумовлено зміною режимів експлуатування газопроводів, зміною дебіту свердловин і, як наслідок, зміною швидкості потоку в трубопроводі, що, в свою чергу, призводить до зміни об'єму рідини в газопроводі. Також зі зміною температури довкілля, особливо в осінньо-зимовий період року, найчастіше спостерігається збільшення гідравлічного опору газо-

проводів і збільшення енерговитрат, яке пов'язане не тільки зі збільшенням кількості рідини у внутрішній порожнині газопроводів, але й з гідратуутворенням. Навіть підігрітий після компримування до високої температури газ швидко охолоджується до температури ґрунту, і на певній віддалі від компресорної станції його температура стає нижчою, ніж температура точки роси за робочого тиску. Саме в цій точці випадає перша крапля рідини і починається формування дзеркала рідини. Процес формування дзеркала рідини може тривати декілька років і відчутно не впливатиме на режим роботи газопроводу, особливо якщо ця ділянка великого діаметру і є незавантаженою. Це формування відбувається до певного моменту, зменшуючи вільний переріз трубопроводу і не перебиваючи його. З часом пробка буде чинити все більший гідравлічний опір, швидкість газу над дзеркалом рідини буде зростати, характер течії буде змінюватися від розшарованого до хвильового, коли газовий потік підхоплюватиме частину рідини у вигляді хвиль і перенесиме її в наступне за ходом газу місце пониження траси (балку, яр, урочище, або будь-яке інше понижене місце в рельєфі, через яке прокладено трасу трубопроводу). Коли об'єм рідини досягне свого критичного значення і відбудеться пробковий стрибок. Під час пробкового стрибка падає кінцевий тиск або підвищується початковий, і велика маса рідини переміщується в напрямку руху потоку газопроводом, виштовхуючи певний об'єм рідини з місця пониження траси до наступного місця пониження і так аж до установки комплексної підготовки газу, газорозподільної станції, де рідинний потік потрапляє у технологічні трубопроводи малого діаметра, переповнює збірник забруднень сепаратора, призводячи до аварійної відмови обладнання та припинення подачі газу. Цей довготривалий процес формування і подальшого перерозподілу рідини призводить до "залпового" викиду рідини до технологічного обладнання об'єктів газотранспортної мережі [2].

У транспортованій нафтопроводами нафті шкідливими домішками є вода, різні мінеральні солі, парафіни, тверді частинки, які ускладнюють її транспортування.

Наявність води в нафті призводить до поздорожчання транспортування у зв'язку із збільшенням її об'ємів і підвищення в'язкості суміші нафти і води порівняно з чистою нафтою. Присутність мінеральних солей у вигляді кристалів у нафті і розчинених у воді призводить до посилення внутрішньотрубно́ї корозії.

Твердими частинками у нафтопроводах є винесені з свердловин на поверхню разом з нафтою речовини продукти внутрішньотрубно́ї корозії.

У місцях пониження траси нафтопроводу відкладаються вода і механічні домішки, а в підвищених місцях траси скупчуються газ і пара.

Якщо нафта, нафтопродукт охолоджені до температури нижче температури випадання парафінів то на внутрішній поверхні магістральних і промислових нафтопроводів утворюються нерівномірні відкладання щільного шару із парафінів, церезинів, асфальтено-смолистих речовин та твердих частинок. Різні солі та парафіни створюють твердий осад у нафтопроводах, який важко руйнується і зменшує поперечний переріз трубопроводу та знижує його пропускну здатність і призводить до збільшення енерговитрат на перекачування нафти.

Під час транспортування парафінистих нафт на процес випадання і відкладення парафінів, солей на внутрішніх стінках труб нафтопроводів впливають:

- стан поверхні труби. Шорсткі стінки труб сприяють відкладенню парафіну, так як шорсткість при турбулентному режимі руху інтенсифікує перемішування потоку, а, отже, і виділення парафіну з нафти безпосередньо біля стінки труби;

- здатність нафти розчиняти парафіни. Чим важча нафта, тим гірше вона розчиняє парафін і, отже, парафіни інтенсивно відкладаються на стінках труб;

- концентрація парафінових сполук у нафті;

- темп зниження тиску в потоці нафти.

Чим більший перепад тиску, тим інтенсивніше відбувається випадання з нафти парафіну, що призводить до зниження температури;

- швидкість потоку нафти. Чим нижча швидкість потоку, тим інтенсивніше відбувається відкладення парафіну.

На стінках нафтопроводів парафін відкладається нерівномірно. На початку нафтопроводу нафта ще тепла, тож кристали парафіну відкладаються в незначній кількості. Далі вздовж траси нафтопроводу температура нафти знижується, і парафін починає виділятися з нафти. Відповідно і відбуваються його відкладання на стінках в цьому місці. Далі температура потоку нафти не змінюється на великій віддалі, так як вона зрівнюється з температурою ґрунту, і кристалізація парафіну на стінках труби зменшується.

Відкладення парафіну по діаметру труби також відбувається нерівномірно. У нижній частині парафіну відкладається менше, ніж у

верхній і на бокових частинах. Це пояснюється тим, що верхня поверхня труби має нижчу температуру, а механічні домішки видаляють з нижньої стінки трубопроводу парафін.

Особливо інтенсивно відкладення парафіну відбувається у разі зупинки нафтопроводу. Зменшенню відкладів парафіну на стінці сприяють механічні домішки, які дещо видаляють наявні на стінках труб відкладення.

Чорний порошок у нафтопроводах (рис. 3) – це суміш сполук сульфїду заліза, оксиду заліза, піску, солі, шлаків зварних швів, глини тощо [3].



Рисунок 3 – Видалений з магістрального нафтопроводу чорний порошок

Накопичені на внутрішній поверхні стінок магістральних нафтопроводів відклади призводять до зниження пропускної здатності нафтопроводів і збільшення енерговитрат на перекачування нафти. Для дослідження залежності пропускної здатності нафтопроводів та питомих витрат електроенергії на транспортування нафти від товщини відкладів порівнюють ефективний внутрішній діаметр нафтопроводу з внутрішнім діаметром (номінальним, який був одразу після спорудження нафтопроводу коли труби були чисті), що зроблено в [16].

Основними шкідливими домішками в внутрішній порожнині трубопроводів теплових мереж є:

- продукти внутрішньотрубно́ї корозії;
- відклади шламу;
- мінеральні домішки – пісок, ґрунт тощо.

Внутрішню корозію трубопроводів теплових мереж зумовлює кисень, наявний у воді теплових мереж. У теплові мережі кисень зазвичай потрапляє з підживлювальною водою. Максимальної швидкості корозія досягає за температури 70...85°C, при якій більшість часу працюють трубопроводи теплових мереж.

Вода теплових мережах містить велику кількість хімічних компонентів. Після впливу на неї високої температури виділяються магній, кальцій, залізо і ряд інших елементів. Ці частинки відкладаються на внутрішній поверхні радіаторів, теплообмінників і трубопроводів. У разі неякісної підготовки підживлювальної води відбувається відкладення солей і окислів металів. Також за час експлуатації в трубах тепломереж накопичується значна кількість шламу та осаду.

Продукти корозії та відклади в внутрішній порожнині трубопроводів, радіаторів, секцій котлів теплових мереж призводять до погіршення теплообміну, перевитрати палива теплогенеруючим обладнанням, зниження їх потужності, підвищення гідравлічного опору трубопроводів і збільшення витрат електроенергії на транспортування теплоносія. У будинках, які мають стару систему опалення і товщина відкладів є великою жити не тільки некомфортно, але й дорого.

Відклади товщиною лише 1 мм зменшують тепловіддачу та номінальний ККД радіаторів на 6 %, а триміліметровий шар відкладів – до 25 %. Навіть невеликі відхилення від заданої якості підживлювальної води за вмістом кисню призводять до значного забруднення води мереж теплопостачання оксидами заліза [17].

Сучасний стан теплових мереж характеризується накопиченням відкладів на теплообмінних і внутрішньотрубних поверхнях, внутрішньотрубною корозією. Заростання внутрішніх поверхонь трубопроводів тепломереж продуктами корозії (рис. 4) призводить до різкого зростання величини шорсткості поверхні труб і зміни рельєфу внутрішньотрубно́ї поверхні, збільшення гідравлічного опору трубопроводів систем теплопостачання. У результаті знижується пропускна здатність трубопроводів і погіршуються умови роботи циркуляційних насосів. У сучасних умовах на транспортування теплоносія витрачається дуже значна кількість електроенергії, що обумовлено гідравлічним опором розгалужених трубопровідних мереж систем теплопостачання.

Звуження прохідного перерізу трубопроводів призводить до необхідності постійно підвищувати тиск перекачування для забезпечення розрахункової витрати. У свою чергу, підвищення тиску призводить до зниження надійності та ефективності роботи теплової мережі як за рахунок збільшення кількості аварій, пов'язаних з розривом трубопроводів і утворенням свищів, так і за рахунок роботи насосних станцій не в номінальному режимі, що призводить

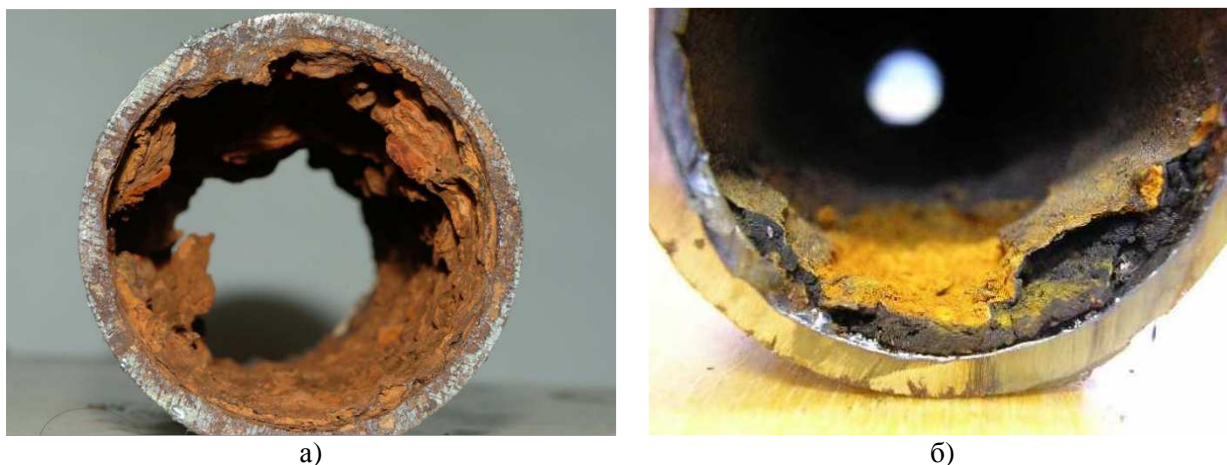


Рисунок 4 – Вирізки труб теплових мереж

до інтенсивного зношування насосних агрегатів і зниження їх ККД.

У труби водопровідних мереж шкідливі домішки потрапляють з водою. Окрім того відбувається внутрішньотрубна корозія, яка призводить до відкладення у внутрішній порожнині водопроводів її продуктів. Інтенсивність внутрішньотрубною корозії безпосередньо залежить від властивостей транспортованої води. Швидкість вивільнення заліза зменшується зі збільшенням рН, лужності та концентрації розчиненого кисню у воді. Проте ця швидкість зростає зі збільшенням вмісту хлоридів у воді. Необхідною умовою регулювання надходження заліза у питну воду є:

- рН понад 7,6;
- лужність і вміст розчиненого кисню понад 150 мг/дм³ та 2 мг О₂/дм³ відповідно;
- концентрація хлоридів – до 150 мг/дм³ [18].

Все це сприяє формуванню на внутрішніх стінках водопроводів осаду та біоплівки. З часом біоплівка мінералізується, її частинки відриваються від поверхні трубопроводу. Подібний процес спостерігається і з осадом, який під впливом несталої швидкості руху води також періодично збурюється. Збурені частинки осаду, відірвані частки біоплівки, частинки інших домішок та частки окислу металу потрапляють у потік води, забруднюючи його. Накопичений у трубах осад порушує ефективність роботи водопроводів, збільшує енерговитрати на транспортування.

Склад та властивості старих і свіжих осадів відрізняються. У старих осадах міститься більша кількість заліза. Дещо інша ситуація з вмістом глини, марганцю, магнію. Вміст у свіжому осаді цих складових більший, ніж у старому осаді.

Вік осаду не позначається на вмісті в ньому силікатів та катіонів кальцію. У разі зміни

властивостей води, яка потрапила у водопровідну мережу, можлива зміна структури осаду, його розчинення, руйнування і, як наслідок, рух водопроводом. Результати досліджень свідчать, що в пробах осаду водопровідної мережі присутні мінеральні та органічні домішки. Старий осад бронзово-чорного кольору, містить більше твердого матеріалу порівняно з аналогічним показником для свіжого осаду.

На зовнішні ознаки осаду має вплив матеріал труб, який кородує. За певних умов продукти корозії випадають в осад формуючи певну його структуру та колір. Це явище залежно від властивостей води, поширюється певною мірою на труби з різних матеріалів. Так, мідь переважно добре протидіє корозії. Проте кородує при транспортуванні м'якої води за наявності в ній хлору, розчиненого кисню, або за низького рН. Низьковуглецева сталь також кородує при значній кількості розчиненого у воді кисню. Агресивна вода може призвести до поверхневої ерозії чавунних труб [19].

Пористість металу (у результаті корозії або як природний стан, наприклад, чавуну) – це не тільки підвищена небезпека руйнування, але ще і підвищений вміст різних відкладів. Саме в порах зручно розміщуються як неорганічні, так і органічні відклади. Найбільше відкладів спостерігається в чавунних трубах. Відклади у водопровідних, теплопровідних трубопроводах збільшують гідравлічний опір і, як наслідок, знижують пропускну здатність водопроводу, теплопроводу і підвищують енерговитрати. Чим більше відкладів, тим дорожча їх експлуатація. З цієї точки зору, найдешевші чавунні труби є найдорожчими в експлуатації.

Під час експлуатації водопроводів, теплопроводів їх гідравлічний опір збільшуються в декілька разів порівняно з початковим значенням. Величина збільшення їх гідравлічного

опору залежать від діаметра і матеріалу труб, якісних показників транспортованої води, умов роботи і терміну експлуатації трубопроводу. Збільшення гідравлічного опору водопроводів, теплопроводів з часом призводить до підвищення тарифів оскільки збільшуються витрати електроенергії на транспортування води трубопроводами.

Висновок

У внутрішній порожнині практично усіх нових металевих трубопроводів різного призначення є різноманітні шкідливі домішки. Вид і властивості цих домішок, причини їх наявності у трубопроводах залежать від призначення трубопроводу, термогазодинамічних процесів у трубопроводах, властивостей транспортованої речовини. Накопичення в понижених місцях траси трубопроводу, відкладання на внутрішніх стінках чи рух шкідливих домішок у транспортованому середовищі чинять негативний вплив як на міцність трубопроводу, його залишковий ресурс, так і на режими та енергоефективність транспортування, енергоефективність теплосистем. В Україні на сьогодні експлуатується надзвичайно велика кількість ненових металевих трубопроводів різноманітного призначення. Своєчасний контроль за наявністю у їх внутрішній порожнині шкідливих домішок та своєчасне їх видалення з трубопроводів дало б можливість зекономити значні кошти.

Література

1. Грузд В.Я., Дорошенко Я.В., Васадзе А.В. Аналіз властивостей накопичень в порожнині газопроводів. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2004. Вип. 31. С. 90–94.
2. Братах М. І. Оцінка гідравлічного стану промислових газопроводів і розробка способу їх очистки: дис... канд. техн. наук : 05.15.13 / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Івано-Франківськ, 2019. 205 с.
3. Smart J. Keep on moving. *World pipelines*. 2009. December. P. 43–47.
4. Якимів Й. В. Вплив відкладень парафіну на пропускну здатність магістральних нафтопроводів. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 2 (32). С. 59–64.
5. Рыженков А. В. Разработка методологии повышения эффективности трубопроводных систем транспортировки энергоносителей с использованием поверхностно-активных веществ: дис... докт. техн. наук : 05.14.01 / Националь-

ный исследовательский университет «МЭИ». Москва, 2017. 306 с.

6. Мацієвська О. О. Дослідження якості води у розподільній мережі системи централізованого водопостачання м. Львів. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2015. № 6 (6). С. 62–70.
7. Baldwin R. M. Black powder control starts locally, works back to source. *Pipeline & gas industry*. April 1999. P. 81–87.
8. Baldwin R. M. Black powder problem will yield to understanding, planning. *Pipeline & gas industry*. March 1999. P. 109–112.
9. Tsochatzidis N. A., Maroullis K. E. Methods help remove black powder from gas pipelines. *Oil and gas journal*. 2007. Vol. 105, No. 10. P. 52–58.
10. Gody J., Carvalho F., Cordilha A., Matta L., Godoy M. 210 pb content in natural Gas Pipeline Residues (Black powder) and its correlation with the chemical composition. *Journal of environmental radioactivity*. 2005. No. 83 (1). P. 101–111.
11. Villea T., Cobucci J. Chemical and physical analysis of natural gas pipelines corrosion products (black powder). *Block 3-Forum 19*. 2002. P. 461–463.
12. Smart J. Movement of Black powder in gas pipeline. *Pipeline and Gas Journal*. October 2007. P. 82–85.
13. Smart J., Winters R. Transport of solids at low concentration in horizontal pipelines in *Advances in SolidLiquid Flow in Pipelines and its Applications*. Pergamon Press. 1971. P. 101–124.
14. Капцов И. И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. М.: Недра, 1988. 160 с.
15. Братах М. І., Добрунов Д. Є., Алі Шкейр. Вплив гідравлічного стану системи промислових газопроводів на режими роботи об'єктів газовидобувного комплексу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 4 (65). С. 59–64.
16. Якимів Й. В. Вплив відкладень парафіну на пропускну здатність магістральних нафтопроводів. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 2 (32). С. 59–64.
17. Рыженков А. В. Разработка методологии повышения эффективности трубопроводных систем транспортировки энергоносителей с использованием поверхностно-активных веществ: дис... докт. техн. наук : 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы / Национальный исследовательский университет «МЭИ». Москва, 2017. 306 с.

18. Мацієвська О. О. Дослідження якості води у розподільній мережі системи централізованого водопостачання м. Львів. *Восточно-Европейський журнал передових технологій*. 2015. № 6(6). С. 62–70.

19. Гіроль М. М., Ковальський Д. С., Хомко В. Є. Проблеми якості води в водопровідних мережах. *Вісник Національного університету водного господарства та природокористування. Зб. наук. праць*. 2008. Вип.4 (40). Ч. 2. С. 415–421.

References

1. Hrudz V.Ya., Doroshenko Ya.V., Vasadze A.V. Analiz vlastyvoستي nakopychen v porozhnyini hazoprovodiv. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy*. 2004. Vol. 31. P. 90–94. [in Ukrainian].

2. Bratakh M.I. Otsinka hidravlichnoho stanu promyslovykh hazoprovodiv i rozrobka sposobu yikh ochystky : dis... Cand. tech. Sciences: 05.15.13. Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. Ivano-Frankivsk. 2019,205 p. [in Ukrainian].

3. Smart J. Keep on moving. *World pipelines*. December. 2009.P. 43–47.

4. Yakymiv Y.V. Vplyv vidkladen parafinu na propusknu zdattist mahistralnykh naftoprovodiv . *Scientific Bulletin IFTUOG*. no. 2 (32). 2012, P. 59–64. [in Ukrainian].

5. Ryzhenkov A.V. Razrabotka metodologii povysheniya effektivnosti truboprovodnykh sistem transportirovki energonositeley s ispolzovaniem poverhnostno-aktivnykh veschestv : dis ... doctor. tech. Sciences: 05.14.01 / National Research University MPEI. Moscow. 2017, 306 p. [in Russian].

6. Matsiievska O.O. Study of water quality in the distribution network of the centralized water supply system in the city of Lviv. *Eastern European Journal of Enterprise Technologies*. 2015. no. 6 (6). P. 62–70. DOI: 10.15587/1729-4061.2015.56225 [in Ukrainian].

7. Baldwin R.M. Black powder control starts locally, works back to source. *Pipeline & gas industry*. April. 1999. P. 81–87.

8. Baldwin R.M. Black powder problem will yield to understanding, planning. *Pipeline & gas industry*. March. 1999. P.109–112.

9. Tsochatzidis N.A. Maroullis K.E. Methods help remove black powder from gas pipelines. *Oil and gas journal*. 2007. Vol. 105, no. 10. P. 52–58.

10. Gody J, Carvalho F, Cordilha A, Matta L Godoy M. 210 pb content in natural Gas Pipeline Residues (Black powder) and its correlation with

the chemical composition. *Journal of environmental radioactivity*. 2005. no. 83 (1). P. 101–111.

11. Villea T. Cobucci J Chemical and physical analysis of natural gas pipelines corrosion products (black powder). *Block 3-Forum 19*. 2002. P. 461–463.

12. Smart, J 2007, Movement of Black powder in gas pipeline. *Pipeline and Gas Journal*. October. P. 82–85.

13. Smart J. Winters R. Transport of solids at low concentration in horizontal pipelines in Advances in Solid Liquid Flow in Pipelines and its Applications. *Pergammon Press*. 1971. P. 101–124.

14. Kaptsov I.I. Sokraschenie poter gaza na magistralnykh gazoprovodakh [Reduction of gas losses on the main gas pipelines]. Moscow . Nedra. 1988. 160 p. [in Russian].

15. Bratakh M.I., Dobrunov J.E. Ali Shair. The Influence of the Hydraulic Condition of the Industrial Gas Pipeline System on the Operation Modes of the Gas Production Facilities. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2017. no. 4 (65). P. 59–64. [in Ukrainian].

16. Yakimov J.V. Influence of paraffin deposits on the throughput of main oil pipelines. *Scientific Bulletin IFTUOG*. 2012. no. 2 (32). P. 59–64. [in Ukrainian].

17. Ryzhenkov A.V. Razrabotka metodologii povysheniya effektivnosti truboprovodnykh sistem transportirovki energonositeley s ispolzovaniem poverhnostno-aktivnykh veschestv: dis ... doct. tech. Sciences: 05.14.01 – Energy systems and complexes. *National Research University MPEI*. Moscow. 2017. 306 p. [in Russian].

18. Matsiievska O.O. Research of water quality in the distribution network of the district water supply system in Lviv. *Eastern European Journal of Enterprise Technologies*. 2015. no 6 (6). P. 62–70. [in Ukrainian].

19. Hirol M.M., Kovalskyi D.S. Khomko V.Ye. Problemy yakosti vody v vodoprovodnykh merezhakh. [Problems of water quality in water supply networks]. *Visnyk Natsionalnoho universytetu vodnoho hospodarstva ta pryrodokorystuvannia*. 2008. Issue 4 (40). Part 2. P. 415–421. [in Ukrainian].

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ХАРАКТЕРИСТИК РОЗКРИТТЯ ГАЗОНОСНИХ ПЛАСТІВ ПЕРФОРАЦІЄЮ НА ВИДОБУВНІ МОЖЛИВОСТІ СВЕРДЛОВИНИ

*Р. М. Кондрат, Л. І. Хайдарова**

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

Охарактеризовано основні ускладнення при видобуванні залишкового газу з виснажених газових покладів. Погіршення стану привибійної зони пласта на виснажених покладах пов'язано, в основному, із скупченням рідини і твердої фази і можливою деформацією порід. Одним із методів зниження впливу забруднення привибійної зони пласта на продуктивну характеристику свердловин є створення у привибійній зоні перфораційних каналів, які би проходили через забруднену зону і покращували гідродинамічний зв'язок газонасного пласта із свердловиною. Досліджено вплив на дебіт газової свердловини кількості та розмірів перфораційних каналів залежно від проникності пласта за постійного гирлового тиску. Результати досліджень представлено у вигляді графічних залежностей відношення дебітів свердловини з перфораційними каналами і гідродинамічно досконалої свердловини q/q_0 від визначальних чинників, а також у вигляді графічних залежностей між окремими визначальними чинниками. З використанням результатів досліджень встановлено, що раціональне значення діаметру перфораційних каналів повинно бути не менше 0,03 м, довжини каналів – не менше 0,292–0,307 м і кількості каналів на один метр розкритої товщини пласта – не менше 17–19 залежно від проникності пласта. Кількість перфораційних каналів та їх довжина зменшуються із збільшенням проникності пласта за експоненціальним законом.

Ключові слова: поклад, пласт, свердловина, привибійна зона, проникність, перфораційний канал, дебіт газу.

Охарактеризованы основные осложнения при добыче остаточного газа из истощенных газовых залежей. Ухудшение состояния призабойной зоны пласта на истощенных залежах связано, в основном, со скоплением жидкости и твердой фазы и возможной деформацией пород. Одним из методов снижения влияния загрязнения призабойной зоны пласта на продуктивную характеристику скважин является создание в призабойной зоне перфорационных каналов, которые бы проходили через загрязненную зону и улучшали гидродинамическую связь газонасного пласта со скважиной. Выполнены исследование влияния на дебит газовой скважины количества и размеров перфорационных каналов в зависимости от проницаемости пласта при постоянном устьевом давлении. Результаты исследований представлены в виде графических зависимостей отношение дебитов скважины с перфорационными каналами и гидродинамическо совершенной скважины q/q_0 от определяющих факторов, а также в виде графических зависимостей между отдельными определяющими факторами. С использованием результатов исследований установлено, что рациональное значение диаметра перфорационных каналов должно быть не менее 0,03 м, длины каналов – не менее 0,292-0,307 м и количества каналов на один метр раскрытой толщины пласта – не менее 17-19 в зависимости от проницаемости пласта. Количество перфорационных каналов и их длина уменьшаются с увеличением проницаемости пласта по экспоненциальному закону.

Ключевые слова: залежь, пласт, скважина, призабойная зона, проницаемость, перфорационный канал, дебит газа.

The main complications in the production of residual gas from depleted gas reservoirs are characterized. The deterioration of the formation pay zone in the depleted reservoirs occurs mainly due to the accumulation of liquid and particles and due to possible deformation of the rocks. One of the methods to reduce the effect of the formation bottom-hole zone contamination on the productive characteristics of wells is to create perforation tunnels in the bottomhole zone that can pass through the contaminated zone and improve the hydrodynamic connection of the gas-bearing reservoir with the well. The author studies the effect of the number and the size of perforation tunnels (depending on the permeability of the reservoir at constant wellhead pressure) on the gas-well flow rate. The research results are presented in the form of graphical dependence of the ratio between the flow rate of the well with perforation channels and a hydrodynamically perfect well q/q_0 on determining factors, as well as in the form of graphic relationships among individual determining factors. Using the research results, it is found that the rational value of the diameter of the perforation channels should be at least 0,03 m, the channel lengths should not be shorter than 0,292-0,307 m and the number of channels per meter of the revealed reservoir thickness should be not less than

17-19 depending on the permeability of the formation. The number of perforation tunnels and their length decrease with the growth of reservoir permeability according to the exponential law.

Key words: reservoir, formation, well, bottomhole zone, permeability, perforation tunnel, gas flow rate.

Постановка проблеми дослідження

Видобуток залишкового газу з виснажених газових покладів ускладнюється значним зниженням пластового тиску порівняно з початковим значенням, погіршенням стану привибійної зони пласта у результаті скупчення рідини і твердої фази, низькодебітністю та обводненням свердловин, а у ряді випадків солевідкладенням, корозією обладнання і гідратуутворенням.

Через низькі пластові тиски і дебїти газу привибійну зону не вдається очистити продуванням пластовим газом. У цих умовах для підвищення продуктивності свердловин необхідно покращити стан привибійної зони пласта шляхом проведення відповідних геолого-технічних заходів з метою відновлення природної проникності та можливого її збільшення. Одним із методів зниження впливу забруднення привибійної зони пласта на продуктивну характеристику свердловин є створення у привибійній зоні перфораційних каналів, які би проходили через забруднену зону і покращували гідродинамічний зв'язок газоносного пласта із свердловиною.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Погіршення стану привибійної зони пласта на виснажених покладах пов'язано, в основному, зі скупченням рідини і твердої фази і можливою деформацією порід. Зона з погіршеними фільтраційними властивостями переважно має невеликі розміри, але істотно впливає на продуктивну характеристику свердловин. Одним із методів покращення зв'язку газоносного пласта із свердловиною та збільшення дебїту газу є проведення перфораційних робіт. Успішність їх пов'язана з вибором кількості та розмірів перфораційних каналів залежно від фізико-літологічних властивостей пласта, зокрема, проникності.

Питанню впливу характеристик перфораційних каналів на продуктивну характеристику свердловин присвячена значна кількість робіт [1-4]. У відомих дослідженнях відсутні дані про вплив проникності порід-колекторів на вибір кількості і геометричних розмірів перфораційних каналів.

Для вивчення впливу ступеня і характеру розкриття пласта на дебїт свердловини В.І. Щуров застосував метод електрогідродинамічної аналогії. З використанням результатів обробки експериментальних даних було знайдено значення безрозмірних коефіцієнтів недо-

сконалості свердловин за ступенем і характером розкриття пласта C_1 та C_2 для різних умов розкриття пласта і побудовані відомі графіки (так звані графіки В.І. Щурова), які широко використовуються у практиці і теорії розвідки та розробки покладів [3]. Графічний метод знаходження коефіцієнтів C_1 та C_2 є не точним. Заслужують на увагу аналітичні методи визначення коефіцієнтів C_1 та C_2 , зокрема наведений у роботі [4], але він не враховує впливу проникності пласта на характеристики розкриття його перфорацією.

Тому нами виконано додаткові дослідження з вибору кількості перфораційних каналів та їх розмірів (діаметру і довжини) залежно від проникності пласта.

Метою роботи є дослідити вплив на дебїт газу кількості та розмірів (діаметру і довжини) перфораційних каналів у привибійній зоні свердловини залежно від фізико-літологічних параметрів газоносних пластів, зокрема проникності та обґрунтувати їх раціональні (оптимальні) значення.

Методика дослідження та вихідні дані

Дослідження впливу на дебїт газу характеристик розкриття продуктивних відкладів перфорацією (кількості, діаметру і довжини перфораційних каналів) залежності від проникності пласта проведені з використанням двочленної формули припливу газу до вибою свердловин, записаної з врахуванням недосконалості свердловини за ступенем і характером розкриття пласта [5, 6].

$$P_{nl}^2 - P_{воб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2, \quad (1)$$

де

$$A = \frac{\mu_{nl} Z_{nl} T_{nl} P_{ам}}{\pi k h T_{cm}} \left(\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right); \quad (2)$$

$$B = \frac{\rho_{cm} Z_{nl} T_{nl} P_{ам}}{2\pi^2 k^2 l T_{cm}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \quad (3)$$

P_{nl} , $P_{воб}$ – відповідно пластовий та вибійний тиски;

q – дебїт газу за стандартних умов (атмосферного тиску $P_{ам}$ і стандартної температури T_{cm});

A , B – коефіцієнти фільтраційних опорів при вибійної зони пласта;

R_c, r_c – відповідно радіус зони дренування свердловин і радіус стовбура свердловини за долотом;

k, l – відповідно коефіцієнти проникності і макрошорсткості пласта;

μ, Z – відповідно динамічний коефіцієнт в'язкості і коефіцієнт стисливості газу за пластової температури T_{nl} і середнього тиску у зоні дренування свердловини;

h – товщина пласта;

ρ_{cm} – густина газу за стандартних умов;

C_1, C_2, C_3, C_4 – коефіцієнти недосконалої свердловин за ступенем (C_1, C_3) і характером (C_2, C_4) розкриття пласта.

Для визначення коефіцієнтів C_1 і C_2 використано залежності з роботи [4], а для визначення коефіцієнтів C_3, C_4 – залежності з робіт [5, 6].

$$C_1 = \left[2,358 \left(\ln(\bar{h}) \right)^2 - 1,965 \ln(\bar{h}) \right] \times \left[0,03 + 0,14 \ln\left(\frac{h}{D}\right) + 0,04 \left(\ln\left(\frac{h}{D}\right) \right)^2 \right]; \quad (4)$$

$$C_2 = \left[1,2172 - 1,074 \ln\left(\frac{L_{ome}}{D}\right) + 0,6086 \left(\ln\left(\frac{L_{ome}}{D}\right) \right)^2 \right] \times \left[2,07 - 1,64 \ln(nD) + 0,41 \left(\ln(nD) \right)^2 \right] \times \quad (5)$$

$$\times \left[0,3 - 0,24 \ln\left(\frac{d_{ome}}{D}\right) + 0,01 \left(\ln\left(\frac{d_{ome}}{D}\right) \right)^2 \right] - 1;$$

$$C_3 = \left(\frac{1}{\bar{h}^2} - 1 \right) \frac{1}{h}; \quad (6)$$

$$C_4 = \frac{h^2}{3N^2 L_{ome}^3}, \quad (7)$$

де D – діаметр свердловини;

\bar{h} – ступінь відносного розкриття пласта;

L_{ome} – середня довжина перфораційних каналів, м;

d_{ome} – середній діаметр перфораційних каналів, м.

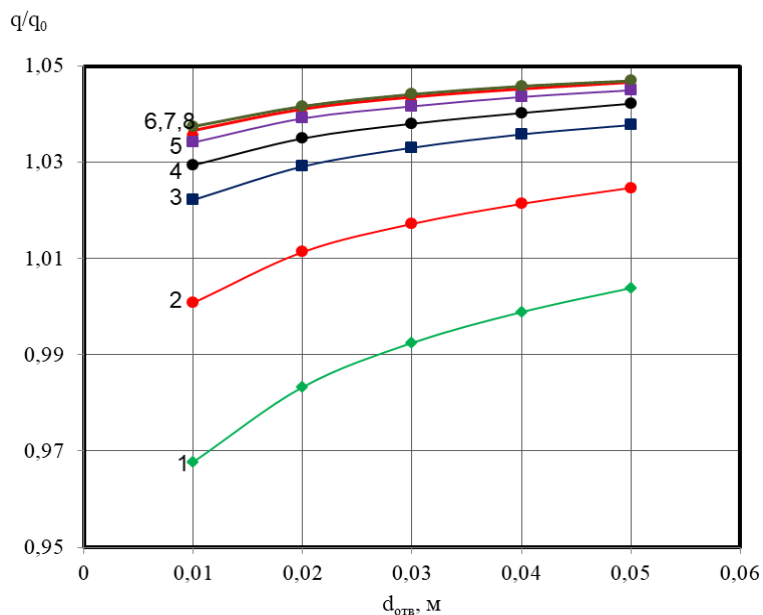
n – кількість перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта.

Дослідження проводили за постійного гирлового тиску ($P_g = \text{const}$). Дебіт газу q і вибійний тиск $P_{вib}$ за заданого пластового тиску P_{nl} знаходили із спільного розв'язку методом послідовних наближень двочленної формули припливу газу до вибою свердловини (1) і формули Г.А. Адамова для руху газу у вертикальних трубах свердловин [6]. Методика досліджень полягала у наступному.

Для заданих (досліджуваних) значень ступеня відносного розкриття пласта \bar{h} , кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта n , їх діаметру d_{en} і довжини L_{ome} послідовно знаходили коефіцієнти недосконалої свердловини за ступенем і характером розкриття пласта C_1, C_2, C_3, C_4 (за формулами (4)-(7)), коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B (за формулами (2) і (3)), дебіт газу q і вибійний тиск $P_{вib}$. Для кожного дослідження значення динамічного коефіцієнта в'язкості μ і коефіцієнта стисливості газу Z у першому наближенні приймали рівними їх значенням на попередній ітерації (чи брали з іншого дослідження), а після визначення вибійного тиску уточнювали за значеннями $P_{nl}, P_{вib}$ і T_{nl} . Процес ітерації продовжували до досягнення заданої точності у визначенні вибійного тиску. Додатково для заданого гирлового тиску визначали дебіт гідродинамічно досконалої свердловини q_0 , коли $C_1=0, C_2=0, C_3=0, C_4=0$.

Дослідження впливу характеристик розкриття продуктивного пласта перфорацією на дебіт газу проведено для умов гіпотетичної (модельної) свердловини з такими параметрами: глибина свердловини – 3207 м; товщина пласта – 13 м; радіус зони дренування свердловини – 1000 м; радіус свердловини за долотом – 0,1 м; початковий пластовий тиск – 33 МПа; поточний пластовий тиск – 6,77 МПа; пластова температура – 340 К; гирлова температура – 291 К; відносна густина газу – 0,6; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A=0,18 \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3}$ і $B=1,96 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$, глибина опускання насосно-компресорних труб (НКТ) – 3200 м; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; поточний гирловий тиск – 4,68 МПа. Поточний дебіт газу за умови гідродинамічної досконалої свердловини за ступенем і характером розкриття пласта становлять 36 тис.м³/доб, вибійний тиск – 6,07 МПа.

Дослідження виконано для різної кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта (6; 10; 16; 20; 25; 30; 35; 40), їх діаметру (0,01; 0,02; 0,03; 0,04; 0,05 м) і довжини (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6 м) та проникності пласта (0,05; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 мкм²). У всіх розрахунках гирловий тиск приймався однаковим (4,68 МПа), а свердловина – гідродинамічно досконалою за ступенем відносного розкриття пласта ($\bar{h}=1$).



1 - 6; 2 - 10; 3 - 16; 4 - 20; 5 - 25; 6 - 30; 7 - 35; 8 - 40 каналів

Рисунок 1 – Залежності відношення дебітів газу q/q_0 від діаметру перфораційних каналів за різної кількості каналів, їх довжини 0,5 м та проникності пласта 0,2 мкм²

Результати дослідження

Результати досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей відношення дебітів свердловини з перфораційними каналами і гідродинамічно досконалої свердловини q/q_0 від визначальних чинників, а також у вигляді графічних залежностей між окремими визначальними чинниками.

На рисунку 1 зображено графічні залежності відношення дебітів газу q/q_0 від діаметру перфораційних каналів за різної кількості каналів, їх довжини 0,5 м та проникності пласта 0,2 мкм². Для інших значень довжини каналів (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,6 м) та проникності пласта (0,05; 0,1; 0,3 та 0,4 мкм²) характер залежностей аналогічний.

Графічні залежності на рисунку 1 оброблено за методом «найменших квадратів». Раціональне значення діаметру перфораційних каналів становить 0,03 м.

На рисунку 2 зображено графічну залежність відношення дебітів газу q/q_0 від довжини перфораційних каналів за різної кількості каналів, їх діаметру 0,03 м та проникності пласта 0,2 мкм². Для інших значень досліджуваних параметрів характер залежностей аналогічний.

Згідно з результатами обробки графічних залежностей, зображених на рисунку 2, отримано оптимальне (раціональне) значення довжини перфораційних каналів для різної їх кількості: 6 каналів – 0,301 м; 10 каналів – 0,299 м; 16 каналів – 0,298 м; 20 каналів – 0,296 м; 25 каналів – 0,295 м; 30 каналів – 0,294 м; 35 кана-

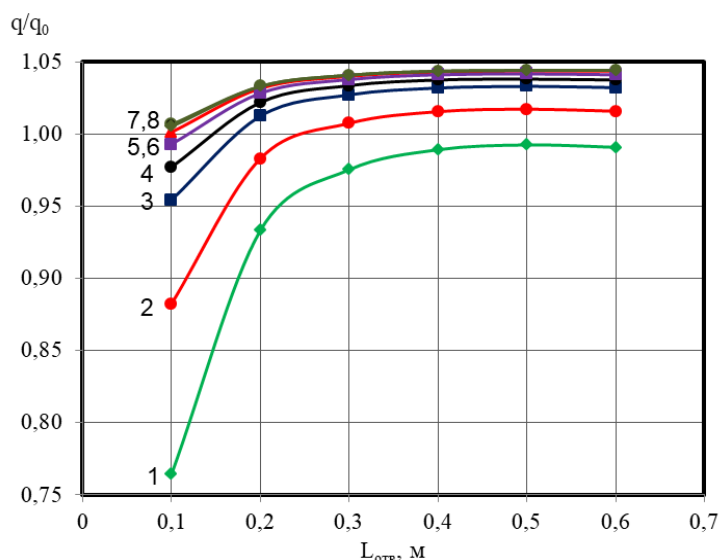
лів – 0,293 м; 40 каналів – 0,292 м. Середнє значення довжини перфораційних каналів становить 0,296 м за проникності пласта 0,2 мкм². Для інших значень проникності пласта отримано наступні середні значення довжини перфораційних каналів: 0,05 мкм² – 0,307 м; 0,1 мкм² – 0,303 м; 0,3 мкм² – 0,294 м; 0,4 мкм² – 0,292 м. Отже, для умов розглядуваного прикладу довжина перфораційних каналів змінюється у межах 0,292 – 0,307 м.

З використанням результатів виконаних досліджень побудовано графічні залежності довжини перфораційних каналів від проникності пласта і кількості каналів (рисунки 3, 4).

Як зображено на рисунках 3 і 4, необхідна довжина перфораційних каналів зменшується із збільшенням проникності пласта та і кількості каналів.

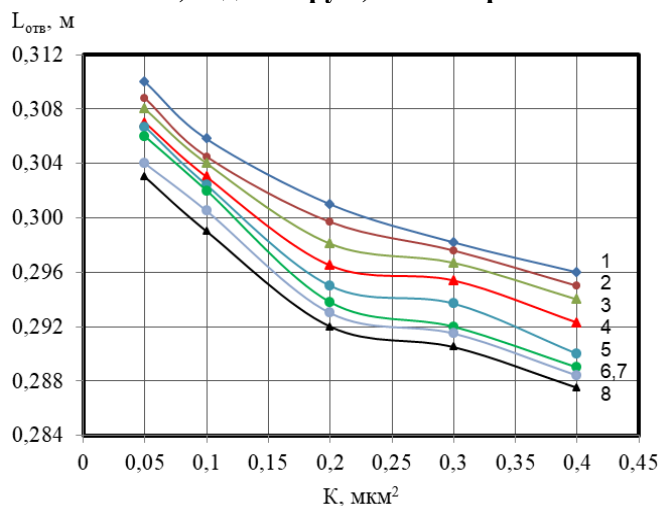
На рисунку 5 зображено графічні залежності відношення дебітів газу q/q_0 від кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м за різних їх довжин для проникності пласта 0,2 мкм². Для інших значень досліджуваних параметрів характер залежностей аналогічний наведеному на рисунку 5.

Згідно з результатами обробки графічних залежностей, зображених на рисунку 5, отримано оптимальні значення кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м за проникності пласта 0,2 мкм² для різних їх довжин: 0,1 м – 18,5; 0,2 м – 18,3; 0,3 м – 18,2; 0,4 м – 18,0; 0,5 м – 17,8; 0,6 м – 17,7, середнє значення – 18,1. Для інших значень проникності пласта отримано



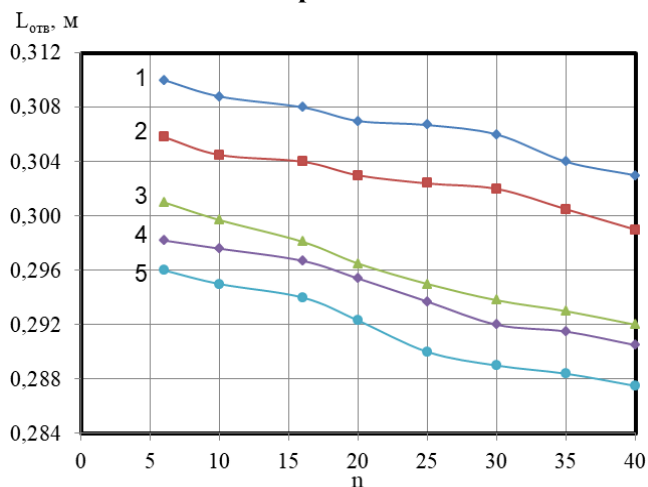
1 - 6; 2 - 10; 3 - 16; 4 - 20; 5 - 25; 6 - 30; 7 - 35; 8 - 40 каналів

Рисунок 2 – Залежності відношення дебітів газу q/q_0 від довжини перфораційних каналів за різної кількості каналів, їх діаметру 0,03 м та проникності пласта 0,2 мкм²



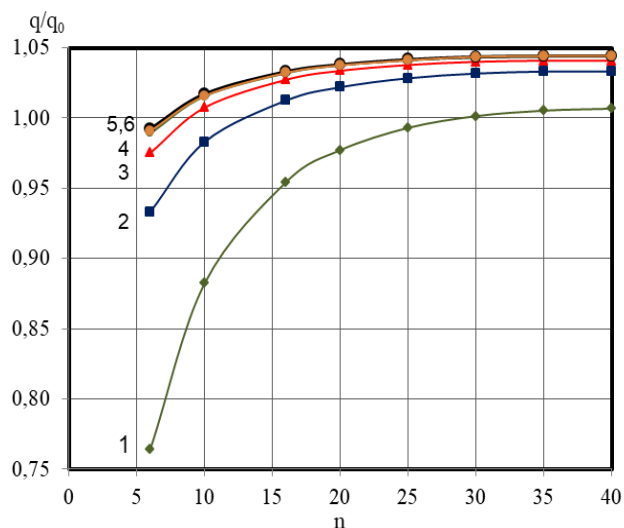
1 - 6; 2 - 10; 3 - 16; 4 - 20; 5 - 25; 6 - 30; 7 - 35; 8 - 40 каналів

Рисунок 3 – Залежності довжини перфораційних каналів діаметром 0,03 м від проникності пласта для різних значень кількості каналів



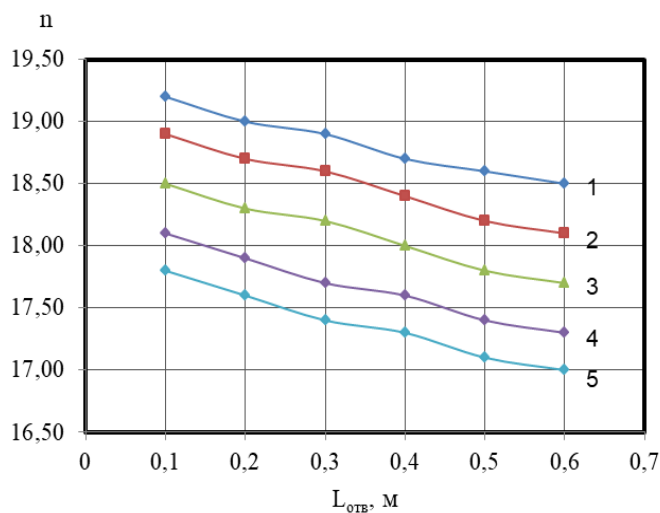
1 - 0,05; 2 - 0,1; 3 - 0,2; 4 - 0,3; 5 - 0,4 мкм²

Рисунок 4 – Залежності довжини перфораційних каналів діаметром 0,03 м від їх кількості для різних значень проникності пласта



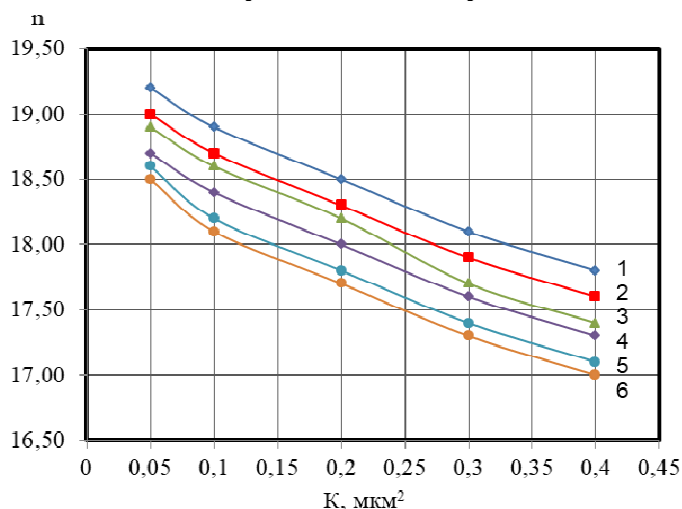
1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5; 6 – 0,6 м

Рисунок 5 – Залежності відношення дебітів газу q/q_0 від кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м за різних їх довжин для проникності пласта $0,2 \text{ мкм}^2$



1 – 0,05; 2 – 0,1; 3 – 0,2; 4 – 0,3; 5 – 0,4 мкм^2

Рисунок 6 – Залежності кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м від їх довжини для різних значень проникності пласта



1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5; 6 – 0,6 м

Рисунок 7 – Залежності кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м від проникності пласта для різних значень їх довжини

Таблиця 1 – Параметри перфوراційних каналів для різних проникностей пласта

Параметри	Проникність пласта, мкм ²				
	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4
Довжина перфораційного каналу, м	0,307	0,303	0,296	0,294	0,292
Кількість перфораційних каналів	18,8	18,5	18,1	17,7	17,4

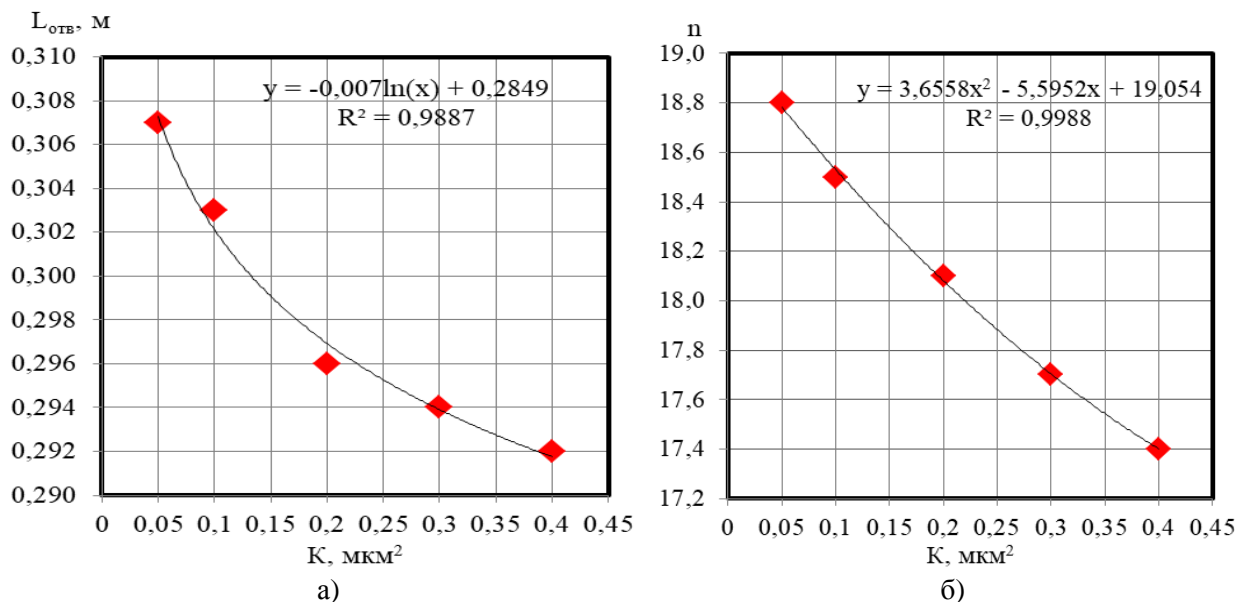


Рисунок 8 – Залежності довжини перфораційних каналів (а) та їх кількості (б) від проникності пласта

наступні середні значення кількості перфораційних каналів: 0,05 мкм² – 18,8; 0,1 мкм² – 18,5; 0,3 мкм² – 17,7; 0,4 мкм² – 17,4 м.

З наведених даних видно, що із збільшенням довжини перфораційних каналів зменшується необхідна кількість каналів. Ця закономірність наглядно зображена на рисунках 6, 7.

Раціональні параметри перфораційних каналів для різних проникностей пласта наведено у таблиці 1. За даними таблиці 1 побудовано графічні залежності довжини перфораційних каналів та їх кількості від проникності пласта, які зображено на рисунку 8.

Для кожної залежності на рисунку 8 підібрано рівняння регресії і визначено коефіцієнт кореляції, який змінюється у межах 0,9887-0,9988.

Отже, за результатами виконаних досліджень встановлено раціональне значення діаметру перфораційних каналів для різних значень кількості каналів, їх довжин та проникності пласта, яке всередньому становить 0,03 м. Середнє значення довжини перфораційних каналів змінюється у межах 0,292 – 0,307 м залежно від проникності пласта. Раціональне значення кількості перфораційних каналів змінюється у межах 17,4 – 18,8 каналів на один метр розкритої товщини пласта. Результати викона-

них досліджень свідчать, що із збільшенням проникності пласта необхідна кількість перфораційних каналів та їх довжина зменшується за експоненціальним законом.

Висновки

З використанням результатів досліджень оцінено вплив проникності пласта на кількість та розміри (діаметр та довжину) перфораційних каналів. Згідно з результатами досліджень встановлено раціональне значення діаметру перфораційних каналів (не менше 0,03 м) та їх довжини (не менше 0,292 – 0,307 м) за кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта не менше 17–19 залежно від проникності порід-колекторів.

Література

1. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Львів: Центр Європи, 2004. 352 с.
2. Савенков Г.Д., Бойко В.С. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин. Львів: Вища школа, 1986. 158 с.

3. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учебник. Москва: Недра, 1983. 510 с.

4. Мордвинов А.А., Воронина Н.В., Каракчиев Э.И. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазо-промысловых процессов: учебное пособие. Ухта: УГТУ, 2001. 114 с.

5. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко и др. М.: Наука, 1995. 523 с.

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

References

1. Kachmar Yu.D., Svitlytskyi V.M., Syniuk B.B., Yaremiichuk R.S. Intensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodniv u sverdlovynu. Lviv: Tsentr Yevropy, 2004. 352 p. [in Ukrainian]

2. Savenkov G.D., Boyko V.S. Raschet procesov intensivatsii pritoka, osvoeniya i ekspluatatsii skvazhin. Lviv: Vyshcha shkola, 1986. 158 p. [in Russian].

3. Schurov V.I. Tehnologiya i tehnika dobychi nefti: uchebnik. Moskow: Nedra, 1983. 510 p. [in Russian].

4. Mordvinov A.A., Voronina N.V., Karakchiev E.I. Laboratorno-eksperimentalnye i prakticheskie metody issledovaniya neftegazopromyslovyh processov: uchebnoe posobie. Uhta: UGTU, 2001. 114 p. [in Russian].

5. Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin / A. I. Gricenko and other. Moscow: Nauka, 1995. 523 p. [in Russian].

6. Kondrat R.M., Kondrat O.R., Dremlukh N.S. Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: navchalnyi posibnyk. Ivano-Frankivsk: Nova Zoria, 2015. 288 p. [in Ukrainian]

НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН НИЗУ ОБСАДНОЇ КОЛОНИ У ГОРИЗОНТАЛЬНІЙ СВЕРДЛОВИНІ

І. І. Палійчук

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 507626,
e-mail: i.paliichuk@nung.edu.ua*

Метою роботи є розроблення методики розрахунку параметрів напружено-деформованого стану низу обсадної колони, яку проштовхують у горизонтальну свердловину під час її спорудження. Довга колона на опорних елементах при просуванні перебуває у стані поперечного і поздовжнього згинів внаслідок дії власної ваги і сил тертя, які створюють осьові сили стиску колони. Останні є змінними по довжині та залежать від величин реакцій опор. Задача розв'язана шляхом інтегрування диференціального рівняння поздовжнього згину довгого стрижня під дією власної ваги. У першому наближенні знайдені реакції на опорних елементах без врахування осьових сил тертя. Знайдено загальний розв'язок основного диференціального рівняння деформацій горизонтальної колони труб з врахуванням тертя і осьових сил, які діють під час її просування. За його допомогою виведені формули для розрахунку прогинів, кутів поворотів перетинів стрижня, його внутрішніх згинальних моментів і поперечних сил на ділянках між опорами. Геометричні та силові параметри деформування труб на ділянках між опорами можна визначити із системи рівнянь сумісності поворотів перетинів та рівноваги опорних моментів. Ці рівняння містять параметри осьових сил, які теж підлягають визначенню із утвореної системи алгебраїчних рівнянь. Розв'язання задачі стає можливим завдяки залученню у цю систему рівнянь поперечних сил, які одержані на основі встановленого зв'язку між поперечними і осьовими силами у колоні та реакціями і силами тертя на опорах, що дало змогу одночасно визначити осьові стискальні сили. Розроблено методику лінеаризації системи алгебраїчних рівнянь та її ітераційного розв'язання з високою точністю. Завдяки значенням осьових сил, розрахованим у першому наближенні, система стає лінійною, а її ітераційне розв'язування дозволяє знайти шукані параметри з високою точністю. Отримані результати спрямовані на врахування вимог технології спорудження горизонтальної свердловини. Розглянуто вплив відхилень напрямку її ділянок від горизонталі на зміну напружено-деформованого стану обсадної колони. Також виведено формули для розрахунку оптимальної відстані між центраторами та знайдено розв'язки задачі для випадку протилежного напрямку її руху. Враховано додаткові моменти сил тертя, які діють на центраторах. Отримані результати служать для аналізу напружено-деформованого стану колони обсадних труб у технологічному процесі спорудження горизонтальної свердловини, що дозволяє підвищити надійність і довговічність її експлуатації.

Ключові слова: горизонтальна свердловина, обсадна колона, довгий стрижень, поздовжній згин, сила тертя, осьове стискання.

Целью работы является разработка методики расчета параметров напряженно-деформированного состояния низа обсадной колонны, которую проталкивают в горизонтальную скважину при ее сооружении. Длинная колонна на опорных элементах при продвижении находится в состоянии поперечного и продольного изгибов вследствие действия собственного веса и сил трения, которые создают осевые силы сжатия колонны. Последние являются переменными по длине и зависят от величин реакций опор. Задача решена путем интегрирования дифференциального уравнения продольного изгиба длинного стержня под действием собственного веса. В первом приближении найдены реакции на опорных элементах без учета осевых сил трения. Найдено общее решение основного дифференциального уравнения деформаций горизонтальной колонны труб с учетом трения и осевых сил, действующих во время ее продвижения. С его помощью выведены формулы для расчета прогибов, углов поворотов сечений стержня, его внутренних изгибающих моментов и поперечных сил на участках между опорами. Геометрические и силовые параметры деформирования труб на участках между опорами можно определить из системы уравнений совместности поворотов сечений и равновесия опорных моментов. Эти уравнения содержат параметры осевых сил, которые также подлежат определению из составленной системы алгебраических уравнений. Решение задачи становится возможным благодаря привлечению в эту систему уравнений поперечных сил, которые получены на основании установленной связи между поперечными и осевыми силами в колонне и реакциями и силами трения на опорах, что позволило одновременно определять осевые сжимающие силы. Разработана методика линейаризации системы алгебраических уравнений и ее итерационного решения с высокой точностью. Благодаря значениям осевых сил, рассчитанным в первом приближении, система становится линейной, а ее итерационное решение позволяет найти искомые параметры с высокой точностью. Полученные результаты направлены на учет требований технологии сооружения горизонтальной скважины. Рас-

смотрено влияние отклонений направления ее участков от горизонтали на изменение напряженно-деформированного состояния обсадной колонны. Также выведены формулы для расчета оптимального расстояния между центраторами и найдено решение задачи для случая противоположного направления ее движения. Учтены дополнительные моменты сил трения, действующие на центраторы. Полученные результаты служат для анализа напряженно-деформированного состояния колонны обсадных труб в технологическом процессе сооружения горизонтальной скважины, что позволяет повысить надежность и долговечность ее эксплуатации.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, обсадная колонна, длинный стержень, продольный изгиб, сила трения, осевое сжатие.

The purpose of the work is to develop the method for calculating the stress-strain state parameters of the bottom of the casing which is lowered into a horizontal well during its construction. When pushed into a well, a long casing string on the supports experiences cross bendings and bucklings which are caused by its own gravity and frictional forces created by axial forces of string compression. The latter are variables in length and depend on the reactions at the supports. The problem is solved by integrating the differential equation of the long rod buckling caused by its own gravity. In a first approximation, the reactions at the supports are found out disregarding the axial forces of friction. The author finds the general solution of the basic differential equation of horizontal pipe column deformations taking into account friction and axial forces acting during its lowering. It forms the basis for calculating bucklings and bendings, angles of rod rotation, its inner bending moments and cross forces at the sections between the supports. Geometric and power parameters of pipe deformations at the sections between the supports can be determined using the system of equations of the compatibility of the angles of rotation and the support moments equilibrium. These equations contain axial force parameters, which can also be derived using the suggested system of algebraic equations. The solution of the problem becomes possible due to adding the transverse force equations to this system. These equations are obtained on the basis of the established relation between transverse and axial forces in the column and reactions and friction at the supports. It allows determining the axial compressive forces simultaneously. The method of linearization of the algebraic equations system and its iterative solution with high accuracy is developed. Due to the value of axial forces, calculated in a first approximation, the system becomes linear, and its iterative solution allows finding the desired parameters with high accuracy. The obtained results take into account the requirements to the construction technology of a horizontal well. The author considers the deviations of the well direction from the horizontal on the change of the stress-strain state of the casing. The paper offers the formulae to calculate the optimal distance between the casing centralizers as well as solves the problem of its reverse motion. The author takes into consideration additional moments of frictional forces affecting the casing centralizers. The obtained results might serve for the analysis of the stress-strain state of the casing column in the technological process of the horizontal well construction which makes it possible to increase its reliability and lifespan.

Key words: horizontal well, casing string, long rod, buckling, friction force, axial compression.

Вступ

При спорудженні сучасних свердловин для видобування нафти і газу з метою досягнення продуктивних підземних пластів застосовують горизонтальне буріння [1,2]. Для кріплення стінок свердловини у неї опускають колону сталевих обсадних труб від устя до вибою. Її розміщують на опорних елементах [3], щоб забезпечити співвісність труб і стінок свердловини, унеможливити контакт і тертя між ними, особливо тертя з'єднувальних муфт. Зазвичай опорами є центратори, які виготовляють із сталевих штаб, що мають форму еліпсоїда обертаня, та регулярно закріплюють на колоні [4,5]. У верхній частині свердловини, затрубний простір якої згідно з вимогами технології спорудження підлягає цементуванню, центронуванням колоні забезпечується цементне кільце однакової товщини і міцності. Низ експлуатаційної колоні, який знаходиться у горизонтальній частині та може досягати кількості метрів і більше, зазвичай є фільтром. Завдяки центруваль-

ним пристроям він розміщується коаксіально зі стінками свердловини з метою максимального флюїдовилучення.

Опускання обсадної колони у вертикальну, похилу та викривлені ділянки свердловини відбувається за рахунок її великої власної ваги. Проте для проштовхування колони у пологу і горизонтальну ділянку необхідно прикладати додаткові зусилля та затрачати енергію на подолання сил тертя.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

У роботі [1] розглянуто згинання колони бурильних труб при їх стисканні у горизонтальній свердловині з врахуванням власної ваги. При цьому прийнято до уваги лише ту частину труб, де створена значна осьова сила, а колона набула форми синусоїди і через кожний півперіод впирається у протилежні стінки. Розв'язання задачі обмежене плоскою формою згину, не враховує тертя і великий крутний момент, який прикладають до колоні для здійснення буріння.

Поведінку реальної бурильної колони при обертанні у каналі горизонтальної свердловини досліджено у роботі [2]. Тут на основі рівнянь рівноваги сил ваги, реакцій стінок, тертя, стискальних сил та моментів цих сил отримано вирішувальне однорідне диференціальне рівняння четвертого порядку для згинальних деформацій стисненого стрижня, що обпирається на стінку циліндричного каналу і обертається. Згідно із метою роботи розв'язано задачі на власні значення осьових сил, критичних для втрати стійкості стрижня, та частот обертання, критичних для його згинальних коливань. При цьому деформаційні та силові параметри напружено-деформованого стану горизонтальної бурильної колони не визначались.

На відміну від бурильної, проштовхування обсадної колони не потребує обертання. Але за відсутності центраторів на неї діятиме сила тертя, яка буде розподілена по усій довжині колони і зростатиме з віддаленням від її вільного кінця. При цьому відбудеться складний позовжний згин стрижня у просторі горизонтального циліндричного каналу. Це явище досліджено у роботі [6] на основі моделі Кірхгофа для гнучкого стрижня, доповненої фрикційною взаємодією його стрижня зі стінками каналу, шляхом її комп'ютерної реалізації та натурного моделювання.

У [6] встановлено, що з віддаленням від вільного кінця і збільшенням осьової сили стрижень набуває синусоїдальної форми з періодом, що зменшується, і амплітудою, що збільшується. При досягненні осьовою силою відповідного надкритичного значення довгий стрижень закручується у спіральну лінію, по якій дотикається до циліндричної поверхні. З утворенням певної кількості витків він заблоковується (самозаклинається) у каналі, що робить його подальше просування неможливим.

Для запобігання явищу самоблокування у пологих та горизонтальних частинах свердловини обсадну колону встановлюють на центратори, які служать опорами, а при просуванні працюють як полози для зменшення тертя зі стінками свердловини.

Невирішеною проблемою залишається визначення геометричних і силових параметрів деформування здебільшого прогинів труб між центраторами обсадної колони, яку під час спорудження повільно проштовхують у горизонтальну свердловину.

У роботі [7] отримано диференціальне рівняння деформацій обсадної колони як пружного стрижня під дією власної ваги на ділянці між двома сусідніми опорами-центраторами, які

довільно орієнтовані відносно вертикалі:

$$\theta'' - t_0(\theta - \theta_0) + u_0 + j(s - s_0)(\sin \vartheta_n + \theta \cos \vartheta_n) = 0, \quad (1)$$

де θ – кут між дотичною до викривленого стрижня у перетині з координатою s і локальною віссю, яка проходить через опори;

ϑ_n – зенітний кут нахилу до вертикалі цієї локальної осі n -ої ділянки;

j – питома вага стрижня;

s_0 – координата перетину вздовж викривленої осі стрижня, у якому задано такі початкові параметри:

θ_0 – кут нахилу дотичної до локальної осі;

t_0 – осьова сила;

u_0 – поперечна сила.

У рівнянні (1) усі силові чинники (вага j , сили t і u , моменти q) поділено на жорсткість EJ (E – модуль пружності матеріалу; J – момент інерції поперечця). Це ґрунтується на тому, що згинальні деформації обсадної колони не повинні виходити за межі пружності, а відтак пропорційні згинальним моментам з коефіцієнтом EJ [2]. Таким чином, не втрачаючи загальності розв'язку, можна досліджувати пружне деформування довгого стрижня з одиничною жорсткістю на згин; при цьому згинальний момент чисельно дорівнює кривизні стрижня.

Постановка задачі і мета роботи

Колона обсадних труб представляє собою довгий суцільний стрижень, обпертий на регулярно розташовані опори-центратори. Центратори виготовляють так, щоб їх жорсткість в радіальному напрямку була не дуже великою. Це полегшує проходження колони на ділянках збільшення кривизни чи звуження свердловини [4, 5]. Але у горизонтальній свердловині центратори прогинаються під дією ваги обсадної колони, яка обпирається ("сідає") на спеціальні упори. Останні передбачені у конструкції центраторів для того, щоб не допустити контакту обсадних труб зі стінками свердловини та створити між ними гарантований зазор для якісного цементування. Таким чином, центратори працюють як шарнірні опори – унеможливають поперечне зміщення стрижня, проте дозволяють його перетинам повертатися.

Під дією розподіленої ваги, яка діє поперечно до осі колони, ділянка труби між опорами прогинається. Відстань між опорами не може бути дуже великою, тому що величина прогинів може стати більшою за допустимий зазор. Тому необхідно дослідити зв'язок між деформаціями труби та відстанню між її опорами, у якому обмеженням виступає допустимий зазор.

Обпирання колони на опори створює на них сили реакцій, які підтримують її у горизонтальному положенні. При її просуванні на опорах виникають сили тертя, пропорційні реакціям, які створюють у тілі труб осьові сили стиску. У результаті ділянки обсадної колони між опорами знаходяться в умовах поздовжнього згину, що збільшує їх деформації та змінює їх напружено-деформований стан. Величина поздовжніх сил є різною на різних ділянках, оскільки збільшується з віддаленням від вільного кінця.

Метою роботи є розроблення методики розрахунку параметрів напружено-деформованого стану довгого горизонтального нерозрізного стрижня на ділянках між опорами під одночасною дією поздовжньої сили і поперечного рівномірно розподіленого навантаження. Для цього потрібно знайти розв'язок диференціального рівняння поздовжнього згину (1) з врахуванням осьової сили стиску стрижня.

Нумерацію ділянок горизонтальної труби прийнято, починаючи від її вільного кінця: остання прикінцева ділянка має номер 1, передостання – номер 2 і так далі. Опора у початковому перетині кожної ділянки (де $s_0=0$) має номер ділянки. Відлік координати s прийнято від початкового перетину у напрямку до вільного кінця, на якому опора має номер 0.

На кожній n -ій ділянці між опорами на обсадну колону діє розподілена вага j перпендикулярно до її осі та поздовжня сила t_n вздовж осі. Для горизонтальної свердловини $\vartheta_n = 90^\circ$, тому основне рівняння (1) отримає вигляд

$$\theta'' - t_n(\theta - \theta_n) + u_n + js = 0, \quad (2)$$

де n – порядковий номер ділянки; індекс n позначає параметри у її початковому перетині:

θ_n – кут нахилу дотичної до горизонталі;

t_n – осьова сила;

u_n – поперечна сила.

Рівняння (2) є інтегралом диференціального рівняння поздовжнього згину стрижня з врахуванням власної ваги [1]. Його розв'язок визначає прогини стрижня $x(s) = \int \theta ds$; кути поворотів перетинів $\theta = \theta(s)$; внутрішні згинальні моменти $q(s) = d\theta/ds = \theta'$ (це також і кривизна стрижня); внутрішні поперечні сили $u(s) = -q'$ [7].

Розв'язання задачі у першому наближенні

Спочатку вважаємо, що тертям можна знехтувати, тому осьові сили стискання стрижня відсутні. Основне рівняння (2) спрощується до вигляду

$$\theta'' = -js - u_n.$$

Його інтеграл

$$x = \int \theta ds = -j \frac{s^4}{24} - u_n \frac{s^3}{6} + \alpha \frac{s^2}{2} + \beta s + \gamma,$$

де α, β, γ – сталі інтегрування.

Відсутність прогинів на опорах дає такі граничні умови: $x(0) = x(l) = 0$ (де l – довжина ділянки), за якими знайдені u_n і γ . У результаті отримано функції прогинів стрижня x , кутів поворотів θ , згинальних моментів q , поперечних сил u відповідно:

$$x(s) = -j \left(\frac{s^4}{24} - \frac{ls^3}{24} \right) - \frac{\alpha}{l} \left(\frac{s^3}{2} - \frac{ls^2}{2} \right) - \frac{\beta}{l^2} (s^3 - l^2s), \quad (3)$$

$$\theta(s) = -j \left(\frac{s^3}{6} - \frac{ls^2}{8} \right) - \frac{\alpha}{l} \left(\frac{3s^2}{2} - ls \right) - \frac{\beta}{l^2} (3s^2 - l^2), \quad (4)$$

$$q(s) = -j \left(\frac{s^2}{2} - \frac{ls}{4} \right) - \frac{\alpha}{l} (3s - l) - 6s \frac{\beta}{l^2}, \quad (5)$$

$$u(s) = j \left(s - \frac{l}{4} \right) + 3 \frac{\alpha}{l} + 6 \frac{\beta}{l^2}. \quad (6)$$

Невідомі коефіцієнти α і β для кожної ділянки можна визначити із системи лінійних рівнянь, яку потрібно скласти за граничними умовами на краях ділянок (на опорах). Для суцільного неперервного стрижня такими умовами є сумісність деформацій і рівновага згинальних моментів. Отже, виходячи з рівності кутів поворотів (4) і внутрішніх моментів (5) у опорних перетинах суміжних ділянок, маємо:

$$\theta_{n+1}(l_{n+1}) - \theta_n(0) = 0, \quad (7)$$

$$q_{n+1}(l_{n+1}) - q_n(0) = 0. \quad (8)$$

Перше рівняння цілої системи отримується з виразу (5) за умовою, що на вільному кінці труби згинальний момент відсутній: $q_1(l_1) = 0$. Внаслідок цього прогини, кути поворотів і згинальні моменти на 1-ій ділянці будуть більші, ніж на подальших ділянках. З віддаленням від вільного кінця його вплив згасає, а ділянки зрівноважуються та опиняються в однакових умовах взаємодії у перетинах, де вони з'єднані. Завдяки однаковій довжині їх напружено-деформований стан є симетричним відносно середини прогону між опорами. Тому повороти в опорних перетинах відсутні. Останнє рівняння, яке дозволяє замкнути лінійну систему, отримується з виразу (4) для вибраної найвіддаленішої $(n+1)$ -ої ділянки за умовою: $\theta_{n+1}(0) = 0$.

Для чисельної оцінки шуканих параметрів задачі було складено і розв'язано систему 10 лінійних рівнянь для п'яти ділянок шляхом програмування у Mathcad. Для цього застосували вирази (4)–(5) в рівняннях умов (7)–(8) для

опор 1...4 та перше і останнє рівняння. Результати показали, що момент на опорі 4 відрізняється від такого на опорі 5 лише на 0,56%. Отже, з такою похибкою можна вважати, що вже 5-а ділянка має симетричні прогини.

При симетричній схемі прогинів опорний момент

$$q_n(0) = q_n(l) = -jl^2/12, \quad (9)$$

а найбільший прогин посередині ділянки

$$x_{\max} = x(l/2) = -jl^4/384. \quad (10)$$

За вимогами технології спорудження максимальні прогини труби повинні бути обмежені, щоб уникнути її тертя по стінці свердловини та гарантувати зазор для якісного цементування. Тоді за обмеженням, наприклад $x_{\max} \leq l/1000$, можна визначити допустиму відстань між опорами: $l_{\max} \leq \sqrt[3]{0.384/j}$.

Проведені розрахунки показали, що за однакової відстані між опорами на кінцевій ділянці прогин у 2,5 рази більший за допустимий через відсутність згинального моменту на вільному кінці. Але цей прогин відразу стає меншим за допустимий на 8%, якщо зменшити довжину кінцевої ділянки до

$$l_1 = l\sqrt{2/3} = 0.8165l. \quad (11)$$

При цьому згинальний момент на опорі 1 стає рівним моменту (9)

$$q_1(0) = -jl_1^2/8 = q_2(l) = -jl^2/12,$$

а всі подальші ділянки, починаючи з 2-ої, мають симетричну схему прогинів незалежно від кількості залучених у систему рівнянь.

На вільному кінці реакція опори співпадає з поперечною силою:

$$R_0 = u_1(l_1) = 3jl_1/8. \quad (12)$$

Реакція на будь-якій проміжній опорі створює різницю (стрибок) внутрішніх поперечних сил у спільному перетині двох суміжних ділянок:

$$R_n = u_{n+1}(l_{n+1}) - u_n(0). \quad (13)$$

Встановлено, що при зменшеній довжині кінцевої ділянки (11), коли на всіх ділянках встановлюється симетрична схема прогинів, реакції на усіх опорах дорівнюють вазі ділянки: $R_n = jl$ (крім опори 1, де вона більша на 1%).

Таку ж систему рівнянь розв'язано для зменшеної довжини $l_1 = 0,8l$. При цьому встановлено, що на кінцевій опорі реакція менша за розрахункову (12) лише на 0,72%; на опорі 2 реакція відрізняється від ваги ділянки на 0,26%, на подальших опорах реакції дорівнюють вазі ділянки (їх різниця менша за 0,07% і зникає після п'ятої).

Отже, розв'язок задачі деформування довгого горизонтального стрижня на опорах без врахування тертя і осьових сил можна знайти у замкненому вигляді (3)–(6). А завдяки цьому реакції на опорах стають відомими у першому наближенні.

Механізм виникнення осьових сил

Під час просування колони труб у горизонтальній свердловині осьові сили виникають лише за рахунок сил тертя на опорах, а на ділянці між опорами осьова сила у тілі труби залишається постійною.

Встановимо зв'язок між реакцією опори, поперечною силою і осьовою силою у довгому стрижні. Для цього застосуємо лінійну модель сили тертя f , яка пропорційна реакції опори R_n n -ої ділянки: $f = k_t R_n$, де k_t – коефіцієнт тертя.

На вільному кінці реакція опори 0 згідно з (12) створює таку силу тертя і стискальну осьову силу t_1 на 1-ій ділянці:

$$t_1 = k_t R_0 = k_t u_1(l_1). \quad (14)$$

Реакція на опорі 1 відповідно до рівняння балансу (13):

$$R_1 = u_2(l_2) - u_1(0).$$

Різниця внутрішніх поперечних сил на протилежних краях будь-якої ділянки труб дорівнює її вазі незалежно від напружено-деформованого стану:

$$u_n(l_n) - u_n(0) = jl_n. \quad (15)$$

Тоді осьова сила на 2-ій ділянці, яку створюють сила тертя на опорі 1 та осьова сила з боку кінцевої ділянки 1, становить:

$$t_2 = k_t R_1 + t_1 = k_t (u_2(l_2) + jl_1).$$

Реакція на опорі 2, вага 2-ої ділянки і осьова сила на 3-ій ділянці відповідно становлять:

$$R_2 = u_3(l_3) - u_2(0), \quad u_2(l_2) - u_2(0) = jl_2,$$

$$t_3 = k_t R_2 + t_2 = k_t (u_3(l_3) + j(l_2 + l_1)).$$

У загальному випадку, на n -ій ділянці осьова сила t_n створюється силою тертя на опорі $(n-1)$ та осьовою силою t_{n-1} , що діє з боку суміжної $(n-1)$ -ої ділянки (ближчої до вільного кінця). Тому реакція на опорі $(n-1)$, вага $(n-1)$ -ої ділянки та осьова сила на n -ій ділянці відповідно такі:

$$R_{n-1} = u_n(l_n) - u_{n-1}(0),$$

$$u_{n-1}(l_{n-1}) - u_{n-1}(0) = jl_{n-1},$$

$$t_n = k_t R_{n-1} + t_{n-1} = k_t (u_n(l_n) + jL_{n-1}), \quad (16)$$

де $L_{n-1} = \sum_{i=1}^{n-1} l_i$ – довжина колони труб від опори $(n-1)$ до вільного кінця.

Ці рівняння виражають зв'язок (рівновагу) між зовнішніми і внутрішніми силами на довільній n -ій ділянці та на опорі ($n-1$).

Отже, при проштовхуванні обсадної колони у горизонтальну свердловину осьову силу у тілі труби між опорами визначають вага частини колони до її вільного кінця та величина поперечної сили у кінці ділянки. За відсутності тертя ця сила описується за формулою (6). За наявності сил тертя стрижень отримує, крім поперечного, ще й поздовжній згин, тому виникає інше, відмінне значення поперечної сили. Для її знаходження необхідно розв'язати основне рівняння (2).

Розв'язок основного рівняння деформацій

При проштовхуванні колони труб вони стиснені, тому осьова сила від'ємна: $t < 0$. Позначимо $|t| = \tau^2$, врахуємо її знак у рівнянні деформацій (2) і отримаємо

$$\theta'' + \tau^2 \theta = -j s + \tau^2 \theta_n - u_n. \quad (17)$$

Загальний розв'язок цього лінійного неоднорідного диференціального рівняння 2-го порядку

$$\theta = \alpha \cos \tau s + \beta \sin \tau s - \frac{j}{\tau^2} s + \theta_n - \frac{u_n}{\tau^2},$$

звідки маємо прогини стрижня між опорами

$$x = \int \theta ds = \alpha \frac{\sin \tau s}{\tau} - \beta \frac{\cos \tau s}{\tau} - \frac{j}{\tau^2} \frac{s^2}{2} + \left(\theta_n - \frac{u_n}{\tau^2} \right) s + \gamma.$$

За граничними умовами на опорах $x(0) = x(l) = 0$ визначено сталі інтегрування $(\theta_n - u_n/\tau^2)$ і γ та знайдено прогини стрижня x , кути поворотів θ , згинальні моменти q , поперечні сили u відповідно:

$$x(s) = \alpha s \left(\frac{\sin \tau s}{\tau s} - \frac{\sin l \tau}{l \tau} \right) + \beta s \left(\frac{1 - \cos \tau s}{\tau s} - \frac{1 - \cos l \tau}{l \tau} \right) + \frac{j}{\tau^2} \cdot \frac{s(l-s)}{2}, \quad (18)$$

$$\theta(s) = x' = \alpha \left(\cos \tau s - \frac{\sin l \tau}{l \tau} \right) + \beta \left(\sin \tau s - \frac{1 - \cos l \tau}{l \tau} \right) + \frac{j}{\tau^2} \left(\frac{l}{2} - s \right), \quad (19)$$

$$q(s) = \theta' = -\alpha \tau \sin \tau s + \beta \tau \cos \tau s - \frac{j}{\tau^2}, \quad (20)$$

$$u(s) = -q' = \alpha \tau^2 \cos \tau s + \beta \tau^2 \sin \tau s. \quad (21)$$

Розширення системи рівнянь рівноваги для врахування осьових сил

За граничними умовами на краях ділянок (на опорах) потрібно скласти систему рівнянь рівноваги, з якої визначити невідомі сталі інтегрування.

Для кінцевої опори, на яку обпертий вільний кінець 1-ої ділянки, згідно з (20) можна скласти одне рівняння

$$q_1(l_1) = -\alpha_1 \frac{(l\tau)_1 \sin(l\tau)_1}{l_1} + \beta_1 \frac{(l\tau)_1 \cos(l\tau)_1}{l_1} - \frac{j}{t_1} = 0. \quad (22)$$

Тут і у наступних рівняннях навмисно утворено параметри $(l\tau)_n$, які виступають і як аргументи тригонометричних функцій.

Для кожної n -ої опори згідно з (19) можна скласти одне рівняння сумісності деформацій (7), у якому

$$\theta_{n+1}(l_{n+1}) = \alpha_{n+1} \left(\cos(l\tau)_{n+1} - \frac{\sin(l\tau)_{n+1}}{(l\tau)_{n+1}} \right) + \beta_{n+1} \left(\sin(l\tau)_{n+1} - \frac{1 - \cos(l\tau)_{n+1}}{(l\tau)_{n+1}} \right) - \frac{j l_{n+1}}{2 t_{n+1}},$$

$$\theta_n(0) = \alpha_n \left(1 - \frac{\sin(l\tau)_n}{(l\tau)_n} \right) - \beta_n \frac{1 - \cos(l\tau)_n}{(l\tau)_n} + \frac{j l_n}{2 t_n}.$$

Згідно з (20) можна скласти друге рівняння – рівняння рівноваги опорних моментів (8), де

$$q_{n+1}(l_{n+1}) = -\alpha_{n+1} \frac{(l\tau)_{n+1} \sin(l\tau)_{n+1}}{l_{n+1}} + \beta_{n+1} \frac{(l\tau)_{n+1} \cos(l\tau)_{n+1}}{l_{n+1}} - \frac{j}{t_{n+1}},$$

$$q_n(0) = \beta_n \frac{(l\tau)_n}{l_n} - \frac{j}{t_n}.$$

Усі ці рівняння містять параметр $1/t_n = 1/\tau_n^2$, обернений до величини осьової сили. Покладемо, що вона теж підлягає визначенню із системи рівнянь. Таким чином, для кожної ділянки стрижня потрібно визначати три невідомі: α_n , β_n , $1/t_n$. Необхідне для цього третє рівняння вдається отримати завдяки зв'язку (14)–(16), встановленому між реакцією і силою тертя на опорі та поперечною силою і осьовою силою у стрижні.

Для опори на вільному кінці згідно з (14)

$$u_1(l_1) = \frac{\tau_1^2}{k},$$

тому для 1-ої ділянки згідно з (21) можна скласти ще одне рівняння

$$\frac{u_1(l_1)}{\tau_1^2} = \alpha_1 \cos l_1 \tau_1 + \beta_1 \sin l_1 \tau_1 = \frac{1}{k_t}.$$

Для будь-якої n -ої ділянки згідно з (16)

$$u_n(l_n) = \frac{t_n}{k_t} - jL_{n-1},$$

тому згідно з (21) можна скласти таке третє рівняння:

$$\frac{u_n(l_n)}{\tau_n^2} = \alpha_n \cos(l\tau)_n + \beta_n \sin(l\tau)_n + \frac{jL_{n-1}}{t_n} = \frac{1}{k_t}.$$

Для 1-ої ділянки є лише два рівняння, тому для замикання системи потрібно ще одне. Наприклад, для початку $(n+1)$ -ої ділянки його можна скласти за умовою защемлення $\theta_{n+1}(0) = 0$ чи вільного обпирання $q_{n+1}(0) = 0$. Проте, використавши нелінійність розв'язку (21), його можна застосувати за умовою (15) до ваги $(n+1)$ -ої ділянки та скласти таке останнє рівняння системи:

$$-\alpha_{n+1}(1 - \cos(l\tau)_{n+1}) + \beta_{n+1} \sin(l\tau)_{n+1} - \frac{jL_{n+1}}{t_{n+1}} = 0.$$

Загальна методика розв'язання задачі

Отримана система алгебраїчних рівнянь є нелінійною. Вона містить функції невідомого параметра $l\tau = l\sqrt{t}$, який залежить від осьової сили t на кожній ділянці, яка, у свою чергу, підлягає визначенню із системи як $1/t$.

Розв'язати задачу дозволяє запропонована модель (16) утворення осьової сили у стрижні. Підставивши осьову силу (16) в основне рівняння (17), маємо

$$\theta'' + k_t (u_n(l_n) + jL_{n-1}) \theta = -js + t_n \theta_n - u_n. \quad (23)$$

Для кожної ділянки відомими є її довжина l_n та відстань L_{n-1} до вільного кінця. Після деформування стрижня крайові параметри $u_n(l_n)$, u_n , θ_n , t_n отримують свої конкретні значення, які залишаються постійними на кожній ділянці.

Рівняння (23) містить параметр k_t , від якого залежить його розв'язок. Він же є коефіцієнтом тертя і може набувати значень у межах $0 \leq k_t \leq k_{\max} < 1$. Розв'язком (23) є функції, які описують напружено-деформований стан стрижня на ділянці між опорами. Розв'язок основного рівняння при $k_t = 0$ (за відсутності тертя) знайдений у замкнутому вигляді (3)–(6) і може слугувати першим наближенням.

Застосуємо теорему Пуанкаре про неперервну залежність розв'язку диференціального рівняння від параметра. При поступовому і не-

значному збільшенні параметра розв'язок рівняння (23) з ненульовим k_t у числовому вираженні буде неперервно і незначно відхилятися від знайденого розв'язку першого наближення. Отже, при прикладанні на опорах незначних осьових сили ($0 < k_t \ll 1$) розв'язки основного рівняння, а саме функції розподілу прогинів, кутів поворотів, згинальних моментів і поперечних сил на ділянках стрижня, будуть змінюватись не кардинально (не стрибкоподібно), а лише дещо відхиляючись від знайденого розв'язку (3)–(6).

Виходячи з цього, розроблено наступну методику розв'язання задачі.

Спочатку у першому наближенні слід знайти поперечні сили $u_n(l_n)$ на кінці кожної ділянки. При регулярному розташуванні опор – це $u_n(l) = jl/2$, а для вільного кінця – це (12). Проте для випадку, коли довжини l_n кожної ділянки різні, потрібно за розв'язками (3)–(6) основного рівняння при $k_t = 0$ (без тертя) скласти та розв'язати відповідну систему рівнянь сумісності деформацій і рівноваги опорних моментів (7)–(8) для тієї ж кількості і довжини ділянок, які прийнято до розгляду, звідки знайти усі значення $u_n(l_n)$ у першому наближенні.

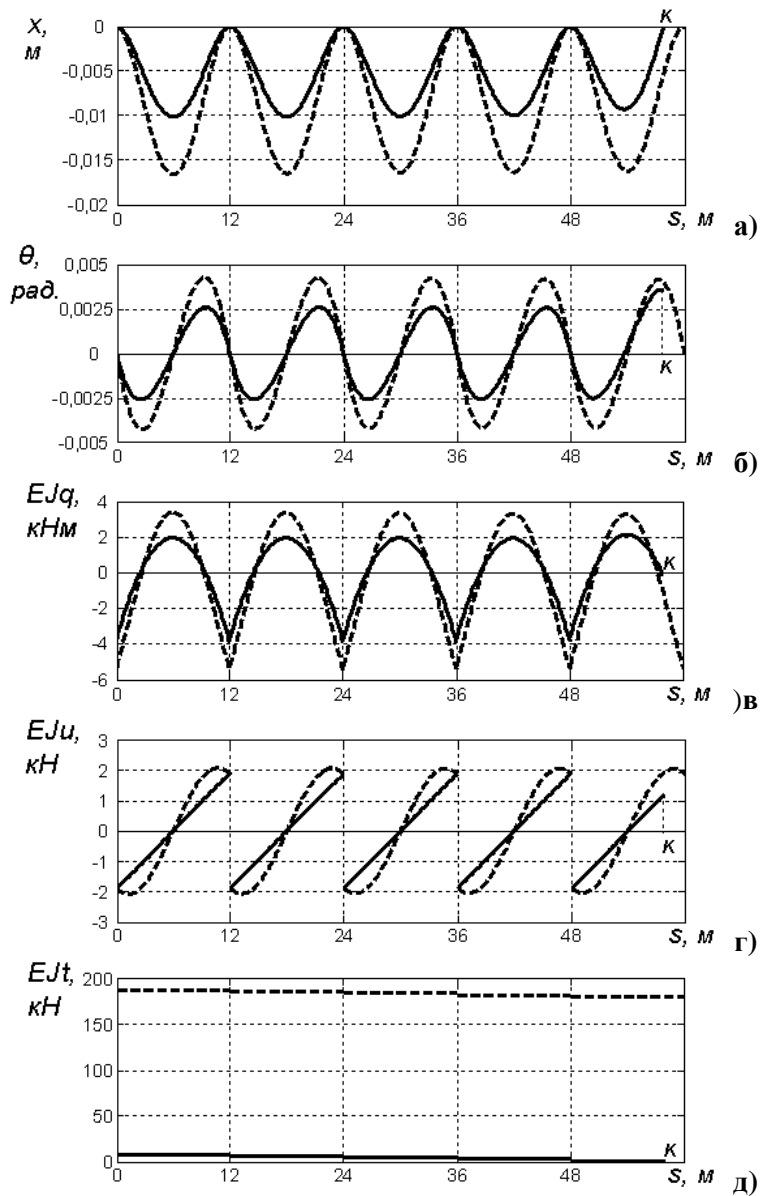
Далі для кожної ділянки за формулою (16) слід визначити значення осьових сил t_n і встановити значення $(l\tau)_n = l_n \sqrt{t_n}$ як відомі. Їх підстановка у систему алгебраїчних рівнянь перетворює функції параметрів $(l\tau)_n$ на відомі коефіцієнти, а саму систему – на лінійну відносно невідомих α_n , β_n , $1/t_n$.

Розв'язання цієї системи дає уточнені значення t_n та параметрів $(l\tau)_n$ у наступному наближенні. Підстановку останніх у систему рівнянь та її розв'язання слід повторювати до досягнення потрібної точності значень осьових сил t_n .

Аналіз результатів комп'ютерної реалізації

Розроблений алгоритм реалізовано у програмному середовищі MatLab. На визначення усіх параметрів напружено-деформованого стану на 100 ділянках стрижня (система із 300 рівнянь), у першу чергу осьових сил з точністю у 14 значущих цифр мантиси, затрачається 386 ітерацій та 10 с часу на одноядерному мікропроцесорі Intel Pentium 4 з робочою частотою 2,6 ГГц.

На рисунку 1 представлені графічні результати розрахунків параметрів напружено-



а) прогини ділянок колони; б) кути поворотів перетинів; в) згинальні моменти; г) поперечні сили; д) осьові стискальні сили; суцільні лінії – ділянки від 5 до 1; штрихові лінії – ділянки від 100 до 96; К – перетин вільного кінця (опора 0).

Рисунок – Графіки параметрів горизонтальної обсадної колони

деформованого стану горизонтальної обсадної колони діаметром 140 мм і товщиною стінки 10.5 мм ($l=12$ м; $k_t=0,5$; $j=1,85 \cdot 10^{-4} \text{ м}^{-3}$; $EJ=1,7 \cdot 10^6 \text{ Нм}^2$). Вони показують, що від 2-го до 100-го прогону величини деформаційних і силових параметрів зростають: максимальні прогини і повороти – на 66%, опорні моменти – на 44%, моменти посередині ділянки – на 78%, осьові сили – у 75 разів. Слід звернути увагу, що характер розподілу поперечних сил змінюється з лінійного, спричиненого рівномірно розподіленим поперечним навантаженням, до синусоїдального, який створюють значна стискальна сила та поздовжній згин прогону.

Врахування умов технології спорудження свердловини

Обмеження максимальних прогинів. Значне зростання прогинів з віддаленням від вільного кінця є неприпустимим. Проте приріст осьової сили на кожній наступній ділянці обмежений і не більший за $k_t R_n$. При регулярному розташуванні опор поперечна сила $u(l) = 0,5jl$, тоді згідно з (16) осьова сила

$$t_n = \tau^2 = k_t(u(l) + jL_{n-1}) = k_t jl(n - 0.7) \quad (24)$$

за прийнятої довжини $l_1 = 0,8l$.

З (24) випливає, що осьові сили на суміжних ділянках після 20 прогонів відрізняються

менш як на 5%, а після 100 прогонів – менш як на 1%. З такою похибкою можна вважати їх однаковими, так само як й інші параметри напружено-деформованого стану.

Підставивши вирази кутів поворотів (19) в умову $\theta_n(0) = \theta_n(l)$, отримуємо

$$-\alpha(1 - \cos l\tau) + \beta \sin l\tau = \frac{jl}{t}.$$

Це ж саме рівняння можна отримати і за виразом (15) ваги довільної ділянки.

Вираз поперечної сили (21) у кінці ділянки дає друге рівняння:

$$\frac{u(l)}{\tau^2} = \alpha \cos l\tau + \beta \sin l\tau = \frac{jl}{2t}.$$

За розв'язком системи цих двох рівнянь відносно α і β та виразами (18)-(21) знайдено прогини стрижня x , кути поворотів θ , згинальні моменти q , поперечні сили u відповідно:

$$x(s) = -\frac{jl^2}{2t} \cdot \frac{\sin l\tau}{l\tau} \left(\frac{\sin \tau s}{\sin l\tau} - \frac{1 - \cos \tau s}{1 - \cos l\tau} \right) + \frac{js(l-s)}{2t},$$

$$\theta(s) = -\frac{jl \cdot \sin l\tau}{2t} \left(\frac{\cos \tau s}{\sin l\tau} - \frac{\sin \tau s}{1 - \cos l\tau} \right) + \frac{j(l-2s)}{2t},$$

$$q(s) = \frac{jl^2}{2} \cdot \frac{\sin l\tau}{l\tau} \left(\frac{\sin \tau s}{\sin l\tau} + \frac{\cos \tau s}{1 - \cos l\tau} \right) - \frac{j}{t},$$

$$u(s) = -\frac{jl \cdot \sin l\tau}{2} \left(\frac{\cos \tau s}{\sin l\tau} - \frac{\sin \tau s}{1 - \cos l\tau} \right).$$

Оскільки $\theta(l/2) = x'(l/2) = 0$, то найбільший прогин посередині ділянки:

$$x_{\max} = x(l/2) = -\frac{jl^4}{384} \left(\frac{3 \operatorname{tg}(l\tau/4)}{(l\tau/4)^3} - \frac{3}{(l\tau/4)^2} \right). \quad (25)$$

Розклад виразу у ряд при $\xi = l\tau/4$ дає

$$\frac{3}{\xi^2} \left(\frac{\operatorname{tg} \xi}{\xi} - 1 \right) = 1 + \frac{2}{5} \xi^2 + \frac{17}{105} \xi^4 + \frac{62}{945} \xi^6 + \dots$$

При $t = 0$ цей ряд дорівнює 1, а прогин точно співпадає з (10). При значенні $l\tau = 2\pi$ ряд і прогини зростають нескінченно. Тому необхідно встановити обмеження на ріст прогинів труби, наприклад, їх допустиме збільшення лише до 50% (не більше, ніж у 1,5 рази). Для цього слід розв'язати трансцендентне рівняння, що утворюється з (25):

$$3 \operatorname{tg}(l\tau/4) - 3(l\tau/4) = 1.5(l\tau/4)^3.$$

Його розв'язок $l\tau/4 = 0,911$. За виразом (24) можна знайти кількість прогонів з допустимою довжиною: $n = (l\tau)^2 / (k_t j l^3) + 0,7$. Щоб відновити допустимий прогин на подальших ділянках, відстані між опорами слід зменшити лише на 10%, оскільки $\sqrt[4]{1/1,5} = 0,9$.

Моменти сил тертя на центраторах.

Сила тертя прикладена до зовнішньої поверхні центратора діаметром d та створює в опорному перетині момент тертя $m_n = k_t R_n d/2$. Тоді для кінцевої опори рівняння (22) слід скласти так

$$-\alpha_1 (l\tau)_1 \sin(l\tau)_1 + \beta_1 (l\tau)_1 \cos(l\tau)_1 - \frac{jl_1}{t_1} = -\frac{(l\tau)_1^2 d}{2l_1}.$$

Рівняння рівноваги моментів (8) слід записати так: $q_{n+1}(l_{n+1}) - q_n(0) = -m_n$, де згідно з

$$(13) \quad \text{момент тертя} \quad m_n = k_t (u_{n+1}(l_{n+1}) - u_n(0)) d/2.$$

За виразами поперечних сил (21) отримаємо

$$m_n = \frac{k_t d}{2} \left(-\alpha_n \frac{(l\tau)_n^2}{l_n^2} + \alpha_{n+1} \frac{(l\tau)_{n+1}^2 \cos(l\tau)_{n+1}}{l_{n+1}^2} + \beta_{n+1} \frac{(l\tau)_{n+1}^2 \sin(l\tau)_{n+1}}{l_{n+1}^2} \right).$$

Підставляючи цей момент тертя разом з виразами (20) у рівняння рівноваги моментів, потрібно згрупувати доданки з однаковими коефіцієнтами α і β .

Відхилення реальної свердловини від горизонталі.

Внаслідок геологічних, технічних і технологічних відхилень під час буріння свердловини її окремі ділянки можуть не співпадати із горизонталлю. У результаті цього опори обсадної колони отримують зміщення по вертикалі уверх чи вниз, а локальні осі ділянок між опорами – взаємні повороти, внаслідок чого змінюються опорні згинальні моменти. Тому в перетинах опор такого стрижня рівнянням сумісності деформацій замість (7) повинна бути рівність зенітних кутів у спільному перетині – у кінці наступної (рахуючи від вільного кінця) і на початку попередньої ділянок: $\vartheta_{n+1}(l_{n+1}) = \vartheta_n(0)$.

Для визначення реального профілю свердловини перед встановленням обсадної колони проводять її глибинну інклінометрію – вимірюють дійсні зенітні кути ϑ_n нахилу осей ділянок до вертикалі (з кроком 10 м). Знаючи ці кути, можна визначити зенітний кут будь-якого перетину на ділянці стрижня [7]: $\vartheta(s) = \vartheta_n + \theta(s)$, $\vartheta_{n+1}(l_{n+1}) = \vartheta_{n+1} + \theta_{n+1}(l_{n+1})$, $\vartheta_n(0) = \vartheta_n + \theta_n(0)$. Отже, замість рівняння (7) у системі потрібно застосувати таке рівняння сумісності деформацій:

$$\theta_{n+1}(l_{n+1}) - \theta_n(0) = \vartheta_n - \vartheta_{n+1}.$$

Випадок витягування колони труб. При спорудженні свердловини можливі два випадки (плановий і аварійний), під час яких колону труб рухають у протилежному від вільного кінця напрямку. В аварійному випадку виникає необхідність витягнути колону із свердловини для проведення її ремонту. Плановий випадок передбачений технологією натягування обсадної колони після її встановлення у свердловині з метою зменшення прогинів труб і створення більших зазорів для цементування.

Під час витягування колони труб із свердловини сили тертя на опорах розтягують трубу, тому осьова сила додатна: $t_n > 0$. Позначивши $t_n = \tau^2$, із (2) отримаємо таке диференціальне рівняння

$$\theta'' - \tau^2 \theta = -j s - (u_n + \tau^2 \theta_n).$$

Загальний розв'язок цього рівняння та інтеграл містять гіперболічні функції:

$$\theta = \alpha \operatorname{ch} \tau s + \beta \operatorname{sh} \tau s + \frac{j}{\tau^2} s + \frac{u_n}{\tau^2} + \theta_n,$$

$$x = \int \theta ds = \alpha \frac{\operatorname{sh} \tau s}{\tau} + \beta \frac{\operatorname{ch} \tau s}{\tau} + \frac{j}{\tau^2} \frac{s^2}{2} + \left(\frac{u_n}{\tau^2} + \theta_n \right) s + \gamma.$$

За граничними умовами на опорах $x(0) = x(l) = 0$ отримано два коефіцієнти $(\theta_n + u_n/\tau^2)$ і γ . Далі визначено прогини стрижня x , кути поворотів θ , згинальні моменти q , поперечні сили u відповідно:

$$x(s) = \alpha s \left(\frac{\operatorname{sh} \tau s}{\tau s} - \frac{\operatorname{sh} l \tau}{l \tau} \right) + \beta s \left(\frac{\operatorname{ch} \tau s - 1}{\tau s} - \frac{\operatorname{ch} l \tau - 1}{l \tau} \right) - \frac{j}{\tau^2} \cdot \frac{s(l-s)}{2},$$

$$\theta(s) = \alpha \left(\operatorname{ch} \tau s - \frac{\operatorname{sh} l \tau}{l \tau} \right) + \beta \left(\operatorname{sh} \tau s - \frac{\operatorname{ch} l \tau - 1}{l \tau} \right) - \frac{j}{\tau^2} \left(\frac{l}{2} - s \right),$$

$$q(s) = \alpha \tau \operatorname{sh} \tau s + \beta \tau \operatorname{ch} \tau s + \frac{j}{\tau^2},$$

$$u(s) = -\alpha \tau^2 \operatorname{ch} \tau s - \beta \tau^2 \operatorname{sh} \tau s.$$

Подальше розв'язання задачі проводиться за методикою, викладеною вище.

Аналогічно до (25) знайдено максимальні прогини на ділянках, віддалених від вільного кінця:

$$x_{\max} = x(l/2) = -\frac{j l^4}{384} \cdot \frac{3}{(l \tau / 4)^2} \left(1 - \frac{\operatorname{th}(l \tau / 4)}{l \tau / 4} \right).$$

Розклад виразу у ряд при $\xi = l \tau / 4$ дає

$$\frac{3}{\xi^2} \left(1 - \frac{\operatorname{th} \xi}{\xi} \right) = 1 - \frac{2}{5} \xi^2 + \frac{17}{105} \xi^4 - \frac{62}{945} \xi^6 + \dots$$

При $t = 0$ ряд дорівнює 1, а прогин співпадає з (10). Зі збільшенням параметра ξ вираз у дужках прямує до 1, а множник $3/\xi^2$ зменшується. Це підтверджує, що зі зростанням осьової сили розтягу t прогини стрижня між опорами зменшуються.

Висновки

Довга обсадна колона на центраторах при просуванні у горизонтальну свердловину перебуває у стані поперечного і поздовжнього згинів під дією власної ваги і сил тертя, які створюють осьові стискальні сили. Останні є змінними по довжині та залежать від величин реакцій опор, які, проте, можна знайти у першому наближенні без врахування тертя.

Геометричні та силові параметри деформування труб на ділянках між опорами можна визначити із системи рівнянь сумісності поворотів перетинів та рівноваги опорних моментів, які отримані за розв'язком диференціального рівняння поздовжньо-поперечного згину пружного стрижня. Ці рівняння містять параметри осьових сил, які теж підлягають визначенню із утвореної системи алгебраїчних рівнянь.

Розв'язання задачі стає можливим завдяки залученню у систему рівнянь поперечних сил, які одержані на основі встановленого зв'язку між поперечними і осьовими силами у колоні та реакціями і силами тертя на опорах. Завдяки значенням осьових сил, розрахованим у першому наближенні, система стає лінійною, а її ітераційне розв'язування дозволяє знайти шукані параметри з високою точністю.

Розроблена методика дозволяє врахувати додаткові моменти сил тертя, які діють на центраторах, та вплив відхилень ділянок свердловини від горизонталі на зміну деформаційно-силових параметрів. Також виведено формули для розрахунку оптимальної відстані між центраторами обсадної колони та знайдено розв'язки задачі для випадку протилежного напрямку її руху.

Отримані результати служать для аналізу напружено-деформованого стану колони обсадних труб у технологічному процесі спорудження горизонтальної свердловини, що дозволяє підвищити надійність і довговічність її експлуатації.

1. Рачкевич Р. В. Плоский згин бурильної колони при її стиску в горизонтальному стовбурі свердловини. *Проблеми прочності*. 2014. № 6. С. 150-155.
2. Гуляев В. И., Глазунов С. Н. Устойчивость и колебания вращающейся бурильной колонны в канале горизонтальной скважины. *Проблеми прочності*. 2017. № 6. С. 43-52.
3. Витвицький І. І., Сенюшкович М. В., Шацький І. П. Розрахунок віддалі між пружно-жорсткими центраторами обсадної колони. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. № 5. С. 29-35.
4. Шацький І. П., Білецький Я. С., Витвицький І. І. Двобічні оцінки жорсткості і міцності центратора обсадної колони. *Праці Одеського політехнічного університету*. 2014. № 1(43). С. 68-73.
5. Shatskyi I., Velychkovych A., Vytvytskyi I., Seniushkovych M. Analytical models of contact interaction of casing centralizers with well wall. *Engineering Solid Mechanics*. 2019. No 7. P. 355-366.
6. Miller J. T., Su T., Dussan V. E. B., Pabon J., Wicks N., Bertoldi K., Reis P. M. Buckling-induced lock-up of a slender rod injected into a horizontal cylinder. *International Journal of Solids and Structures*. 2015. No 72. C. 153-164.
7. Крижанівський Є. І., Палійчук І. І., Малик Г. Д. Великі деформації обсадної колони під дією власної ваги у криволінійній свердловині. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2018. № 6. С. 72-79.

1. Rachkevich R. V. In-Plane Bending of a Drill String During its Compression in a Horizontal Borehole. *Strength of Materials*. 2014. Vol. 46. No 6. P. 843-847. [in Ukrainian]
2. Gulyayev V. I., Glazunov S. N. Stability and Vibrations of a Rotating Drill String in a Horizontal Wellbore. *Strength of Materials*. 2017. Vol. 49. No 6. P. 769-777. [in Russian].
3. Vytvytskyi I. I., Seniushkovych M. V., Shatskyi I. P. Calculation of distance between elasticrigid centralizers of the casing. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2017. No 5. P. 29-35. [in Ukrainian]
4. Shatskyi I. P., Biletskyi Ya. S., Vytvytskyi I. I. Two-Side Estimates of Rigidity and Strength of Casing Centralizer. *Odes'kyi Politekhnychnyi Universytet: Pratsi*. 2014. No 1(43). P. 68-73. [in Ukrainian]
5. Shatskyi I., Velychkovych A., Vytvytskyi I., Seniushkovych M. Analytical models of contact interaction of casing centralizers with well wall. *Engineering Solid Mechanics*. 2019. No 7. P. 355-366.
6. Miller J. T., Su T., Dussan V. E. B., Pabon J., Wicks N., Bertoldi K., Reis P. M. Buckling-induced lock-up of a slender rod injected into a horizontal cylinder. *International Journal of Solids and Structures*. 2015. No 72. C. 153-164.
7. Kryzhanivskyi Ye. I., Paliichuk I. I., Malyk H. D. Large Deformations of the Casing String Under its Own Weight in the Curvilinear Well. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2018. No 6. P. 72-79. [in Ukrainian]

ЗАКОНОМІРНОСТІ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ МЕХАНІЗОВАНОГО ІМПУЛЬСНО-ДУГОВОГО ЗВАРЮВАННЯ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЙОГО СТАБІЛЬНОСТІ

¹С. Ю. Максимов, ¹Л. С.Шлапак, ²А. А.Гаврилюк, ¹І. М. Сем'яник, ¹В. А.Ониськів

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727137,
e-mail: public@nimg.edu.ua

²ІЕЗ ім. Е. О. Патона; 03650, м. Київ, вул. Каземира Малевича, 11;
тел. (044) 2875529

Механізоване дугове зварювання в захисних газах з короткими замиканнями (к.з.) виконується при помірних значеннях зварювального струму (до 180...220 А) і відносно низькій напрузі (18...24 В) на дузі. Головним недоліком процесу є розбризкування при плавленні електродного металу та його перенесенні в зварювальну ванну. Усунення недоліків можливе через реалізацію керованого перенесенні розплавленого електродного металу у зварювальну ванну – за рахунок імпульсного характеру горіння дуги. При імпульсно-дуговому зварюванні (ІДЗ) одним з основних прийомів підвищення ефективності процесу є обмеження максимальної величини струму короткого замикання $I_{к.з.}^{\max}$ за рахунок збільшення індуктивного опору L в зварювальній ланці. Реалізація експериментальних робіт передбачала виконання наплавлень на пластину з програмуванням режиму роботи інвертора на різних значеннях $L_B = 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30$ з частотою $f = 25$ Гц і шпаруватістю $C = 2$. При аналізі осцилограм зварювального струму та їх статистичній обробці встановлено, що зменшення величини $v_{ст.}$ веде до суттєвого обмеження максимальної величини струму короткого замикання $I_{к.з.}^{\max}$. Статистична обробка миттєвих значень зварювального струму показала, що збільшення швидкості зростання струму $v_{ст.}$, починаючи з $v_{ст.} = 1,23$ кА/с до $v_{ст.} = 50$ кА/с, призводить до зменшення середньої тривалості короткого замикання не менше ніж в 10 разів. Одночасно з цим збільшується середня частота коротких замикань – більш ніж удвічі. Підвищення $v_{ст.}$ призводить до порушення стабільності імпульсного процесу і це відбивається у збільшенні середньої частоти обриву дуги більш ніж у 30 разів. Збільшення енергетичних показників ІДЗ до рівня $I_{ср} = 220...225$ А, $U_{ср} = 24,5...25,9$ В, $Q \approx 7,9...8,0$ кДж/см призвело до змін параметрів, які характеризують процес імпульсного зварювання з короткими замиканнями. Відбулося різке зменшення середньої частоти коротких замикань (в 2...3 рази) та середньої тривалості к.з. (удвічі).

Ключові слова: дуга, напруження, струм, режими зварювання, коротке замикання.

Механизованная дуговая сварка в защитных газах с короткими замыканиями (к.з.) выполняется при умеренных значениях сварочного тока (до 180...220 А) и относительно низком напряжении (18...24 В) на дуге. Главным недостатком процесса является разбрызгивание при плавлении электродного металла и его переносе в сварочную ванну. Устранение недостатков возможно путём реализации управляемого переноса расплавленного электродного металла в сварочную ванну – за счет импульсного характера горения дуги. При импульсно-дуговой сварке (ИДС) одним из основных приёмов повышения эффективности процесса является ограничение максимальной величины тока короткого замыкания $I_{к.з.}^{\max}$ за счет увеличения индуктивного сопротивления L в сварочной цепи. Реализация экспериментальных работ предусматривала выполнение наплавки на пластину с программированием режима работы инвертора на разных значениях $L_B = 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30$ с частотой $f = 25$ Гц и скважностью $C = 2$. При анализе осциллограмм сварочного тока и их статистической обработке установлено, что уменьшение величины $v_{ст.}$ ведет к существенному ограничению максимальной величины тока короткого замыкания $I_{к.з.}^{\max}$. Статистическая обработка мгновенных значений сварочного тока показала, что увеличение скорости нарастания тока $v_{ст.}$, начиная от $v_{ст.} = 1,23$ кА/с до $v_{ст.} = 50$ кА/с, приводит к уменьшению средней продолжительности короткого замыкания не менее чем в 10 раз. Одновременно с этим увеличивается средняя частота коротких замыканий – более чем в 2 раза. Повышение $v_{ст.}$ приводит к нарушению стабильности импульсного процесса и это отражается в увеличении средней частоты обрыва дуги более чем в 30 раз. Увеличение энергетических показателей ИДС до уровня $I_{ср} = 220...225$ А, $U_{ср} = 24,5...25,9$ В, $Q \approx 7,9...8,0$ кДж/см привело к изменениям параметров, которые характеризуют процесс импульсной сварки с короткими замыканиями. Произошло резкое уменьшение средней частоты коротких замыканий (в 2...3 раза) и средней продолжительности к.з. (в 2 раза).

Ключевые слова: дуга, напряжение, ток, режимы сварки, короткое замыкание.

Mechanized arc welding in protective gases with short circuits (s.c.) is performed at moderate values of the welding current (up to 180 ... 220 A) and at the relatively low voltage (18 ... 24 V) on the arc. The main disadvantage of the process is spattering when melting an electrode metal and when transferring it to a weld bath. The elimination of disadvantages is possible through the implementation of a controlled transfer of molten electrode metal to a welding bath - due to the pulsed nature of arc burning. At pulse-arc welding (PAW), one of the main methods of increasing the efficiency of the process is to limit the maximum value of the short-circuit current $I_{s.c.}^{max}$ by increasing the inductive resistance L in the arc-welding circuit. Proceeding from the features of mechanized arc welding, the purpose of the research is to specify the influence of the velocity of the growth of the welding current v_c during the s.c. on the arc stability. The implementation of experimental work presupposes surfacing on a plate with the programming of the operating mode of the inverter at different values (9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30) with the frequency $f = 25$ Hz and a pulse ratio $C = 2$. While analyzing oscillograms of welding current and processing their records, it was established that a decrease of the velocity of the welding current growth leads to a significant limitation of the maximum value of the short-circuit current. The statistical processing of the momentary values of the welding current shows that the increase in the velocity of current growth v_c starting with $v_c = 1.23$ kA / s to $v_c = 50$ kA / s makes the average short-circuit duration 10 times shorter. At the same time, the average frequency of short circuits grows more than twice. The increase of v_c leads to the destabilization of the pulse process and this is reflected in the 30-times increase of the average frequency of arc break. The increase of the energy indexes of the PAW to the $I_{av.} = 220 \dots 225$ A, $U_{av.} = 24.5 \dots 25.9$ V, $Q \approx 7.9 \dots 8.0$ kJ / cm led to the changes in the parameters which characterize the process of pulsed welding with short circuits. There is a sharp decrease in the average frequency of short circuits (2 ... 3 times as rarely) and the average duration of s.c. (twice shorter).

Keywords: arc, voltage, current, welding conditions, short circuit.

Вступ

При імпульсно-дуговому зварюванні одним з основних прийомів підвищення ефективності процесу є обмеження максимальної величини струму короткого замикання $I_{к.з.}^{max}$ за рахунок збільшення індуктивного опору L в зварювальній ланці. Параметри індуктивного опору зварювального ланцюга визначають швидкість зростання струму $v_{ст.}$ під час к.з., від якої залежить $I_{к.з.}^{max}$, стабільність процесу зварювання та інтенсивність розбризкування електродного металу [1]. Під стабільним протіканням процесу імпульсно-дугового зварювання будемо вважати такий процес, в якому не відбувається порушення горіння зварювальної дуги. Ознакою порушення горіння дуги буде перехід роботи джерела живлення в холостий хід, що буде фіксуватися інформаційно-вимірювальною системою при ресстрації миттєвих значень струму та напруги на дузі.

Аналіз стану проблеми досліджень

Відомо, що механізоване дугове зварювання в захисних газах з короткими замиканнями (к.з.) виконується при помірних значеннях зварювального струму (до 180...220 А) і відносно низькій напрузі (18...24 В) на дузі. Головним недоліком процесу є розбризкування при плавленні електродного металу та його перенесенні у зварювальну ванну, що позначаються на продуктивності процесу, знижуючи її [1]. У роботах [2-8], присвячених удосконалюванню технологічних процесів дугового зварювання в захисних газах, автори на підставі теоретичних

і практичних пошуків дійшли висновку, що усунення недоліків можливе через реалізацію керованого перенесення розплавленого електродного металу у зварювальну ванну. Реалізація такого перенесення і контроль за процесами, які проходять при цьому у дуговому проміжку, значною мірою визначає умови якісного формування наплавленого металу, стабільність процесу, величину втрат електродного металу і технологічність процесів дугового зварювання в захисних газах. На сучасному етапі розвитку зварювальних технологій кероване перенесення електродного металу можливе за рахунок імпульсного характеру горіння дуги [9-11].

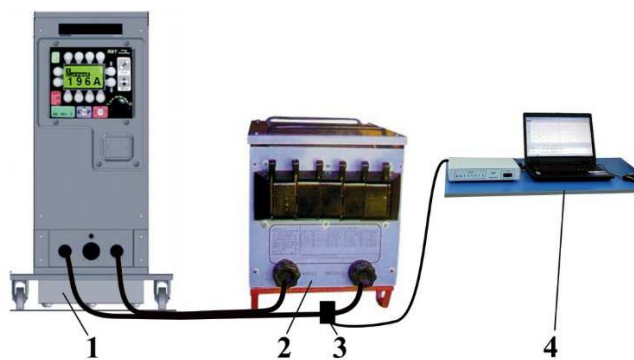
Мета: встановлення закономірностей впливу зміни швидкості зварювального струму під час короткого замикання на стабільність горіння зварювальної дуги.

Задачі дослідження

1. Дослідження впливу величини швидкості зростання зварювального струму на стабільність горіння зварювальної дуги при імпульсно-дуговому зварюванні;
2. Встановлення впливу енергетичних показників імпульсно-дугового зварювання на параметри, які характеризують процес імпульсного зварювання з коротким замиканням.

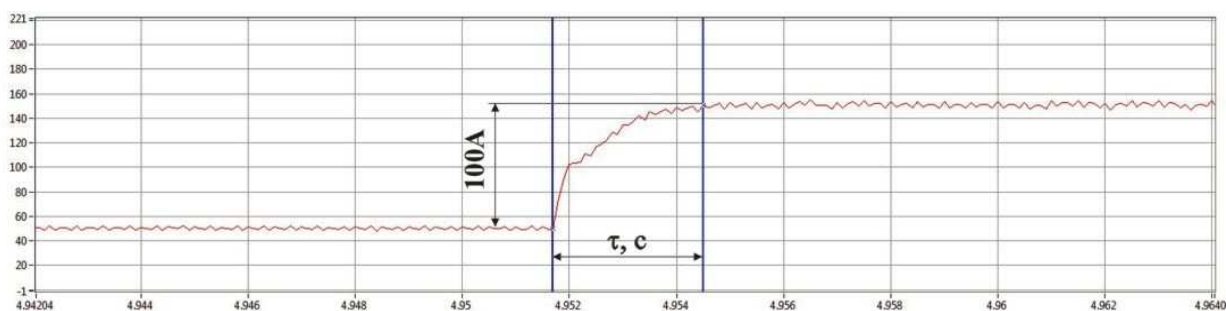
Основні результати дослідження

Виходячи з особливостей механізованого дугового зварювання, метою проведених досліджень було визначення впливу величини швидкості зростання зварювального струму $v_{ст.}$ під



1 – джерело живлення ЛЕТ-500, 2 – баластний реостат, 3 – трансформатор струму, 4 – інформаційно-вимірвальна система IMS 2007

Рисунок 1 – Схема підключення пристроїв для визначення залежності величини $v_{ст.}$ від параметра L_B



τ – час зростання струму на 100 А

Рисунок 2 – Приклад осцилограми струму для визначення швидкості зростання струму з 50 до 150 А

час к.з. на стабільність горіння зварювальної дуги.

Треба зауважити, що в імпульсному джерелі живлення конструктивно відсутній дросель, який регулює величину $v_{ст.}$, а, відповідно, і максимальне значення струму короткого замикання $I_{к.з.}^{max}$. Для керування цими параметрами передбачено закладання в контролер на програмному рівні у чисельному вигляді так званої віртуальної індуктивності L_B , яка визначає швидкість реакції джерела на зміну струму в ланці "джерело-дуга".

У зв'язку з такою особливістю, перед виконанням експериментальних досліджень були визначені співвідношення між L_B та $v_{ст.}$ за допомогою комп'ютеризованої інформаційно-вимірвальної системи (ІВС). Для цього інвертор [12] був підключений до баластного реостату за схемою на рис. 1. При замиканні рубильників на 50 А, а потім на 100А при різних значеннях L_B аналого-цифровий перетворювач ІВС фіксував стрибок струму з 50А до 150 А за допомогою підключеного трансформатора струму.

В процесі роботи комп'ютер ІВС записував миттєві значення струму, який протікав в елект-

ричному ланцюзі "інвертор-реостат", після чого за осцилограмою визначався проміжок часу, при якому струм зростав з 50 до 150 А (рис. 2).

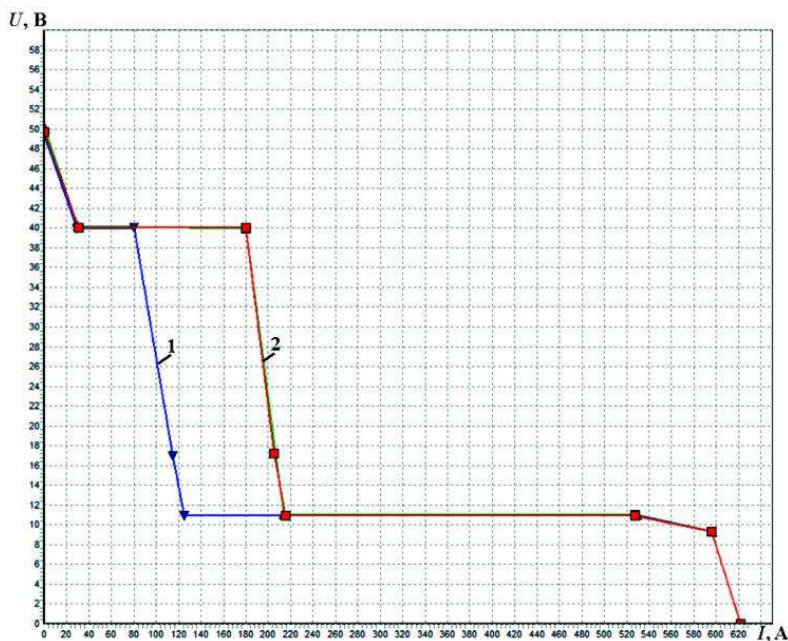
Величину $v_{ст.}$ розраховували за простою формулою: $v_{ст.} = 100[A]/\tau[c]$. Залежно від значення L_B змінювався τ – час зростання струму на 100 А. Результати розрахунку $v_{ст.}$ для різних значень L_B наведені в табл. 1.

Реалізація експериментальних робіт передбачала виконання наплавлень на пластину з програмуванням режиму роботи інвертора за різних значень $L_B = 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30$. Для цього в інвертор були закладені (вольт-амперні характеристики) ВАХ №1 та ВАХ №2 (рис. 3), та встановлено імпульсний режим з частотою $f = 25\text{Гц}$ і шпаруватістю $C = 2$.

Матеріал пластини – сталь класу міцності Х70, дріт – Св08Г2С діаметром 1,2 мм, швидкість подачі дроту $v_{др.} = 5,1$ м/хв., захисний газ – $\text{Ar} + \text{CO}_2$, швидкість зварювання $v_{зв.} = 30$ см/хв. Погонну енергію Q для кожного експерименту розраховували за відомою формулою, в якій величини $I_{сер.}$ і $U_{сер.}$ визначалися шляхом статистичної обробки миттєвих значень струму та напруги інформаційно-вимірвальною системою IMS 2007 [13]:

Таблиця 1 – Розрахункові значення $v_{ст.}$ для різних значень параметру L_B

L_B , умовні одиниці	$v_{ст.}$, кА/с	L_B , умовні одиниці	$v_{ст.}$, кА/с
9	50,0	21	1,23
12	35,7	24	0,35
15	11,4	27	0,22
18	4,15	30	0,06



1, 2 – робота інвертора по ВАХ №1 та ВАХ №2 відповідно

Рисунок 3 – Вольт-амперна характеристика (ВАХ) виконання імпульсного процесу з частотою $f = 25$ Гц для визначення впливу швидкості зростання зварювального струму $v_{ст.}$ на стабільність горіння дуги

Таблиця 2 – Режимы імпульсно-дугового процесу при різних значеннях L_B

N	L_B	$v_{ст.}$, кА/с	$I_{сер.}$, А	$U_{сер.}$, В	Q , кДж/см	$I_{к.з.}^{max}$, А	Примітка
1	9	50,0	161	23,1	5,207	467	Обриви дуги
2	12	35,7	169	22	5,205	467	Обриви дуги
3	15	11,4	167	22,9	5,354	460-467	Обриви дуги
4	18	4,15	172	22,25	5,358	430-435	Зменшення кількості обривів дуги
5	21	1,23	172	21,8	5,249	350-360	Зменшення кількості обривів дуги дуги
6	24	0,35	173,5	21,8	5,295	330-350	Відсутність обривів дуги
7	27	0,22	175,1	21,56	5,285	200-270/ 270-330	Відсутність обривів дуги
8	30	0,06	172,1	21,94	5,286	200-260/ 270-330	Відсутність обривів дуги

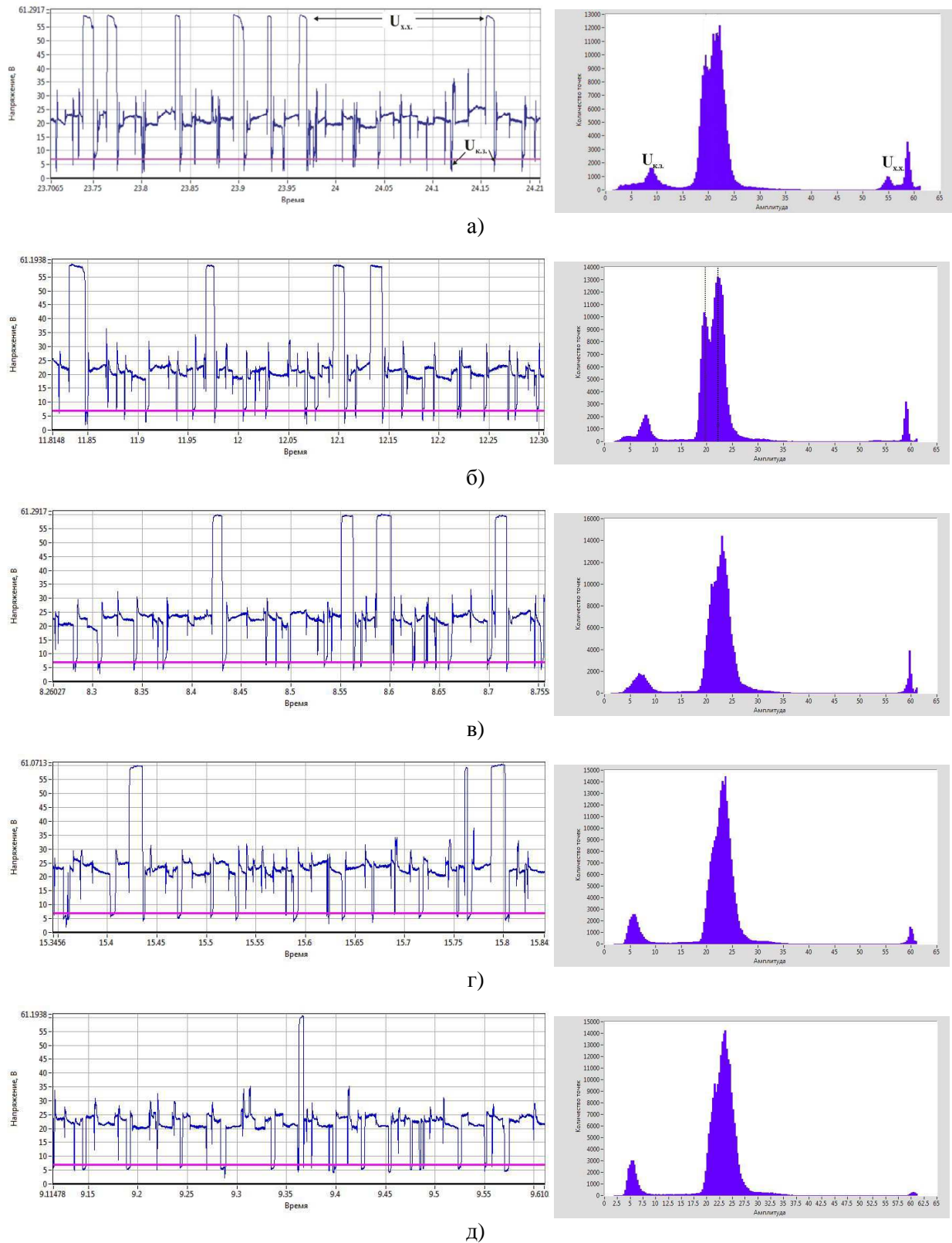
$$Q = \frac{60 \cdot I_{сер.} \cdot U_{сер.}}{v_{зв.}} \cdot \eta \quad (1)$$

де $v_{зв.}$ – швидкість зварювання (см/хв.),
 $\eta = 0,7$.

Результати аналізу даних, що зареєстровані комп'ютеризованою ІВС, та висновки щодо

стабільності імпульсного процесу наведені в табл. 2.

Оцінка всіх записаних осцилограм напруги на дузі та їх статистична обробка показує, що величина L_B суттєво впливає на стабільність імпульсного процесу при перенесенні металу з короткими замиканнями (рис. 4).

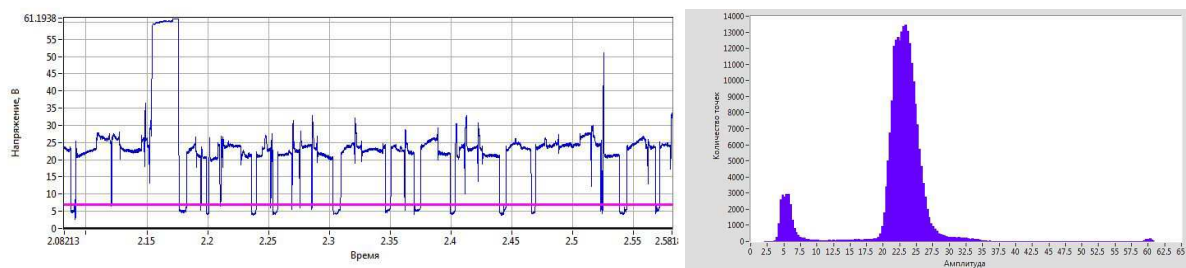


а) 9 ($v_{см.} = 50 \text{ кА/с}$); б) 12 ($v_{см.} = 37,5 \text{ кА/с}$); в) 15 ($v_{см.} = 11,4 \text{ кА/с}$); г) 18 ($v_{см.} = 4,15 \text{ кА/с}$);
 д) 21 ($v_{см.} = 1,23 \text{ кА/с}$); е) 24 ($v_{см.} = 0,35 \text{ кА/с}$); ж) 27 ($v_{см.} = 0,22 \text{ кА/с}$); з) 30 ($v_{см.} = 0,06 \text{ кА/с}$)

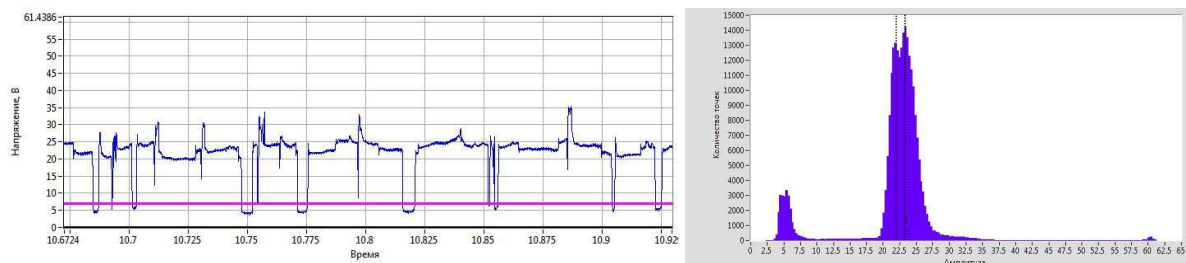
$U_{к.з.}$ – миттєві значення напруги при короткому замиканні.

$U_{х.х.}$ – миттєві значення напруги при роботі джерела живлення на холостому ходу

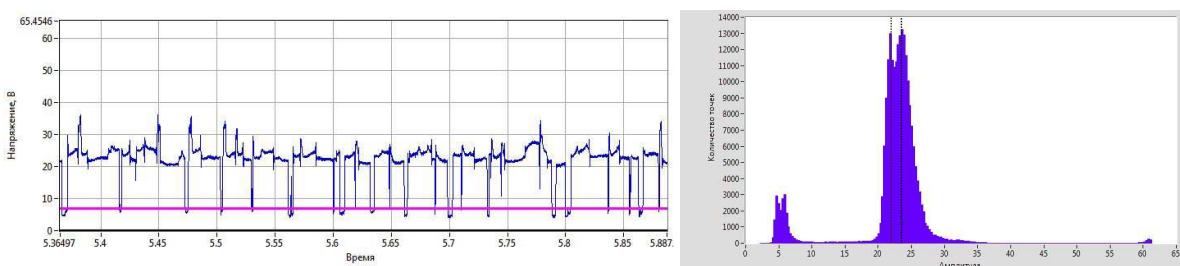
Рисунок 4 – Осцилограми та гістограми напруги на дузі за різних значень L_B



е)



ж)



з)

Продовження Рисунок 4

Так, при $L_B = 9...18$, що відповідає значенням швидкості зростання зварювального струму $v_{ст.} = 50,0...4,15$ кА/с, спостерігаються неодинокі обриви горіння зварювальної дуги. На осцилограмах це відбивається в роботі імпульсного джерела живлення на холостому ходу $U_{х.х.} \approx 60$ В (рис. 4, а-г). Збільшення величини L_B до умовних значень $24...30$, які за рахунок системи керування інвертора суттєво зменшують величини $v_{ст.}$, призводить до того, що процес горіння дуги відбувається значно стабільніше, майже без обривів (рис. 4, д-з). На гістограмах це відображено різким зниженням кількості миттєвих значень роботи джерела живлення на $U_{х.х.}$.

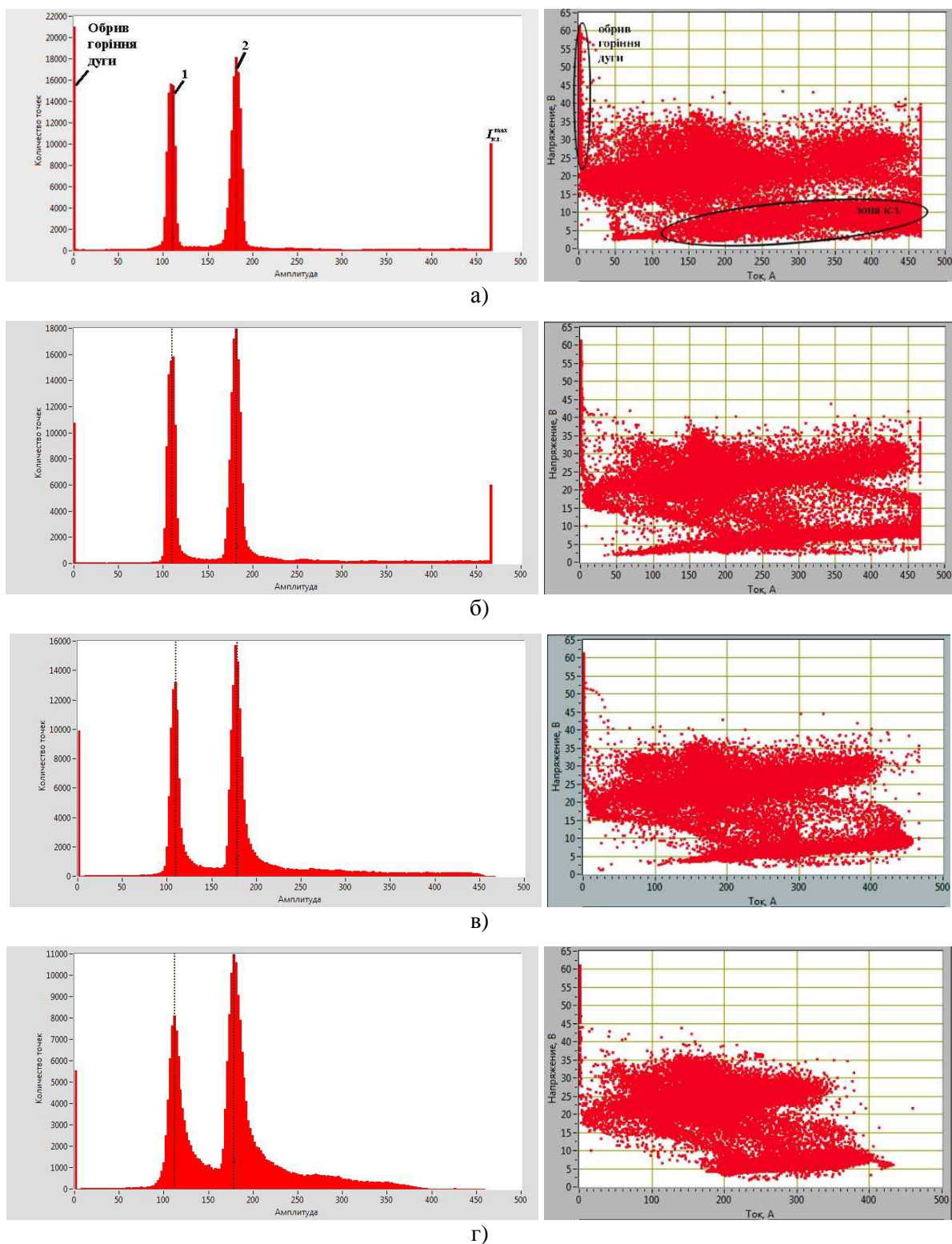
При аналізі осцилограм зварювального струму та статистичній обробці ВАХ процесу (рис. 5) встановлено, що зменшення величини $v_{ст.}$ веде до суттєвого обмеження максимальної величини струму короткого замикання $I_{к.з.}^{max}$. Так, наприклад, при $v_{ст.} = 35,7$ кА/с (рис. 5, а), спостерігається, окрім вже виявлених порушень в стабільності безперервного горіння дуги ($I_{зв.} = 0$, $U_d = U_{х.х.}$), широкий діапазон зони розкиду миттєвих значень $I_{к.з.} = 120...465$ А. Максимальна величина струму короткого замикання в

багатьох випадках складала $I_{к.з.}^{max} = 467$ А. При виконанні наплавлень це відобразалося у високому розбризкуванні розплавленого металу.

Поступове збільшення віртуальної індуктивності до умовних $L_B = 24...30$, тобто $v_{ст.} = 0,35...0,06$ кА/с, призвело до суттєвої зміни якості імпульсного процесу (рис. 5, е-з). Максимальний струм короткого замикання зменшився на 130 А до $I_{к.з.}^{max} = 330...350$ А, а зона розкиду миттєвих значень складала $I_{к.з.} = 200...330$ А.

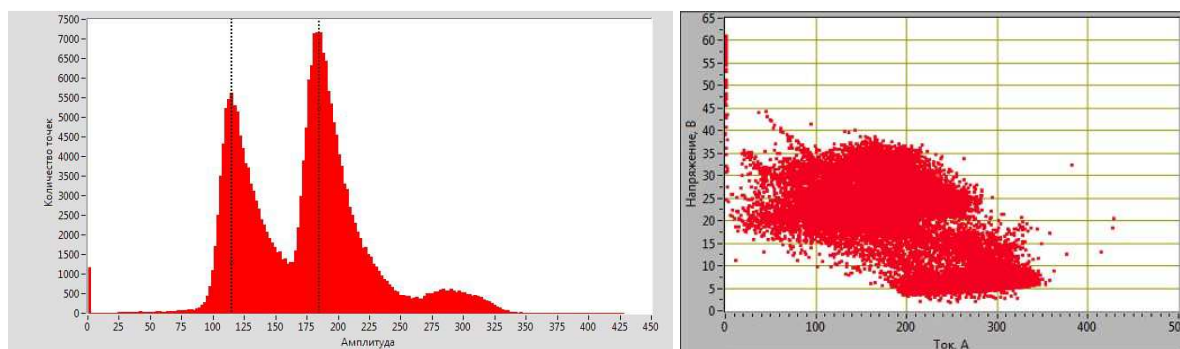
Вся зона миттєвих значень $I_{к.з.}$ поділяється на два діапазони: перший – $200...260$ А і другий $270...350$ А. Можна припустити, що перший діапазон відповідає короткому замиканню в момент роботи джерела живлення по ВАХ №1, а другий – по ВАХ №2.

Статистична обробка миттєвих значень зварювального струму показала, що збільшення швидкості зростання струму $v_{ст.}$, починаючи з $v_{ст.} = 1,23$ кА/с до $v_{ст.} = 50$ кА/с, призводить до зменшення середньої тривалості короткого замикання не менше ніж в 10 разів (рис. 6, а). Одночасно з цим збільшується середня частота коротких замикань більш ніж у 2 рази, з $36...38$ с⁻¹ до

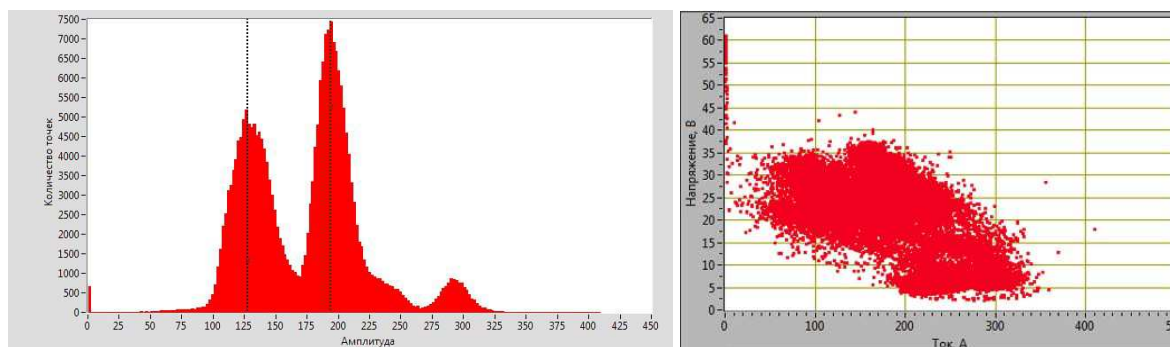


а) 9 ($v_{cm} = 50 \text{ кА/с}$); б) 12 ($v_{cm} = 37,5 \text{ кА/с}$); в) 15 ($v_{cm} = 11,4 \text{ кА/с}$); г) 18 ($v_{cm} = 4,15 \text{ кА/с}$);
 д) 21 ($v_{cm} = 1,23 \text{ кА/с}$); е) 24 ($v_{cm} = 0,35 \text{ кА/с}$); ж) 27 ($v_{cm} = 0,22 \text{ кА/с}$); з) 30 ($v_{cm} = 0,06 \text{ кА/с}$)
 1, 2 – робота інвертора по ВАХ №1 та ВАХ №2 відповідно

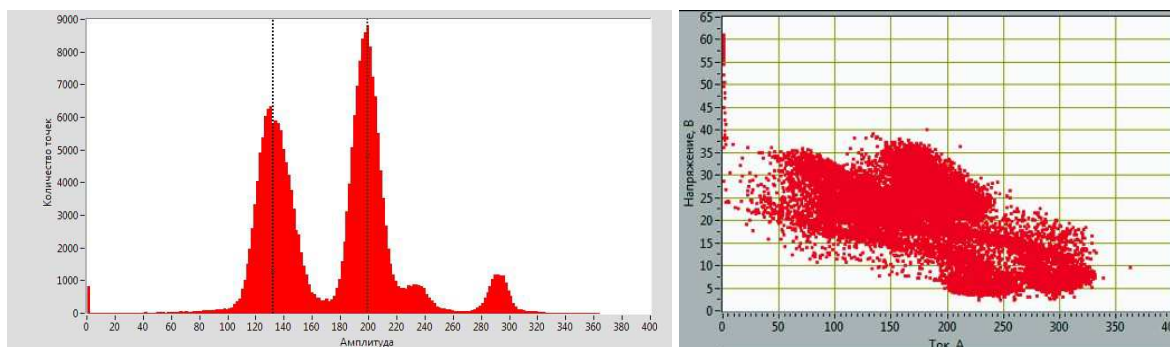
Рисунок 5 – Гістограми зварювального струму та ВАХ імпульсного процесу з короткими замиканнями при різних значеннях L_B



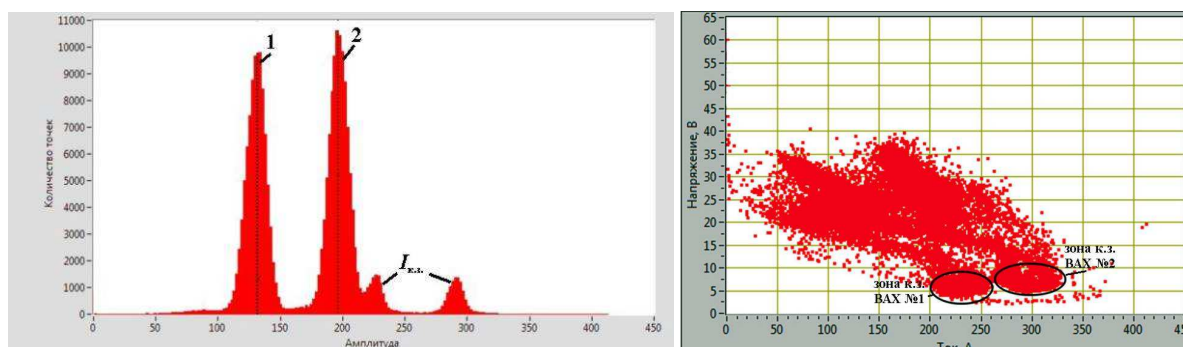
д)



е)



ж)



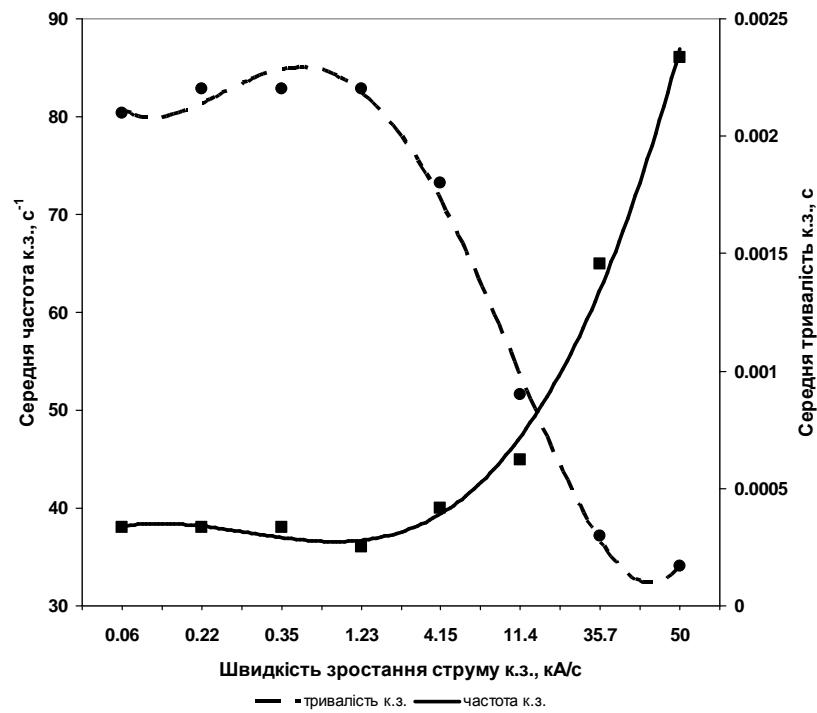
з)

Продовження Рисунку 5

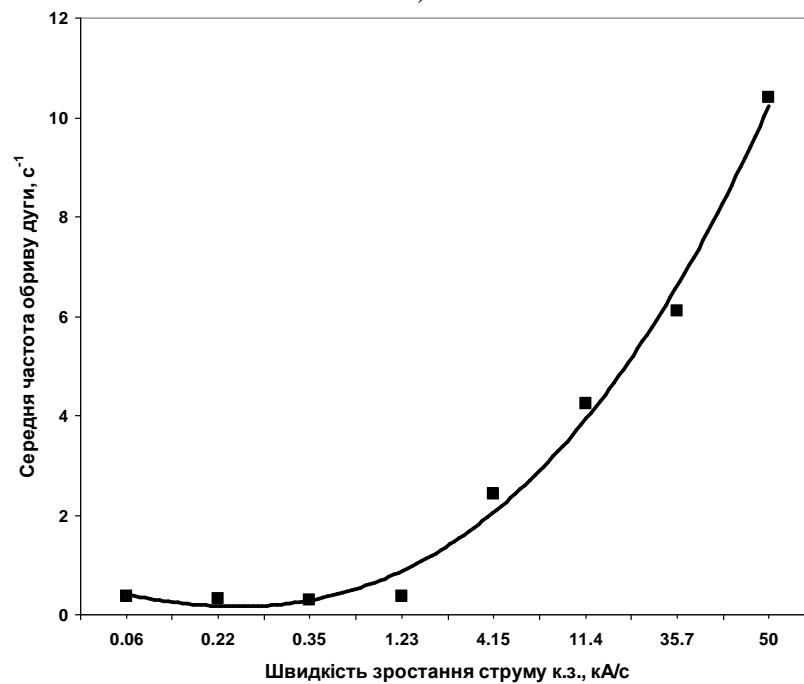
80...86 с⁻¹. Причина цього полягає в зростанні значень електродинамічної сили Лоренца, дія якої призводить до стискання перемички рідкого металу краплі (пінч-ефект) внаслідок збільшення величини $I_{к.з.}$. Енергетичні характеристики імпульсного процесу для різних $v_{ст.}$ суттєво не змінилися, оскільки значення $I_{сер}$ та $U_{сер}$ залишилися на однаковому рівні (160...170 А,

21...22,5 В), погонна енергія Q знаходилась в межах 5,20...5,35 кДж/см.

Також статистичний аналіз підтвердив висновок (рис. б, б), що підвищення $v_{ст.}$ призводить до порушення стабільності імпульсного процесу і це відбивається у збільшенні середньої частоти обриву дуги більш ніж у 30 раз з 0,33 с⁻¹ (для $v_{ст.}=0,06...1,23$ кА/с) до 10 с⁻¹ (для $v_{ст.}=50$ кА/с).



а)



б)

Рисунок 6 – Вплив швидкості зростання струму к.з. на середню частоту та тривалість к.з. (а); стабільність процесу ІДЗ (б)

З метою визначення впливу зростання зварювального струму $v_{ст.}$ на стабільність імпульсного процесу у випадку необхідності підвищення погонної енергії Q , були проведені додаткові експериментально-теоретичні дослідження. Для цього в інвертор був закладений варіант ВАХ (рис. 7), в якому спадаючі ділянки характеристик ВАХ №1 та ВАХ №2 (в діапазоні 40-11 В) були зміщені в бік збільшення значень

зварювального струму на 100 А порівняно з попереднім варіантом програмування джерела живлення (рис. 3). Імпульсний процес виконувався з частотою $f = 25$ Гц, швидкість зварювання $v_{зв.} = 30$ см/хв., швидкість подачі дроту $v_{др} = 7,7$ м/хв., захисний газ – $Ar+CO_2$.

Результати обробки даних комп'ютеризованою інформаційно-вимірною системою наведені в табл. 2.



1, 2 – робота інвертора по ВАХ №1 та ВАХ №2 відповідно

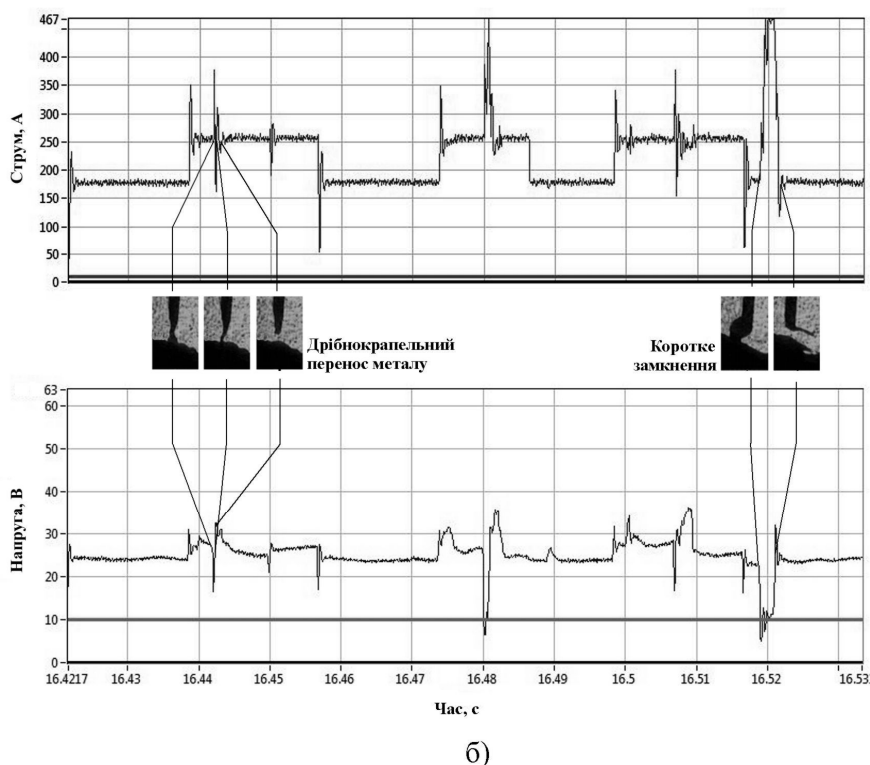
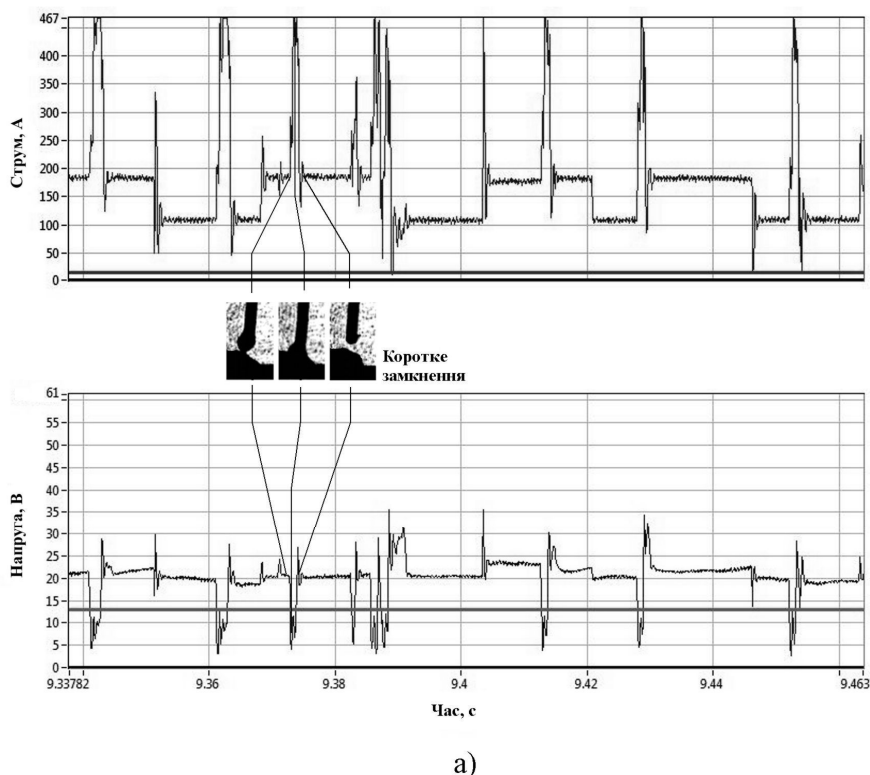
Рисунок 7 – ВАХ виконання імпульсного процесу для визначення впливу швидкості зростання зварювального струму $v_{ст.}$ на стабільність горіння дуги при погонній енергії $Q = 7,8...8,0$ кДж/см

Таблиця 2 – Режими зварювання та результати обробки даних

N	L_B	$v_{к.з.},$ кА/с	$I_{сер.},$ А	$U_{сер.},$ В	$Q,$ кДж/см	$I_{к.з.}^{max},$ А	Середня частота к.з., c^{-1}	Середня тривалість к.з., с	Примітка
1	9	50,0	220	25,8	7,946	467	27	0,00021	Відсутність обривів дуги
2	12	35,7	220	25,9	7,977	467	26	0,00050	
3	15	11,4	225	24,5	7,717	450	25	0,00080	
4	18	4,15	223	25,4	7,930	410	22	0,00089	
5	21	1,23	223	25,5	7,961	390	20	0,00090	
6	24	0,35	222	25,9	8,050	385	17	0,00096	
7	27	0,22	225	25,0	7,875	385	21	0,00098	
8	30	0,06	225	24,9	7,843	385	22	0,00094	

Аналіз отриманих даних та їх порівняння з результатами попередніх експериментів (рис. 6, а) показав, що збільшення енергетичних показників ІДЗ до рівня $I_{сер.} = 220...225$ А, $U_{сер.} = 24,5...25,9$ В, $Q \approx 7,9...8,0$ кДж/см призвело до змін параметрів, які характеризують процес імпульсного зварювання з короткими замиканнями. Відбулося різке зменшення середньої частоти коротких замикань (в 2...3 рази) та середньої тривалості к.з. (в 2 рази). Причиною цього слід вважати те, що підвищення енергетичних показників змінило тип перенесення

рідкого металу – процес зварювання з короткими замиканнями (рис. 8, а) перетворився на змішаний процес [15], в якому поряд з короткими замиканнями спостерігається дрібнокрапельне перенесення рідкого металу (рис. 8, б). В останньому випадку частина розплавленого металу перетікає у зварювальну ванну невеликими краплями. При цьому час замикання значно менший (в 3...5 разів), ніж при звичайному к.з. В результаті цього напруга на дузі залишається на рівні $U_{к.з.} > 12...15$ В і не встигає знизитись до прийнятих значень $U_{к.з.} = 5...10$ В.



а) процес з к.з. ($Q=5,207$ кДж/см); б) змішаний процес ($Q=7,946$ кДж/с)

Рисунок 8 – Осцилограми струму та напруги імпульсного процесу при $v_{ст.}=50$ кА/с

Оскільки комп'ютерна програма IMS 2007 статистично обчислює випадки короткого замикання для умови $U_{к.з.}=5...10$ В і не враховує більші значення напруги, то розрахункова середня частота коротких замикань менша.

Обробка осцилограм зварювального струму та напруги показала, що ІДЗ протікає стабільно без порушень горіння зварювальної дуги у всьому діапазоні регулюючої величини $L_B=9...30$ ($v_{ст.}=50,0...0,06$ кА/с).

Висновки

1. Збільшення величини індуктивності джерела живлення, яка за рахунок системи керування інвертора суттєво зменшує швидкість наростання струму короткого замикання, призводить до стабілізації процесу імпульсно-дугового зварювання з короткими замиканнями.

2. Збільшення швидкості зростання струму $v_{ст.}$, починаючи з $v_{ст.}=1,23$ кА/с до $v_{ст.}=50$ кА/с, призводить до зменшення середньої тривалості короткого замикання не менше ніж в 10 разів. Одночасно з цим більш ніж удвічі збільшується середня частота коротких замикань.

3. Збільшення енергетичних показників імпульсно-дугового зварювання призвело до різкого зменшення середньої частоти коротких замикань (в 2...3 рази) та їх середньої тривалості (в 2 рази). Як наслідок, процес протікає стабільно без порушень горіння зварювальної дуги у всьому діапазоні зміни індуктивності джерела живлення.

Література / References

1. Potapievsky A.G., Sarayev Yu.N., Chinakhov D.A. Welding of steels in protective gases by a melting electrode. *Technique and technology of the future*. Tomsk, 2012. 208 p.

2. Ueguri S., Hara K., Komura H. Study of metal transfer in pulsed GMA welding. *Welding Journal*. 1985. No. 64(8). P. 242-250.

3. Paton B.E., Voropay N.M., Buchinsky V.N. Manage the arc welding process by programming the electrode wire feed rate. *Automatic welding*. 1977. No. 1. P. 1-5,15.

4. Tarasov N.M., Tulin V.M. Control of the transport of electrode metal with a short-term rise in the velocity of release of a protective gas. *Welding production*. 1982. No. 8. P.23-25.

5. Tarasov H.M. Application of pulsed high-frequency electromagnetic field for metered transfer of droplets of electrode metal. *Automatic welding*. 1982. No. 6. P. 10-12.

6. Naidenov A.M. On the mechanical control of the transfer of electrode metal. *Automatic welding*. 1969. No. 12.

7. Paton B.E., Dudko D.A., Sidoruk B.C. The state and prospects of the development of electric welding by fusion with the modulation of the parameters of the regime. *Pulse processes of welding: Sb. scientific Tr.* Kyiv: IES them. E.O.Patona. 1988. P. 5-11.

8. Poloskov S.I., Ishchenko Yu. S, Lebedev V.A., Getskin O.B. Control of droplet transfer during welding by a melting electrode with short

closures of the arc spacing. *Welding production*. No. 6. P. 6-9.

9. Kamal Pal and Surjya K. Pal. Effect of Pulse Parameters on Weld Quality in Pulsed Gas Metal Arc Welding: A Review. *Journal of Materials Engineering and Performance*, Vol. 20(6), August 2011, P. 918-931.

10. Praveen P.K. Yarlagaadda D.V., Kangb M.J. Advancements in pulse gas metal arc welding. *Journal of Materials Processing Technology*. 2005. No. 164-165. P. 1113-1119

11. DeRuntz, B. D. Surface Tension Transfer welding in manufacturing. Selected Paper presented at the National Association of Industrial Technology Conference, Detroit Michigan, 2001, 20-26.

12. Vladimirov AV, Khabuzov VA, Lebedev VA, Maksimov S.Yu., Galyshev AA Universal power supply for electric arc welding and plasma cutting based on digital process synthesis. *Automatic welding*. 2011. No. 1. P.41-46

13. Pirumov A.E, Skachkov I.O., Maksimov S.Yu., Superman S.A. Specialized information measuring system for monitoring the welding process. *Automatic welding*. 2007. No. 8. P.41-43.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПІЩАНОГО КОРКА НА ВИБОЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА ЇЇ ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ

Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх*

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 42195,
e-mail: re n g r @ n u n g . e d u . u a

Розглянуто причини, які призводять до руйнування привибійної зони у процесі експлуатації свердловин з нестійкими колекторами. Показано негативні наслідки винесення піску із пласта у стовбур свердловини. Проведено аналіз досліджень впливу піщаного корка на продуктивність свердловин, який свідчить, що дослідження виконані, в основному, для нафтових свердловин, а вплив піщаного корка на продуктивність газових свердловин вивчено недостатньо. Для більшості газових свердловин закон Дарсі при фільтрації газу до вибою свердловини здебільшого порушується, особливо за великих дебітів газу. Виконано теоретичні дослідження впливу піщаного корка на вибої газової свердловини з різною проникністю на її продуктивну характеристику. За результатами теоретичних досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності у вигляді співвідношення відповідно дебітів газу за наявності і відсутності піщаного корка від проникностей пласта і корка за умови повного перекриття пласта корком і перевищення висоти корка над товщиною пласта. Отримано формулу для визначення дебіту газової свердловини з піщаним корком на вибої свердловини за умови повного перекриття пласта корком і перевищення висоти корка над товщиною пласта при фільтрації газу в пласті за двочленним законом. За результатами виконаних досліджень встановлено, що за однакової висоти піщаного корка і однакового відношення проникностей пласта і корка продуктивність газової свердловини із піщаним корком зростає із збільшенням проникності пласта. За умови перевищення висоти корка над товщиною пласта дебіт газової свердловини буде тим менший, чим більша висота піщаного корка порівняно з товщиною пласта.

Ключові слова: нестійкі колектори, піскоутворення, проникність пласта і піщаного корка, дебіт свердловини, товщина пласта.

Рассмотрены причины, которые приводят к разрушению призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами. Показаны негативные последствия выноса песка из пласта в ствол скважины. Приведен анализ исследований влияния песчаной пробки на производительность скважин, который свидетельствует, что исследования выполнены в основном для нефтяных скважин, а влияние песчаной пробки на производительность скважин изучено недостаточно. Для большинства газовых скважин закон Дарси при фильтрации газа к забою скважины чаще всего нарушается, особенно за больших дебитов газа. Выполнены теоретические исследования для определения влияния песчаной пробки на забое газовой скважины с различной проницаемостью на продуктивную характеристику. По результатам теоретических исследований построены и проанализированы графические зависимости в виде соотношения дебитов газа при наличии и отсутствии песчаной пробки от отношения проницаемости пласта и пробки при условии полного перекрытия пласта пробкой и превышение высоты пробки над толщиной пласта. Получена формула для определения дебита газовой скважины с песчаной пробкой на забое скважины при условии полного перекрытия пласта пробкой и превышения высоты пробки над толщиной пласта при фильтрации газа в пласт по двучленному закону. По результатам выполненных исследований установлено, что при одинаковой высоте песчаной пробки и одинаковом отношении проницаемости пласта и пробки производительность газовой скважины с песчаной пробкой возрастает с увеличением проницаемости пласта. При условии превышения высоты пробки над толщиной пласта дебит газовой скважины будет тем меньшим, чем больше высота песчаной пробки по сравнению с толщиной пласта.

Ключевые слова: неустойчивые коллекторы, пескопроявление, проницаемость пласта и песчаной пробки, дебит скважины, толщина пласта.

The reasons that lead to the destruction of the bottomhole zone during the operation of wells with unstable reservoirs are considered. The negative effects of the sand carry-over from the formation into the wellbore are shown. The review of scientific and technical literature on the effect of the sand plug on well productivity is presented. It indicates that the studies have mainly considered oil wells, but the effect of the sand plug on well productivity has not been studied sufficiently. For most gas wells, Darcy's law is primarily violated while filtering gas to the bottom-hole of the well, especially at high gas flow rates. The authors have studied theoretically the effect of a sand plug at the bottom of a gas well with permeability variations on the productive characteristics. According to the results of theoretical studies, the authors construct and analyze graphical dependencies in the form of the

ratio of gas flow with and without a sand plug to the ratio of the reservoir permeability and the plug, on condition that the plug blocks the reservoir completely and the plug height exceeds the reservoir thickness. The scientists work a formula for indicating the flow rate of a gas well with a sand plug at the well bottom, on condition that the plug blocks the reservoir completely and the plug height exceeds the reservoir thickness while filtering gas in the reservoir according to the binominal law. On the basis of the research, it is established that on condition of the identical height of the sand plug and the identical ratio of reservoir permeability and the plug, the productivity of the gas well with the sand plug increases with the increase of the reservoir permeability. If the height of the plug exceeds the reservoir thickness, the flow rate of the gas well will be the smaller, the greater is the height of the sand plug compared to the reservoir thickness.

Keywords: unstable reservoirs, sanding-up, reservoir permeability, sand plug permeability, well flow rate, reservoir thickness.

Постановка проблеми дослідження

Більшість родовищ природних газів України вступили в завершальну стадію розробки, яка характеризується зниженням пластового тиску, низькодебітністю, обводненням видобувних свердловин, руйнуванням привибійної зони пласта та рядом інших негативних чинників.

У процесі експлуатації свердловин із нестійкими породами-колекторами при перевищенні депресією тиску на пласт критичного значення порода у привибійній зоні свердловини руйнується. Частинки породи виносяться із пласта у свердловину. У привибійній зоні утворюється каверна. Це призводить до осідання покрівлі пласта, що може спричинити змінання експлуатаційної колони, прихоплення насосно-компресорних труб (НКТ). За недостатніх швидкостей руху газу на вході в НКТ частинки породи осідають на вибої свердловини з утворенням піщаного корка, який створює додатковий опір рухові газу. У міру ущільнення піщаного корка знижується його проникність, відповідно зменшується дебіт газу і поступово припиняється робота газових і газоконденсатних свердловин. Корки можуть утворюватися безпосередньо в НКТ, якщо вони опущені до нижніх отворів інтервалу перфорації, і в експлуатаційній колоні, якщо башмак НКТ знаходиться вище інтервалу перфорації.

Зниження продуктивності свердловин, які експлуатуються з піщаним корком на вибої, є результатом зменшення площі фільтрації і збільшення додаткового опору рухові газу. Величина опору залежить від фільтраційних властивостей корка, фільтраційних параметрів пласта (анізотропії пласта), розчленованості пласта, неоднорідності за площею і розрізом, а також від розмірів зони перекриття пласта корком [1, 2].

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Дослідженню впливу піщаного корка на дебіт свердловини присвячено багато теоретичних і експериментальних робіт [3-9].

Вплив ущільненого піщаного корка, який повністю перекриває інтервал пласта, на дебіт нафтової свердловини розглянув М. Маскет у роботі [4].

Ф.И. Котяхов [7] під час дослідження впливу піщаного корка на дебіт нафтової свердловини застосовував метод фрагментів: у пласті розглядав радіальний рух, у стовбурі свердловини – вертикальний.

Г.А. Мамедов [8] досліджував вплив піщаного корка на дебіт свердловини за наявності у потоці рідини газу. Встановлено, що при видобутку газованих рідин загальні закономірності впливу піщаного корка на дебіт свердловини є такими, як і при фільтрації у пласті рідини.

Характер впливу піщаного корка на продуктивність газових свердловин розглядали С.Н. Назаров і О.Б. Качалов у роботі [3]. Ними вирішена задача пошарової фільтрації газу в гранично анізотропному пласті до одиначної свердловини з піщаним корком на вибої. Показано, що наявність піщаного корка на вибої свердловини істотно знижує дебіт газу.

Аналіз науково-технічної літератури свідчить, що дослідження впливу піщаного корка на продуктивність свердловин виконані, в основному, для нафтових свердловин, а вплив піщаного корка на продуктивність газових свердловин вивчено недостатньо.

Для більшості газових свердловин закон Дарсі при фільтрації газу до вибою свердловини здебільшого порушується, особливо за великих дебітів газу. У зв'язку з цим має теоретичний і практичний інтерес дослідження впливу піщаного корка з різною проникністю на продуктивність газових свердловин при фільтрації газу за двочленным законом.

Загалом розв'язання цієї задачі вимагає спільного розв'язання трьох рівнянь, які описують фільтрацію газу у пласті, в стовбурі свердловини в зоні піщаного корка і рух газу в НКТ вище корка з врахуванням зміни динамічного коефіцієнта в'язкості газу і коефіцієнта стисливості газу від тиску і зміни коефіцієнта проникності піщаного корка.

Методика досліджень

Для розрахунку використовуємо три аналітичні залежності: формулу Г.А Адамова – для руху газу в насосно-компресорних трубах вище піщаного корка, закон Дарсі для руху реального газу через піщаний корок і двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини. Розрахункову схему газової свердловини з піщаним корком на вибої зображено на рис. 1.

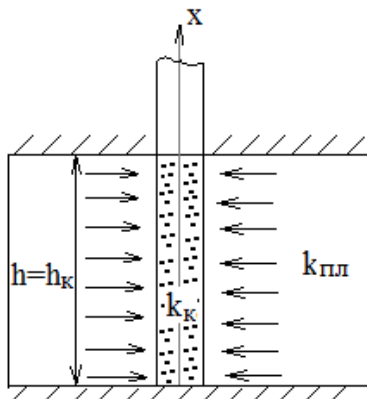


Рисунок 1 – Схема газової свердловини з піщаним корком на вибої

Рівняння припливу газу до вибою свердловини за нелінійного закону фільтрації має вигляд [10, 11]:

$$p_{пл}^2 - p_{виб}^2 = Aq + Bq^2, \quad (1)$$

де $p_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;

$p_{виб}$ – тиск на вибої свердловини, МПа;

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

A – коefіцієнт фільтраційного опору привибійної зони пласта, який враховує сили в'язкого тертя і геометрію потоку, $\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3}$;

B – коefіцієнт фільтраційного опору привибійної зони пласта, який враховує інерційні сили і геометрію потоку, $\left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3}\right)^2$.

Коefіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B визначають за результатами дослідження свердловин на усталених режимах фільтрації. Аналітично A і B для гідродинамічно недосконалої свердловини визначають за формулами [12]:

$$A = \frac{\mu_{сер} z_{сер} p_{ам} T_{пл}}{\pi k h T_{cm}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right), \quad (2)$$

$$B = \frac{\rho_2^{cm,y} z_{сер} p_{ам} T_{пл}}{2\pi^2 h^2 l T_{cm}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + c_3 + c_4 \right), \quad (3)$$

де

$$\mu_{сер} = \frac{\mu(p_{пл}) + \mu(p_{виб})}{2}, \quad z_{сер} = \frac{z(p_{пл}) + z(p_{виб})}{2},$$

k – коefіцієнт проникності пласта, м²;

h – товщина пласта, м;

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

r_c – радіус свердловини за долотом, м;

$\mu_{сер}$ – середнє значення динамічного коefіцієнта в'язкості газу в зоні дренування свердловини, Па·с;

$z_{сер}$ – середнє значення коefіцієнта стисливості газу в зоні дренування свердловини;

$z_{сер}$ – середнє значення коefіцієнта стисливості газу в зоні дренування свердловини;

$z(p_{пл}), z(p_{виб}), \mu(p_{пл}), \mu(p_{виб})$ – відповідно коefіцієнт стисливості і динамічний коefіцієнт в'язкості газу за пластової температури $T_{пл}$, пластового $p_{пл}$ та вибійного $p_{виб}$ тисків;

c_1, c_2, c_3, c_4 – коefіцієнти, які враховують недосконалість свердловини за ступенем і характером розкриття пласта. За відкритого вибою і розкритого свердловиною продуктивного пласта на всю товщину коefіцієнти c_1, c_2, c_3, c_4 дорівнюють нулю.

За недостатніх швидкостей руху газу на вході в НКТ частинки породи осідають на вибої свердловини з утворенням піщаного корка. Тиск на рівні піщаного корка у працюючій газовій свердловині визначають за формулою Г.А. Адамова [13]:

$$p_1 = \sqrt{p_y^2 \cdot e^{2s_{0-1}} + \Theta_{0-1} \cdot q^2}, \quad (5)$$

де

$$s_{0-1} = 0,03415 \frac{\bar{\rho}_2 \cdot L_1}{z_{сер1} \cdot T_{сер1}}, \quad (6)$$

$$\Theta_{0-1} = 0,0133 \cdot \lambda \frac{z_{сер1}^2 \cdot T_{сер1}^2}{d_{вн}^5} \cdot (e^{2s} - 1), \quad (7)$$

$$T_{сер1} = \frac{T_1 - T_y}{\ln\left(\frac{T_1}{T_y}\right)}, \quad p_{сер1} = \frac{2}{3} \left(p_1 + \frac{p_y^2}{p_1 + p_y} \right), \quad (8)$$

s_{0-1}, Θ_{0-1} – комплексні параметри;

L_1 – відстань від устя свердловини до вершини піщаного корка, м;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, см;

$T_{сер1}$ – середня температура в насосно-компресорних трубах від устя до вершини піщаного корка, К;

T_1 – температура в стовбурі свердловини на рівні вершини піщаного корка, К;

T_y – температура на усті свердловини, К;

$z_{сер.к}$ – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску $p_{сер.к}$ і середньої температури $T_{сер.к}$ в інтервалі стовбура свердловини від устя до вершини піщаного корка;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору труб, який є функцією числа Рейнольдса і відносної шорсткості труб.

За лінійного характеру розподілу температури по стовбуру свердловини температура на рівні вершини піщаного корка буде дорівнювати:

$$T_1 = T_y + \frac{T_{виб} - T_y}{L} L_1, \quad (9)$$

де $T_{виб}$ – температура на вибої свердловини, К;

L – глибина опускання НКТ, м.

У стовбурі газової свердловини в області піщаного корка відбувається прямолінійно-паралельна фільтрація реального газу. Фільтрація газу в піщаному корку описується рівнянням [14]:

$$q = \frac{k_{корка}}{\mu_{сер.к}} F \frac{(p_{виб.кор}^2 - p_1^2) T_{ст}}{2 z_{сер.к} p_{ат} h_{корка} T_{сер.к}}, \quad (10)$$

де

$$T_{сер.к} = \frac{T_{виб} - T_1}{\ln\left(\frac{T_{виб}}{T_1}\right)}, \quad (11)$$

$$z_{сер.к} = \frac{z_{виб.к} + z(p_1)}{2}, \quad \mu_{сер.к} = \frac{\mu_{виб.к} + \mu(p_1)}{2} \quad (12)$$

$k_{корка}$ – коефіцієнт проникності піщаного корка, м²;

F – площа поперечного перерізу НКТ (експлуатаційної колони), м²;

$h_{корка}$ – висота піщаного корка, м;

$p_{виб.корка}$ – тиск на вибої свердловини з піщаним корком, Па

$T_{сер.к}$ – середня температура в зоні піщаного корка, К;

$\mu_{сер.к}$ – динамічний коефіцієнт в'язкості газу за середнього тиску і середньої температури в стовбурі свердловини в зоні корка, Па·с;

$z_{сер.к}$ – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску і середньої температури в стовбурі свердловини в зоні корка.

Із рівняння (10) визначимо p_1 . Отримаємо:

$$p_1^2 = p_{виб.кор}^2 - \frac{2 \mu_{сер.к} z_{сер.к} p_{ат} h_{корка} T_{сер.к}}{k_{корка} F T_{ст}} q \quad (13)$$

або

$$p_1^2 = p_{виб.кор}^2 - D q, \quad (14)$$

де

$$D = \frac{2 \mu_{сер.к} z_{сер.к} p_{ат} h_{корка} T_{сер.к}}{k_{корка} F T_{ст}}. \quad (15)$$

Прирівнюємо праві частини рівнянь (5) і (14). Розв'язавши їх, отримаємо рівняння для визначення тиску на вибої газової свердловини з піщаним корком:

$$p_{виб.кор} = \sqrt{p_1^2 + D q} \quad (16)$$

або

$$p_{виб.кор} = \sqrt{p_y^2 \cdot e^{2 \cdot S_{0-1}} + \Theta_{0-1} \cdot q^2 + D q}. \quad (17)$$

Підставляючи рівняння (17) у рівняння припливу газу до вибою свердловини (1) і розв'язавши його, отримаємо формулу для дебіту газової свердловини з піщаним корком на вибої, що повністю перекидає пласт:

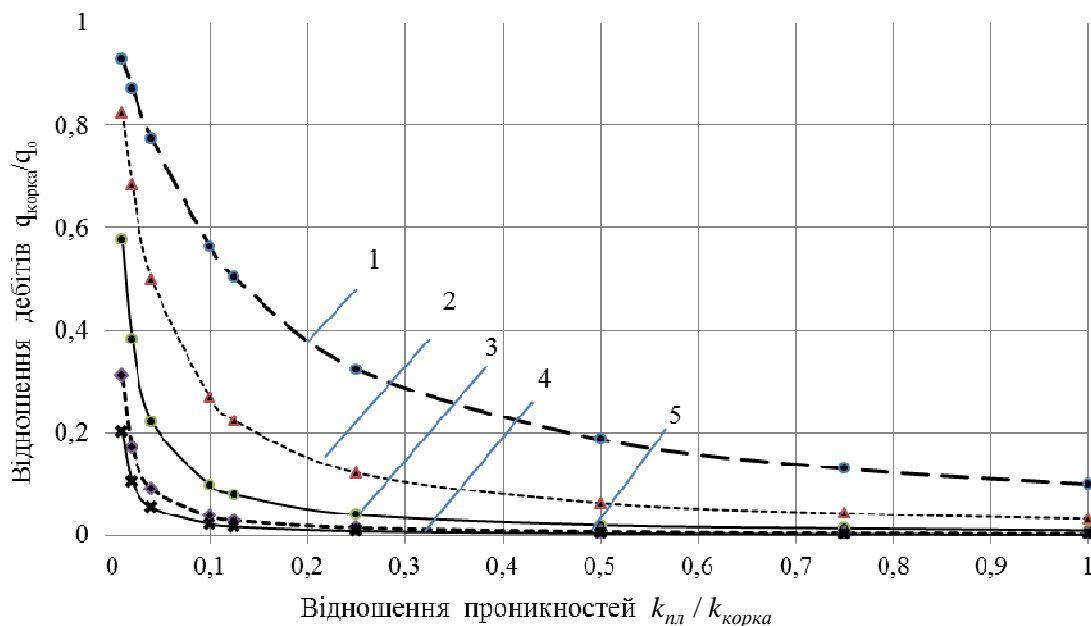
$$q = -\frac{A + D}{2(B + \Theta_{0-1})} + \sqrt{\left(\frac{A + D}{2(B + \Theta_{0-1})}\right)^2 + \frac{p_{пл}^2 - p_y^2 e^{2S_{0-1}}}{B + \Theta_{0-1}}}. \quad (18)$$

Наведене рівняння використано в дослідженнях впливу піщаного корка на вибої на продуктивну характеристику свердловини.

Результати дослідження впливу піщаного корка на вибої свердловини на її продуктивну характеристику

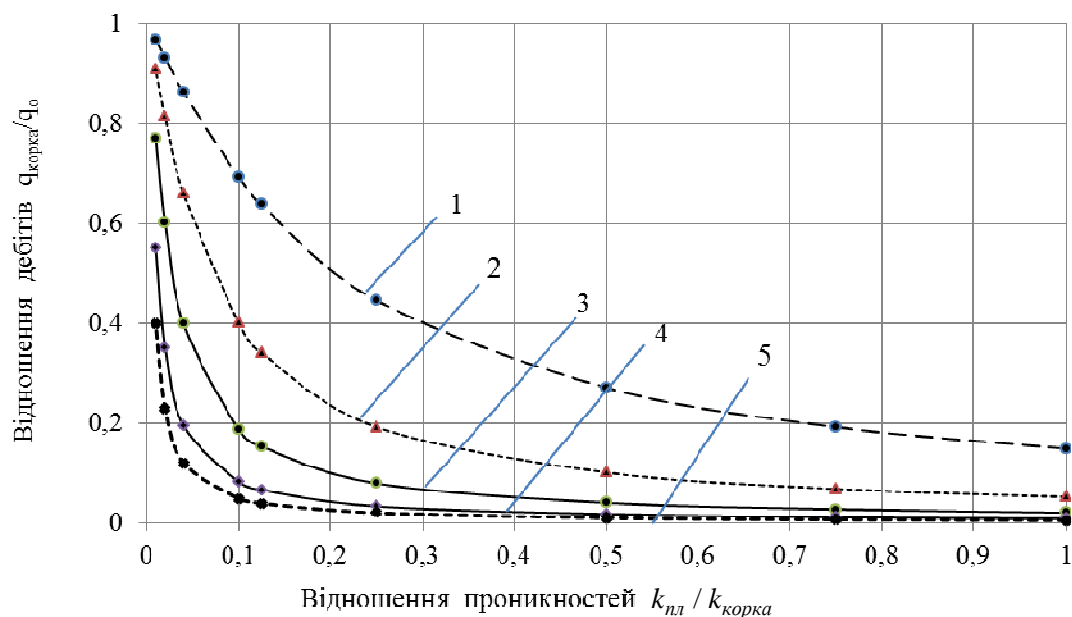
Дослідження впливу піщаного корка на вибої на продуктивність свердловини виконано для наступних даних: глибина свердловини – 1500 м, внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,1323 м, внутрішній діаметр НКТ – 62 мм, НКТ опущені до верхніх отворів інтервалу перфорації, пластова температура – 325 К, температура на усті свердловини – 292 К, відносна густина газу – 0,6; коефіцієнт гідравлічного опору НКТ – 0,025, радіус свердловини за долотом – 0,1 м, радіус контуру живлення (зони дренування свердловини) – 810 м, пластовий тиск – 10 МПа, тиск на усті свердловини – 2 МПа. Дослідження виконано для різних значень товщини пласта h (0,5; 1; 2; 4; 6; м), проникності пласта $k_{пл}$ (0,1; 0,3 мкм²) і відношення проникностей пласта і корка $k_{пл} / k_{корка}$ (1; 0,75; 0,5; 0,25; 0,125; 0,1; 0,04; 0,02; 0,01). Висота піщаного корка дорівнювала товщині пласта або була більшою.

Результати досліджень обробляли у вигляді залежностей відношення дебітів свердловини



1 - $h_{корка} = 0,5$ м; 2 - $h_{корка} = 1$ м; 3 - $h_{корка} = 2$ м; 4 - $h_{корка} = 4$ м; 5 - $h_{корка} = 6$ м

Рисунок 2 – Залежність відношення дебітів $q_{корка} / q_0$ від відношення проникностей $k_{пл} / k_{корка}$ за повного перекриття пласта корком, ($k_{пл} = 0,1$ мкм²)



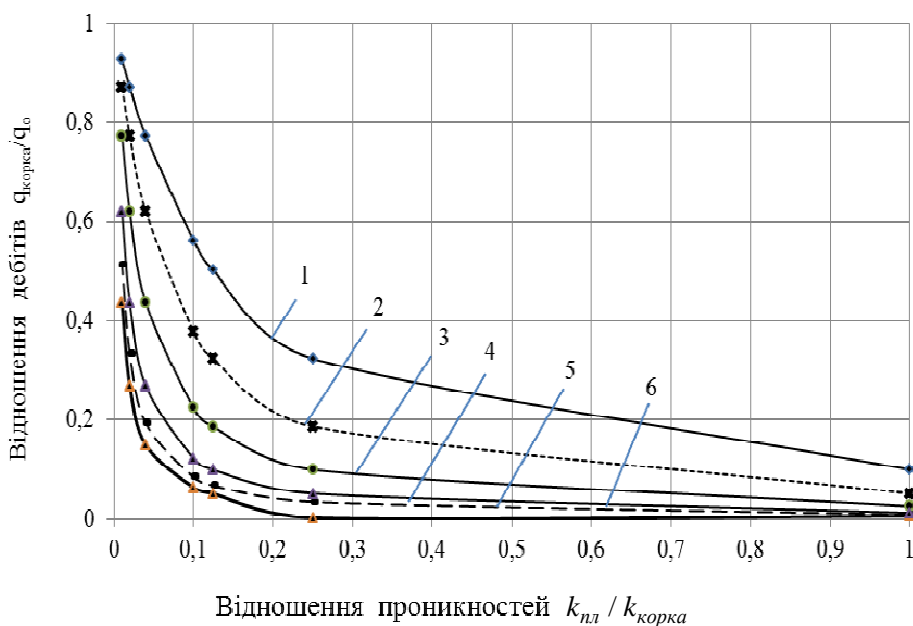
1 - $h_{корка} = 0,5$ м; 2 - $h_{корка} = 1$ м; 3 - $h_{корка} = 2$ м; 4 - $h_{корка} = 4$ м; 5 - $h_{корка} = 6$ м

Рисунок 3 – Залежність відношення дебітів $q_{корка} / q_0$ від відношення проникностей $k_{пл} / k_{корка}$ за повного перекриття пласта корком, ($k_{пл} = 0,3$ мкм²)

з піщаним корком на вибої і без корка від відношення проникностей пласта і піщаного корка для різних значень проникності і товщини пласта за умови повного перекриття пласта корком (рис. 2 – 3) і перевищення висоти корка над товщиною пласта (рис. 4 – 5).

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить, що за умови рівності висоти піщаного

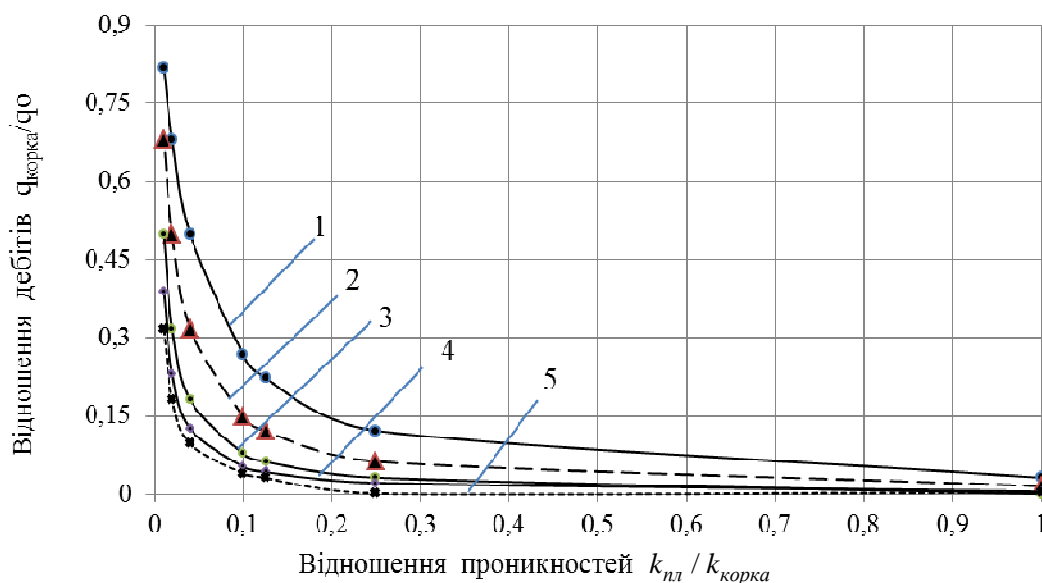
корка і товщини пласта (повного перекриття пласта корком) ступінь зменшення дебіту свердловини буде тим більший, чим більша висота корка (товщина пласта) (рис. 2 – 3). Так, для відношення проникностей пласта і корка $k_{пл} / k_{корка} = 0,1$ і висоті корка 0,5 і 6 м відносно зменшення дебіту свердловини становить відповідно: за проникності пласта $0,1$ мкм² – 43,7 і



1 - $h_{корка} = 0,5$ м; 2 - $h_{корка} = 1$ м; 3 - $h_{корка} = 2$ м; 4 - $h_{корка} = 4$ м; 5 - $h_{корка} = 6$ м

Рисунок 4 – Залежність відношення дебітів $q_{корка} / q_0$ від відношення проникностей

$k_{пл} / k_{корка}$ якщо висота піщаного корка більша товщини пласта ($k_{пл} = 0,1$ мкм², $h = 1$ м)



1 - $h_{корка} = 0,5$ м; 2 - $h_{корка} = 1$ м; 3 - $h_{корка} = 2$ м; 4 - $h_{корка} = 4$ м; 5 - $h_{корка} = 6$ м

Рисунок 5 – Залежність відношення дебітів $q_{корка} / q_0$ від відношення проникностей

$k_{пл} / k_{корка}$ якщо висота піщаного корка більша товщини пласта ($k_{пл} = 0,3$ мкм², $h = 1$ м)

97,8 %, а за проникності пласта 0,3 мкм² – 30,6 і 95,1 %. Негативний вплив піщаного корка на продуктивність свердловини зростає із збільшенням товщини пласта.

Наведені на рисунках 2 і 3 вітки графічних залежностей є найбільш увігнутими в інтервалі відношення проникностей пласта і піщаного корка: 0,125 – 0,3 для висоти піщаного корка 0,5 м; 0,1 – 0,25 для висоти піщаного корка 1 м; 0,01–0,1 для висоти корка від 2 до 6 м.

За повного перекриття пласта піщаним корком висотою від 1 до 6 м при відношенні проникностей $k_{пл} / k_{корка}$ більше 0,15 графічні залежності на рис. 2 – 3 виположуються, а для піщаного корка висотою 0,5 м виположування графічних залежностей відбувається за відношення проникностей $k_{пл} / k_{корка}$ більше 0,3.

Згідно з результатами дослідження за однакової висоти піщаного корка і однакового

Література

відношення проникностей $k_{пл} / k_{корка}$ продуктивність газової свердловини із піщаним корком зростає із збільшенням проникності пласта.

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить, що за умови перевищення висоти корка над товщиною пласта дебіт газової свердловини буде тим меншим, чим більша висота піщаного корка порівняно з товщиною пласта (рис. 4, 5).

Наведені на рисунках 4 і 5 вітки графічних залежностей є найбільш увігнутими в інтервалі відношення проникностей пласта і піщаного корка: 0,1–0,25 – для висоти піщаного корка 1 м; 0,05–0,2 – для висоти піщаного корка 2 м; 0,04–0,125 – для висоти піщаного корка від 4 до 6 м.

Аналіз графічної залежності на рисунку 4 свідчить, що при відношенні проникностей $k_{пл} / k_{корка} = 0,01$ за висоти піщаного корка 0,5 – 1 м продуктивність газової свердловини практично не змінюється.

Згідно з результатами дослідження, які наведені на рисунку 5 при відношенні проникностей $k_{пл} / k_{корка} > 0,1$ для висоти піщаного корка більше 2 м дебіт газу різко знижується і складає менше 15% від початкового дебіту.

Висновки

Експлуатація свердловин з нестійкими колекторами ускладнюється руйнуванням привибійної зони пласта, що супроводжується винесенням частинок породи із пласта у свердловину з утворенням піщаних корків, що, у свою чергу, веде до зниження продуктивності свердловини аж до її повної зупинки.

Виконано дослідження впливу піщаного корка на вибій свердловини з різною проникністю за умови повного перекриття пласта корком і перевищення висоти корка над товщиною пласта на продуктивність газових свердловин при фільтрації газу в пласті за двочленным законом. Результати досліджень свідчать, що продуктивність газової свердловини зменшується із збільшенням висоти піщаного корка за умови рівності висоти піщаного корка і товщини пласта (повного перекриття пласта корком). За однакової висоти піщаного корка і однакового відношення проникностей пласта і корка продуктивність газової свердловини із піщаним корком зростає із збільшенням проникності пласта. При перевищенні висоти корка товщини пласта дебіт газової свердловини буде тим менший, чим більша висота піщаного корка порівняно з товщиною пласта.

1. Гасумов Р.А., Машков В.А., Сингуров А.А., Кондренко О.С., Минликаев В.З., Дубровский Н.Д. Опытные-промышленные испытания технологии и технических средств по удалению глинисто-песчаных пробок в условиях АНПД. *Время колтюбинга*. 2005. №3. С. 18-23.

2. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Техника и технология ремонта скважин: монография. М.: ООО «Газпром экспо», 2013. Т.1. 360 с.

3. Назаров С.Н., Качалов О.Б. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое. *Изв. вузов, серия «Нефть и газ»*. 1966. №2.

4. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Москва: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.

5. Мирзаджанзаде А.Х., Бабиц Ю.А., Шапиро Б.А. Влияние заилевания фильтра на дебит скважины. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1957. № 9.

6. Пирвердян А.М. О фильтрации жидкости к заиленной скважине. *Изв. АН СССР, серия «Механика»*. 1957. № 3.

7. Котяхов Ф.И. Условия выноса воды и песка при эксплуатации нефтяных скважин, Грозный, 1946.

8. Мамедов Г.А. Производительность скважин с песчаной пробкой. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1959. № 9.

9. Алескеров и др. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. Москва: Недра, 1971. 200 с.

10. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М.: Недра, 1974. 376 с.

11. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1979. 303 с.

12. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук Бойка В.С., Кондрата Р. М., Ярмійчука Р. С. К.: Львів, 1996. 620 с. ISBN 5-335-01293-5.

13. Зотов Г.А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластовых скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.

14. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: підручник. Львів: Апріорі, 2007. 452 с.

References

1. Hasumov R. A., Mashkov V. A., Synhurov A. A., Kondrenko O. S., Mynlykaev V. Z., Dubrovskyy N. D. Opytno-promyshlennyye ispytaniya tekhnologii i tekhnicheskikh sredstv po udalenyu hlinisto-peschanykh probok v usloviyakh ANPD. *Vremya koltyubinha*. 2005. No 3. P. 18-23. [in Russian]
2. Hasumov R. A., Mynlykaev V. Z. Tekhnika i tekhnologiya remonta skvazhin: monografiya. M.: OOO «Hazpromekspo», 2013. T.1. 360 P. [in Russian]
3. Nazarov S. N., Kachalov O. B. Pritok haza k skvazhine s peschanoy probke na zaboe. *Izv. vuzov, seriya «Neft i haz»*, 1966. No 2. [in Russian]
4. Masket M. Tечenie odnorodnykh zhydkostey v porystoy srede. Moskva: Hostoptekhizdat, 1949. 628 p. [in Russian]
5. Mirzadzhanzade A. Kh., Babich Yu. A., Shapiro B. A. Vliyanie zailevaniya filtra na debit skvazhiny. *Azerbayzhanskoe neftyanoe khozyaystvo*. 1957. No 9. [in Russian]
6. Pirverdyan A. M. O filtratsii zhidkosti k zailennoy skvazhine. *Izv. AN SRSR, seriya «Mekhanika»*, 1957. No 3. [in Russian]
7. Kotyakhov F. I. Usloviya vynosa vody i peska pri ekspluatatsii neftnyykh skvazhin, Hroznyy, 1946. [in Russian]
8. Mamedov H. A. Proizvoditelnost skvazhin s peschanoy probkoy. *Azerbayzhanskoe neftyanoe khozyaystvo*. 1959. No 9. [in Russian]
9. Aleskerov i dr. Ekspluatatsiya skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. Moskva: Nedra, 1971. 200 p. [in Russian]
10. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Proektirovanie i razrabotka hazovykh mestorozhdeniy. M.: Nedra, 1974. 376 p. [in Russian]
11. Shyrkovskiy A. I. Razrabotka i ekspluatatsiya hazovykh i hazokondensatnykh mestorozhdeniy. M.: Nedra, 1979. 303 p. [in Russian]
12. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk Boyka V. S., Kondrata R. M., Yaremiychuka R. S. K.: Lviv, 1996. 620 p. ISBN 5-335-01293-5. [in Ukrainian]
13. Zotov H.A., Aliev Z.S. Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu hazovykh i hazokondensatnykh plastovykh skvazhin. M.: Nedra, 1980. 301 p. [in Russian]
14. Boyko V. S., Boyko R. V. Pidzemna hidrohazomekhanika: pidruchnyk. Lviv: Apriori, 2007. 452 p. [in Ukrainian]

Наука — виробництву

УДК 622.692.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-4(73)-85-90

ОПТИМАЛЬНА ПЕРІОДИЧНІСТЬ ОЧИЩЕННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

¹В. Я. Грудз, ²Н. Б. Слободян*

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, (0342) 727138,
e-mail: v.grudz@nimg.edu.ua

²АТ “Івано-Франківськгаз”; 76010, м. Івано-Франківськ, вул. Ленкавського, 20, тел. (0342) 586274,
e-mail: nazar.slobodian28@gmail.com

Розглядаються техніко-економічні аспекти підвищення гідравлічної ефективності трубопровідного транспорту. Гідравлічна ефективність газотранспортних систем прямо відображає їхню економічну ефективність та доцільність, а також процес «старіння» магістральних газопроводів з плином часу. Одним із ефективних методів підвищення гідравлічної ефективності газопроводу є періодичні його очищення із застосуванням механічних очисних пристроїв. Процес очищення газотранспортних систем за допомогою очисних поршинів є технологічно складним і дорогим. Тому при його плануванні необхідно створити всі умови, які б забезпечували максимальну ефективність очищення та економічну доцільність. Зі збільшенням кількості очищень газотранспортних систем зростає їхня гідравлічна ефективність, що призводить до збільшення прибутку газотранспортних організацій. Водночас витрати на очищення зменшують прибуток газотранспортних організацій. Отже, кількість очищень газопроводів та газотранспортних систем повинна бути оптимальною за певний період. Проаналізовано показники оцінки економічної ефективності заходів очищення внутрішньої порожнини газопроводів. Авторами встановлено, що більш вагомим показником оцінки заходів очищення газопроводу є збільшення загального прибутку газотранспортного підприємства. Досліджено залежність прибутку газотранспортного підприємства від кількості очищень газопроводу за певний період. Запропоновано методіку визначення оптимальної періодичності очищення газотранспортних систем. Побудовано математичну модель процесу, на основі реалізації якої отримано трансцендентне рівняння для знаходження оптимальної кількості очищень газотранспортних систем за певний період експлуатації. Запропоновано графоаналітичний метод для його розв'язку. На основі проведених розрахунків побудовано графічну залежність оптимальної періодичності очищення газотранспортних систем.

Ключові слова: гідравлічна ефективність, газопроводи, оптимальна періодичність, очищення, очисний поршень, очищення газопроводів, економічна ефективність, прибуток.

Рассматриваются технико-экономические аспекты повышения гидравлической эффективности трубопроводного транспорта. Гидравлическая эффективность газотранспортных систем непосредственно указывает на их экономическую эффективность и целесообразность, а также процесс «старения» магистральных газопроводов со временем. Одним из эффективных методов повышения гидравлической эффективности газопровода являются периодические его очистки с применением механических очистных устройств. Процесс очистки газотранспортных систем с помощью очистных поршин является технологически сложным и дорогостоящим. Поэтому при его планировании необходимо создать все условия, обеспечивающие максимальную эффективность и экономическую целесообразность. С увеличением количества очисток газотранспортных систем возрастает их гидравлическая эффективность, что приводит к увеличению прибыли газотранспортных организаций. Однако увеличивающиеся расходы на проведение очисток приводят к уменьшению прибыли газотранспортных организаций. Следовательно, количество очисток газопроводов и газотранспортных систем должна быть оптимальной за определенный период. Проанализированы показатели оценки эффективности мероприятий по очистке внутренней полости газопроводов. Авторами установлено, что более важным показателем оценки мероприятий по очистке газопровода является увеличение общего дохода газотранспортного предприятия. Исследована зависимость дохода газотранспортного предприятия от количества очисток газопровода за определенный период. Предложена методика определения оптимальной периодичности очистки газотранспортных систем. Построена математическая модель процесса, на основе реализации которой получено трансцендентное уравнение для нахождения оптимального количества очисток газотранспортных систем за определенный период эксплуатации. Предложен графоаналитический метод для его решения. На основе проведенных расчетов построена графическая зависимость оптимальной периодичности очистки газотранспортных систем.

зоровані показателі оцінки економічної ефективності заходів очищення внутрішньої порожнини газопроводів. Авторами встановлено, що більш конкретним показателем оцінки заходів очищення газопроводу є збільшення загальної прибутку газотранспортного підприємства. Досліджено залежність прибутку газотранспортного підприємства від кількості заходів очищення газопроводу за певний період. Представлено методику визначення оптимальної періодичності заходів очищення газотранспортних систем. Побудовано математичну модель процесу, на основі реалізації якої отримано трансцендентне рівняння для знаходження оптимального числа заходів очищення газотранспортних систем за певний період експлуатації. Представлено графоаналітичний метод для його розв'язання. На основі проведених розрахунків побудовано графічну залежність оптимальної періодичності заходів очищення газотранспортних систем.

Ключові слова: гідрравлічна ефективність, газопроводи, оптимальна періодичність, очищення, очищувальний поршень, очищення газопроводів, економічна ефективність, прибуток.

The technical and economic aspects of improving the hydraulic efficiency of pipeline transmission are considered. Hydraulic efficiency of gas transmission systems reveals directly their economic efficiency and practicability, as well as the process of "aging" of the main gas pipelines over time. One of the effective methods of improving the hydraulic efficiency of a gas pipeline is its periodical cleaning with the use mechanical cleaning units. The process of cleaning gas transmission systems with cleaning pistons is technologically complicated and expensive. Therefore, when planning, it is necessary to create all the conditions that guarantee maximum cleaning efficiency and are cost-effective. The increase of the number of gas pipeline cleanings improves the hydraulic efficiency of the systems. It increases the profit of gas transmission organizations. As a result, the cost for cleaning goes up and leads to the decrease of profit of the gas transportation companies. Therefore, the number of cleanings of gas pipelines and gas transmission systems should be equal to the optimum number of cleanings over a period of time. The indices of economic efficiency of gas pipelines pigging are analyzed. The authors find that a more specific indicator of the evaluation of gas pipeline cleaning procedure is the increase in the total profit of the gas transmission company. The dependence of the gas transmission company profit on the number of gas pipeline cleaning over a certain period of time is investigated. The method of specifying the optimal periodicity of gas transmission systems cleaning is offered. The mathematical model of the process is constructed. On the basis of the model, a transcendental equation for finding the optimal number of gas transportation system cleanings for a certain lifetime is obtained. A grapho-analytical method for the solution of the equation is offered. Based on the calculations, a graphical dependence of the optimal periodicity of gas transmission systems cleaning is constructed.

Key words: hydraulic efficiency, gas pipelines, optimal periodicity, cleaning, cleaning piston, gas pipeline cleaning, economic efficiency, profit.

Вступ

Підвищення гідрравлічної ефективності газопроводу чи газотранспортної системи обов'язково призведе до покращення економічних показників експлуатації газової магістралі за рахунок зменшення гідрравлічного опору лінійної частини. Звідси і збільшення обсягів перекачування газу і зменшення питомих енерговитрат на транспортування. Як відомо, очищення газотранспортних систем від різного роду забруднень підвищує їхню гідрравлічну ефективність. Мета роботи визначити оптимальну кількість заходів очищення газопроводу за певний період.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Відомо [1,2,3,4,5,6], що економічну ефективність заходів очищення газопроводу запропоновано оцінювати показником, що вказує на загальні затрати на один відсоток підвищення гідрравлічної ефективності. Однак він не є показовим, оскільки за низького початкового значення гідрравлічної ефективності газопроводу він має суттєво іншу величину, ніж при високому. Тому більш конкретним показником оцінки заходів з очищення газопроводу є збіль-

шення загального прибутку газотранспортного підприємства. Цей підхід використано в [2,7,8,9] з метою оптимізації періодичності очищень.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Зауважимо, що збільшення числа профілактичних заходів очищення за певний період часу призведе до зростання середньої гідрравлічної ефективності газопроводу за цей період часу. Цей висновок чітко коригується з фізичними уявленнями про гідрравлічну ефективність і процеси її підвищення. Очевидно, що збільшення частоти очищення газопроводу (тобто збільшення числа пропуску очисних пристроїв) приведе до підвищення гідрравлічної ефективності.

Підвищення гідрравлічної ефективності газопроводу приведе до збільшення обсягів перекачки газу, а отже, до збільшення прибутку газотранспортного підприємства. Таким чином, збільшення числа заходів очищення газопроводу за період часу експлуатації приведе до зростання прибутку газотранспортного підприємства.

З іншого боку, процес очищення газопроводу пов'язаний з певними витратами на його

проведення. Сюди слід віднести витрати на очисні пристрої, витрати газу в процесі очищення, зменшення пропускної здатності газопроводу чи газотранспортної системи в період руху очисного пристрою. Тому збільшення числа очисток газопроводу за певний період часу призведе до збільшення виробничих витрат і, отже, до зменшення прибутку газотранспортного підприємства.

Формулювання цілей статті

Аналізуючи вище викладене, зауважимо, що збільшення числа пропуску очисних поршнів призводить, як до збільшення прибутку газотранспортного підприємства, так і до його зменшення. Тому в кожному конкретному випадку слід встановити оптимальну періодичність очистки газотранспортних систем, яка б засвідчувала свою економічну доцільність.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Періодичність проведення очисток визначається багатьма факторами експлуатації газотранспортної системи. Найбільш істотним з них слід вважати темп падіння гідравлічної ефективності в часі.

Оптимальна періодичність проведення профілактичних очисток залежить від критерію оптимальності, екстремум якого задовольняє умовам проведення періодичних пропусків очисних засобів з метою підвищення гідравлічної ефективності. В літературі [2] розглядаються питання оптимальної періодичності очищення простих газопроводів. При цьому критеріями оптимальності вибираються енергетичні витрати на транспорт та загальний прибуток газотранспортного підприємства. Очевидно, що останній критерій – загальний прибуток підприємства найбільш повно відображає техніко-економічні стосунки. Тому за критерій оптимальності приймається загальний прибуток підприємства з врахуванням витрат на проведення профілактичних очисток. Таким чином, функція мети може бути побудована в вигляді:

$$\Pi = f(c, E, s, n), \quad (1)$$

Π – загальний прибуток підприємства;

c – різниця між закупівельною ціною на газ та вартістю його реалізації (з врахуванням собівартості транспорту);

E – гідравлічна ефективність газотранспортної системи;

S – затрати на одне очищення;

n – число очисток газопроводів за період часу експлуатації T .

Якщо розглядати період експлуатації $T=1$ рік, то прибуток газотранспортного підприємства складе

$$\Pi = cQ_T TE_{cp}, \quad (2)$$

Q_T – теоретична пропускна здатність системи газопроводів;

E_{cp} – середня за рік гідравлічна ефективність системи.

Розглянемо вплив гідравлічної ефективності газотранспортної системи на загальний прибуток газотранспортного підприємства. В першу чергу, слід відмітити, що середнє значення гідравлічної ефективності необхідно розуміти як середньоінтегральне, тобто:

$$E_{cp} = \frac{1}{T} \int_0^T E(t) dt. \quad (3)$$

Якщо за період часу T проводилось n очисток газопроводу і в результаті кожної гідравлічна ефективність підвищувалась до однакового рівня E_0 , а потім знижувалась з однаковим темпом, то з метою визначення середньої ефективності достатньо розглядати один з проміжків часу тривалістю T/n і зробити узагальнення для всього періоду T . Тоді середнє значення гідравлічної ефективності буде дорівнювати

$$E_{cp} = \frac{n}{T} \int_0^{T/n} E(t) dt. \quad (4)$$

Наведений аналіз свідчить, що зі збільшенням кількості очищень газопроводу за проміжок часу T , з одного боку, зростає гідравлічна ефективність систем, що призводить до збільшення прибутку газотранспортного підприємства. З іншого боку, зростають виробничі витрати на проведення очисток, що призводить до зменшення прибутку газотранспортного підприємства. Отже, прибуток газотранспортного підприємства, як функція числа очисток газопроводу за проміжок часу T повинна мати екстремум, якому відповідатиме оптимальне число очисток газопроводу за проміжок часу T . А це означає, що функція мети для визначення оптимальної періодичності очисток газопроводу може бути записана у вигляді

$$\Pi = cQ_T n \int_0^{T/n} E(t) dt - sn. \quad (5)$$

Тоді оптимальна періодичність очищень газопроводу може бути знайдено шляхом диференціювання рівняння (5):

$$\frac{\partial \Pi}{\partial n} = 0. \quad (6)$$

Для реалізації поставленої задачі необхідно знати вигляд функції $E(t)$ для газотранспортної системи. Як було показано вище, така функція може бути побудована на основі періодичних спостережень за гідравлічною ефективністю газотранспортної системи. Така функція має вигляд

$$E(t) = E_0 e^{-\lambda t} (\cos \beta t + \sin \beta t). \quad (7)$$

Підставляючи цей вираз в рівняння функції мети, одержимо

$$\Pi = c Q_T n E_0 \int_0^T e^{-\lambda t} (\cos \beta t + \sin \beta t) dt - sn. \quad (8)$$

Виконавши інтегрування по частинах, після нескладних перетворень отримаємо

$$\Pi = \frac{c Q_T n E_0}{T(\lambda^2 + \beta^2)} \left[e^{-\lambda \frac{T}{n}} (\beta - \lambda) \sin \left(\beta \frac{T}{n} \right) - (\beta + \lambda) \cos \left(\beta \frac{T}{n} \right) + (\beta + \lambda) \right] - sn. \quad (9)$$

Похідна $\frac{\partial \Pi}{\partial n}$ дозволить отримати трансцендентне рівняння для знаходження оптимального числа профілактичних очищень за період експлуатації T у вигляді

$$e^{-\lambda \frac{T}{n}} \left[(\beta - \lambda) \sin \left(\beta \frac{T}{n} \right) - n(\beta - \lambda) \times \left(\lambda \sin \left(\beta \frac{T}{n} \right) + \frac{\beta T}{n^2} \cos \left(\beta \frac{T}{n} \right) \right) - (\beta + \lambda) \cos \left(\beta \frac{T}{n} \right) + n(\beta + \lambda) \left(\lambda \cos \left(\beta \frac{T}{n} \right) - \frac{\beta T}{n^2} \sin \left(\beta \frac{T}{n} \right) \right) \right] - \frac{s(\lambda^2 + \beta^2)T}{c Q_T E_0} - d. \quad (10)$$

Аналітичний вираз розв'язку одержаного рівняння знайти неможливо. Тому для реалізації задачі пропонується графоаналітичний метод, який базується на тому, що ліва частина рівняння є безрозмірною функцією кількості профілактичних очищень $t(n)$, а права частина — сталою величиною d . Тоді рівняння може бути записано у вигляді

$$f(n) = d. \quad (11)$$

Задаючись рядом значень кількості очищень за період T , будуємо графік залежності $y=f(n)$. На осі ординат відкладаємо сталу величину d і будуємо графік функції $y=d$. Абсциса точки перетину побудованих графів відповідає кореневі одержаного рівняння і, отже, є оптимальною періодичністю профілактичних очищень газотранспортної системи.

З метою апробації запропонованої методики визначення оптимальної періодичності очищення газотранспортних систем, проведені розрахунки для системи газопроводів "Братерство" за даними на 1986 рік і системи Союз-Уренгой-Помари-Ужгород за даними на 1989 р. У вказаний період газопровідна система "Братерство" складалось з двох паралельних ниток ДУГ-1 діаметром 820 мм і ДУГ-2 діаметром 1420 мм, з'єднаних міжнитковими перемичками. Газопроводи Союз та Уренгой-Помари-Ужгород на цей період також склали двониткову систему, оскільки газопровід Прогрес в цей час не експлуатували.

Беручи до уваги недозавантаження систем магістральних газопроводів за критерій оптимальності, приймають енергетичні витрати на транспорт.

Якщо при відомій подачі перекачування Q потрібно забезпечити мінімальні енергетичні витрати на транспортування, тоді оптимальна періодичність профілактичних очищень буде рівна

$$\frac{\partial Z}{\partial n} = 0, \quad (12)$$

Z — енергозатрати на транспортування природного газу для газопроводу з компресорними станціями з врахуванням кількості продувок.

$$Z = \tau N_{\Sigma} + nS; \quad (13)$$

τ — період експлуатації;

N_{Σ} — сумарна потужність всіх компресорних станцій;

S — затрати на одну продувку.

Якщо потужність i -ї компресорної станції виразити із рівняння політропного стиснення із показником політропи m тоді отримаємо

$$Z = \tau Q \frac{m}{m-1} \sum_{i=1}^K \frac{Z_{B_i} T_{B_i}}{\eta_i} \left[\left(\frac{P_{H_i}}{P_{B_i}} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] + nS. \quad (14)$$

Значення тисків P_{H_i} та $P_{B_{i+1}}$ при стаціонарному режимі перекачування зв'язані між собою співвідношенням

$$P_{H_i}^2 = P_{B_{i+1}}^2 + c_i E_{cp}^2 Q^2. \quad (15)$$

Підставивши рівняння (15) у рівняння (14), отримаємо

$$Z = \tau Q \frac{m}{m-1} \times \sum_{i=1}^K \frac{Z_{B_i} T_{B_i}}{\eta_i} \left[\left(\frac{(P_{B_{i+1}}^2 + c_i E_{cp}^2 Q^2)^{1/2}}{P_{B_i}} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] + nS. \quad (16)$$

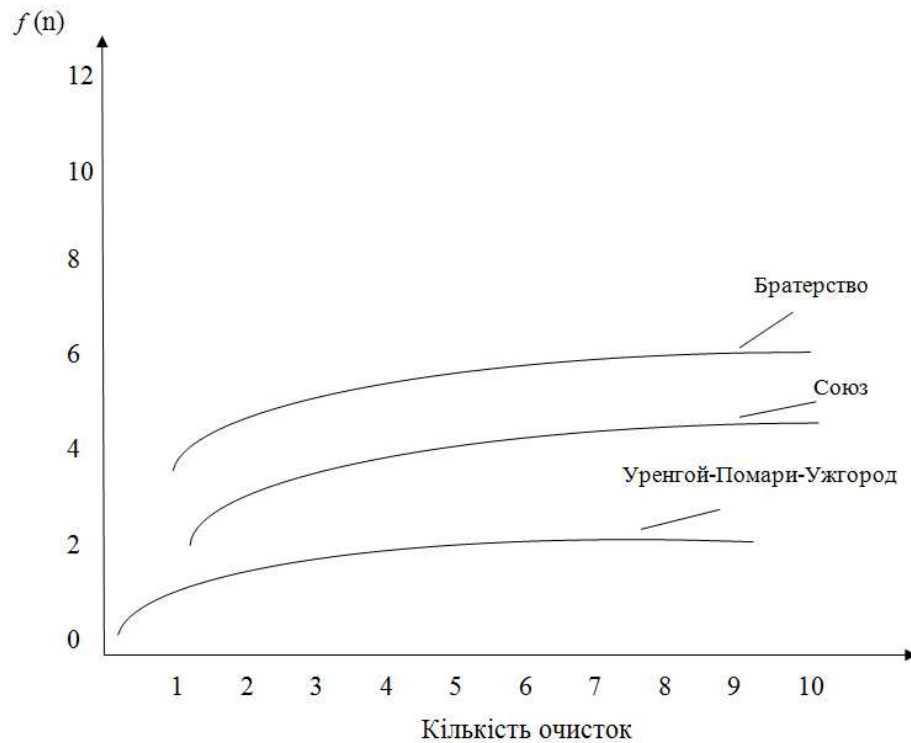


Рисунок 1 – Залежність оптимальної періодичності очистки газотранспортних систем

Виразивши через кількість профілактичних продувок n , запишемо

$$3 = nS + \tau Q \frac{m}{m-1} \times \quad (17)$$

$$\left[\frac{\sum_{i=1}^K \frac{Z_{B_i} T_{B_i}}{\eta_i} \left(\frac{P_{B_{i+1}}^2 + c_i Q^2 \left(\frac{n}{\tau} \int_0^n E(t) dt \right)^2 \right)^{1/2}}{P_{B_i}} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right]$$

Рівняння (17) із врахуванням рівняння (12) закладено в основу розрахунку оптимальної періодичності очищень газопроводу Союз. При цьому характер зміни гідравлічної ефективності у часі був визначений на основі викладеної методики.

В [2] наведено результати розрахунків оптимальної періодичності очищень газопроводу ДУГ-2, газопроводу Союз та газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород, вважаючи ці газопроводи однопітковими. Запропонована методика розрахунку дозволяє розрахувати оптимальну періодичність очищення цих газопроводів, враховуючи, що вони складають єдину систему. На рисунку 1 наведено графічні залежності, що дозволяють визначити оптимальну періодичність очищень газопроводів як ниток системи.

Для газопровідної системи Братерство оптимальна періодичність очищень за даними графоаналітичного розрахунку становить 1,5 очищення на рік, а для газопровідної системи Союз-Уренгой-Помари-Ужгород 1,3 очищення на рік.

В таблиці 1 наведено результати розрахунку оптимальної періодичності очищень вказаних газопроводів за даними [2] і розробленою методикою.

Результати розрахунків свідчать, що для газопроводів, що входять в газотранспортну систему, оптимальна періодичність очищень менша, ніж для окремих простих газопроводів, не зважаючи на те, що витрати на очищення газопроводу системи менші, ніж витрати на очищення окремого газопроводу за рахунок зменшення витрат газу в процесі очищення. Цей факт пояснюється тим, що для газотранспортної системи за рахунок перерозподілу рідини між паралельними нитками протягом сезонів темп падіння гідравлічної ефективності значно нижчий, ніж для окремого газопроводу.

Висновки

Для знаходження оптимальної періодичності очисток газопроводу за певний період його експлуатації побудовано математичну модель процесу, на основі якої отримано трансцендентне рівняння. Розв'язок запропонованого рівняння доцільно отримати графоаналітичним

Таблиця 1 – Визначення оптимальної періодичності очисток газопроводів

Газопровід	Діаметр, мм	Довжина, км	Оптимальна періодичність очищень на рік		
			За даними [2]		За розробленою методикою
			Загальний прибуток	Енергетичні затрати	
Братерство					
ДУГ-1	820	102,2	2,4	4,6	1,5
ДУГ-2	1420				
Союз	1420	142,0	1,8	3,3	1,3
Уренгой-Помари-Ужгород	1420	127,9	2,1	4,2	

або іншим ітераційним методом. В результаті отримано оптимальну кількість профілактичних очищень за різними критеріями оптимальності. На основі одержаних розрахункових результатів приймаються командні рішення про кількість профілактичних очищень на рік.

Література

1. Александров А.В., Яковлев Е. И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта. М.: Недра. 1972. 432 с.
2. Грудз В.Я., Тымків Д. Ф., Яковлев Е. И. Обслуживание газотранспортных систем. К.: УМК ВО. 1991. 159с.
3. Кесельман Г. С., Махмудбеков Э. А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. М.: Недра, 1981. 256 с.
4. Ходанович И. Е. Об эффективности продувки газопровода. *Газовая промышленность*. 1958. № 3. С. 24–25.
5. Шиголев Б. М. Математическая обработка наблюдений. М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1962. 344 с.
6. Яковлев Є.І., Козак О.С., Михалків В.Б., Тимків Д.Ф., Грудз В.Я. Режими газотранспортних систем. Л.: Світ, 1992. 198с.
7. Грудз В. Я., Переяслов В. Н., Хизгилов И. Х. Влияние скорости очистных устройств на эффективность продувки газопроводов. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1974. № 6.
8. Грудз В. Я. Исследование эффективности очистных устройств в газопроводах с пересеченным профилем трассы: диссертационная работа на соискание ученой степени к.т.н., Ивано-Франковськ, 1980.
9. Грудз В. Я., Калин С. И. Вплив теплового режиму газопроводу на ефективність його роботи. *Розвідка і розробка газових родовищ*. 1993. Вип. 31.

References

1. Aleksandrov A.V. Yakovlev E.I. Proektirovanie i ekspluatatsiya sistem dal'nego transporta. Moscow: Nedra, 1972. 432 p. [in Russian].
2. Grudz V.Ya., Tymkiv D.F. Yakovlev E.I. Obsluzhivanie gazotransportnyh sistem. Kiev: UMKVO, 1991. 159 p. [in Russian].
3. Keselman G.S. Mahmudbekov E.A. Zashchita okruzhayushey sredey pri dobyche, transporte i hranenii nefiti i gaza. Moscow: Nedra, 1981. 256 p. [in Russian].
4. Hodanovich I.E. Ob effektivnosti produvki gazoprovodov. *Gazovaya promyshlennost*. 1958. no. 3. [in Russian].
5. Shigolev B.M. Matematicheskaya obrabotka nablyudeniye [Mathematical processing of observations]. Moscow: Nauka, 1969. 334 p. [in Russian].
6. Yakovlyev Ye.I., Kozak O.S., Myhalkiv V.B., Timkiv D.F., Grudz V.Ya. Rezhimi gazotransportnih sistem. Lviv: Svit, 1992. 198 p. [in Ukrainian].
7. Grudz V.Ya., Pereyaslov V.N., Hizgilov I.H. Vliyanie skorosti ochisnyh ustroystv na effektivnost produvki gazoprovodov. *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost*. 1974. no. 6. [in Russian].
8. Grudz V.Ya. Issledovanie effektivnosti ochisnyh ustroystv v gazaprovodah s peresechenym profilem trassy. Thesis for the degree of candidate of technical sciences, Ivano-Frankovsk, 1980. [in Russian].
9. Hrudz V.Ya., Kalyn S.Y. Influence of the thermal regime of the gas pipeline on the efficiency of its operation. *Rozvidka i rozrobka hazovykh rodovyshch*. 1993.Vol. 31 [in Ukrainian].