

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.048

## РКООН-2009 ЯК ІНСТРУМЕНТ АДАПТАЦІЇ КЛАСИФІКАЦІЇ ЗАПАСІВ І РЕСУРСІВ КОРИСНИХ КОПАЛИН УКРАЇНИ ДО СВІТОВИХ СТАНДАРТІВ ЗВІТНОСТІ

Г.І. Рудько<sup>1</sup>, І.Р. Михайлів<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Державна комісія України по запасах корисних копалин;  
01133, м. Київ, вул. Кутузова 18/7, оф. 816, e-mail: office@dkz.gov.ua

<sup>2</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: iratykhailiv@ukr.net

Класифікація запасів/ресурсів корисних копалин є основою для управління, обліку та їх використання. Історично розвиток таких класифікацій у різних країнах відбувався у діаметрально протилежних напрямках: у країнах так званого соціалістичного табору виділення категорій запасів/ресурсів проводилось за ступенем геологічного вивчення надр, у капіталістичних країнах – за рівнем економічної значущості та можливої адаптації запасів та ресурсів до ринку.

На сьогодні Рамкова класифікація ООН викопних енергетичних та мінеральних запасів і ресурсів (РКООН) широко застосовується у світовій практиці і є універсальною системою 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 зіставимості 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, – за трьома фундаментальними критеріями: економічна і соціальна життєздатність проекту, статус та обґрунтованість проекту освоєння родовища та геологічна вивченість. Встановлено, що усі категорії запасів і ресурсів корисних копалин, які використовуються Класифікацією України, знаходять свої аналоги в РКООН-2009, що не лише дозволяє враховувати потреби держави, а і забезпечує порівнянність статистичної звітності про запаси/ресурси на міжнародному рівні.

Застосування тих самих ознак категоризації запасів/ресурсів як і в РКООН дозволяє країнам з економікою перехідного періоду провести переоцінку запасів корисних копалин і мінеральної сировини на основі критеріїв ринкової економіки і тим самим привабити інвестиції у видобувні галузі.

Ключові слова: нафта, газ, коди класів, геолого-економічна оцінка, підрахунок запасів

Классификация запасов/ресурсов полезных ископаемых является основой для управления, учета и их использования. Исторически развитие классификаций в разных странах происходило в диаметрально противоположных направлениях: в странах так называемого социалистического лагеря выделение категорий запасов/ресурсов проводилось по степени геологического изучения недр, в капиталистических странах – по уровню экономической значимости и возможной адаптации запасов и ресурсов к рынку.

Сегодня Рамочная классификация ООН ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов (РКООН) широко применяется в мировой практике и является универсальной системой 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 национальную терминологию с одновременным обеспечением их сопоставимости с международными стандартами.

Сравнение Классификации Украины позволило установить, что Национальная классификация основана на тех же подходах к категоризации запасов/ресурсов, как и РКООН-2009, – по трем фундаментальным критериям: экономическая и социальная жизнеспособность проекта, статус и обоснованность проекта освоения месторождения и геологическая изученность. Установлено, что все категории запасов и ресурсов полезных ископаемых, используемых Классификацией Украины, находят свои аналоги в РКООН-2009, что не только позволяет учитывать потребности государства, а и обеспечивает сопоставимость статистической отчетности о запасах/ресурсах на международном уровне.

Применение тех же признаков категоризации запасов/ресурсов, что и в РКООН, позволяет странам с экономикой переходного периода провести переоценку запасов полезных ископаемых и минерального сырья по критериям рыночной экономики и тем самым привлечь инвестиции в добывающие отрасли.

Ключевые слова: нефть, газ, коды классов, геолого-экономическая оценка, подсчет запасов.

*The reserves / resources classification of minerals is the basis for management, accounting and their use. Historically development of classifications in different countries took place in diametrically opposite directions: in the socialistic countries the selection of reserves / resources categories was conducted due to the degree of geological study of the earth's depths, in capitalist countries – due to the level of economic meaningfulness and possible adaptation of supplies and resources to the market.*

*Nowadays the United Nations Framework Classification of mineral reserves and resources (UNFC) is widely used in world practice and is the universal system of reserves / resources estimation of minerals deposits at market conditions. UNFC-2009 provides the accounting of reserves / resources estimation of all types of raw material, it takes into account the influence of ecological and social factors and allows to preserve the national terms with their simultaneous comparability to the international standards.*

*The comparison of the Ukrainian Classification allows to establish that National classification is based on the same approaches to reserves / resources categorization, that are used for UNFC-2009. It is conducted due to the following three fundamental criteria: economic and social viability of project, status and validity of the development project and geological studying. It has been established that all categories of supplies and resources of minerals, which are used by Classification of Ukraine, can be found in UNFC-2009. It allows not only to take into account the state requirements but also provides compatibility of the statistical accounting about reserves / resources at an international level.*

*The application of the same characteristics of reserves / resources categorization in UNFC allows transition countries to conduct the revaluation of minerals and raw materials on the basis of market economy criteria and to attract investments into extractive industries.*

Key words: oil, gas, codes of classes, geological and economical estimation, calculation of reserves.

**Вступ.** Статистична інформація, яка подається міжнародним організаціям від України, повинна забезпечувати порівнянність наданих показників зі звітністю інших держав, сприяти залученню іноземних інвестицій та спрощувати інтеграцію нашої держави у світову економіку. Відповідно, перехід усіх галузей господарської діяльності України до міжнародної системи обліку і стандартів [1] вимагає впровадження у діяльність міжнародних систем класифікацій і, насамперед, адаптації до Міжнародної стандартної галузевої класифікації всіх видів економічної діяльності. Класифікації запасів /ресурсів корисних копалин визначають методологію їх статистичного обліку та регламентують форми звітності про їх обсяги. Зважаючи на те, що такі класифікації відображають ідеологію функціонування економіки різних систем, історично їх розвиток у різних країнах відбувався у діаметрально протилежних напрямках: у країнах так званого соціалістичного табору виділення категорій запасів/ресурсів проводилось за ступенем геологічного вивчення надр, у капіталістичних країнах – за рівнем економічної значущості та можливої адаптації запасів та ресурсів до ринку [2, 3].

Оскільки використання єдиних стандартів дозволяє створити зрозумілу міжнародній спільноті базу порівняння, постала необхідність вирішення актуального завдання – наблизити Національну систему класифікації запасів/ресурсів корисних копалин до міжнародних

класифікацій (більш прийнятних для ринкових умов) та відійти від методологічних принципів оцінки і звітності, які застосовувались ще у Радянському Союзі.

Поставлене завдання певною мірою вирішене та відображене у “Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр” [4], яка є адаптованою до РКООН зразка 1997 р.

Відповідно, **метою досліджень** – є встановлення ступеня відповідності Національного стандарту з підрахунку та обліку запасів корисних копалин (Класифікації) з однією з найпоширеніших і широко застосовуваних міжнародних систем – Рамковою класифікацією викопних енергетичних та мінеральних запасів та ресурсів.

Рамкова класифікація ООН (РКООН) – це одна з нещодавніх 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 вуллію СЕК Організації Об'єднаних Націй згідно з пропозицією уряду Німеччини. У свою чергу, вона підготовлена на базі класифікації, початково розробленої Федеральним відомством з геологічних наук і мінеральної сировини у 1991 р. [5]. “Рамкова класифікація запасів/ресурсів родовищ: тверді горючі копалини і мінеральна сировина” створена у 1997 р., почи-

наючи з 2004 р. стала 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) [6]. У період 2010-2013 рр. були розроблені Специфікації (обов'язкові правила) щодо застосування на практиці РКООН-2009 з метою забезпечення послідовності та співставлення при поданні даних про оцінку запасів та ресурсів.

Загалом, у РКООН-2009 розроблені 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, однак, яка 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 таким чином, щоб у неї інтегрувати існуючу термінологію і забезпечити їх порівнянність і сумісність, тим самим розширивши можливості міжнародної співпраці, особливо для країн 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 нетехніч-

ного характеру можуть мати безпосереднє відношення до комерційної життєздатності проекту розробки або гірських робіт. Екологічні або соціальні проблеми можуть перешкодити подальшому здійсненню проекту або призвести до припинення вже розпочатої роботи.

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

5) використовуються 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 інвесторам, банкірам, акціонерам, фахівцям з планування тощо);

7) дає змогу 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 на основі критеріїв ринкової економіки і тим самим 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.

На рис. 1 у матричній формі представлений принцип, на якому побудована рамкова класифікація ООН і методологія класифікації запасів/ресурсів.

Перша група категорій – вісь (E) – визначає ступінь сприйнятливості соціальних та економічних умов для забезпечення комерційної життєздатності проекту, які у себе включають ринкові ціни та відповідні юридичні, нормативні, природоохоронні та контрактні умови. Тут виділяються три можливі категорії: 1 – комерційні проекти (економічні запаси), 2 – можливі комерційні проекти (потенційно-економічні запаси), 3 – некомерційні проекти (можливо-економічні). Більш детально характеристику кожної категорії наведено нижче (табл. 1).

Категорії на економічній осі охоплюють усі нетехнічні питання, які можуть безпосередньо впливати на життєздатність проекту, включаючи ціни на сировину, експлуатаційні витрати, правові та податкові умови, природоохоронні правила та відомі соціальні і екологічні перешкоди. Будь-яке з цих питань може перешкоджати початку робіт із впровадження нового проекту (віднесення запасів до категорії E2 або E3 розглядаються для кожного конкретного випадку) або їх вплив може призвести до тимчасового або кінцевого припинення видобутку (переведення з E1 у E2 або навіть E3).

Таблиця 1 – Зіставлення Національної класифікації України з РКООН-2009

РКООН-2009		Аналог національної класифікації (переважаючий чинник)	
Категорія	Визначення / Додаткове пояснення	Підкатегорія	
1	2	3	4
	<b>СОЦІАЛЬНО-ЕКОНОМІЧНА ЖИТТЄЗДАТНІСТЬ (ВІСЬ Е)</b>		<b>ПРОМИСЛОВЕ ЗНАЧЕННЯ</b>
	Підтверджена економічна доцільність видобутку і збуту. <i>Видобуток і збут є рентабельними за поточних ринкових умов і реальних сценаріїв майбутніх ринкових умов. Усі необхідні узгодження/контракти або вже оформлені, або є всі підстави вважати, що такі узгодження/контракти будуть отримані протягом розумних термінів. Економічній доцільності не загрожують короткострокові несприятливі ринкові умови, якщо доведеться прогнозування записатиметься позитивним</i>	<b>Е1.1</b> <i>Видобуток і збут є рентабельним за поточних ринкових умов і реальних прогнозів майбутніх ринкових умов</i>	- <b>балансові</b> запаси, які на момент підрахунку згідно з техніко-економічними розрахунками можна економічно ефективно видобути і використати за умови застосування сучасної техніки і технології видобутку та переробки вуглеводневої сировини, що забезпечують дотримання вимог національного використання надр і охорони навколишнього природного середовища. <b>Коди класів:</b> 111, 121
<b>Е1</b>		<b>Е1.2</b> <i>Видобуток і збут не є рентабельними за поточних ринкових умов і реальних прогнозів майбутніх ринкових умов, але стануть економічно ефективними у випадку надання державних субсидій і/чи інших чинниках</i>	- <b>умовно балансові</b> запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки. Зокрема, використання цієї групи запасів можливе в разі надання пільгових умов видобутку або іншої підтримки інвесторів з боку держави. <b>Коди класів:</b> 211, 221, 222
<b>Е2</b>	Передбачається, що видобуток і збут стануть економічно доцільними у найближчому майбутньому. <i>Рентабельність видобутку і збуту ще не підтверджена, але на основі реальних прогнозів майбутніх ринкових умов є розумні перспективи для рентабельного видобутку і збуту у найближчому майбутньому</i>	Підкатегорії не визначені	- <b>умовно балансові</b> запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки. Зокрема, використання цієї групи запасів можливе в разі надання пільгових умов видобутку або іншої підтримки інвесторів з боку держави. <b>Коди класів:</b> 211, 221, 222

Продовження таблиці 1

1	2	3	4
<p><b>Е3</b></p>	<p>Не можна припускати, що видобуток і збут в найближчому майбутньому стануть економічно доцільними, або оцінка проведена на дуже ранній стадії, що не дозволяє визначити економічну доцільність. На підставі реальних прогнозів майбутніх ринкових умов у теперішній час можна вважати, що немає розумних перспектив для рентабельного видобутку і збуту у найближчому майбутньому; або економічна доцільність проекту розробки не може бути визначена через нестачу інформації (тобто на етапі ГРР). Сюди ж включається кількість, яку прогнозується видобути, але яка не підлягає збуту</p>	<p><b>Е3.1</b> Кількість, яка згідно з прогнозуванням буде видобутою, але не буде проданою</p> <p><b>Е3.2</b> Економічна доцільність видобутку не може бути визначена через нестачу інформації (наприклад, на етапі ГРР)</p> <p><b>Е3.3</b> На основі реальних прогнозів майбутніх ринкових умов у теперішній час вважастся, що для рентабельного видобутку і збуту немає прийнятних перспектив у найближчому майбутньому</p>	<p>- з <b>невизначеним</b> промисловим значенням, обґрунтування яких виконано з використанням припущених технологічних та економічних вихідних даних. <b>Коди класів: 331</b></p> <p>- з <b>невизначеним</b> промисловим значенням, обґрунтування яких виконано з використанням припущених технологічних та економічних вихідних даних. <b>Коди класів: 332</b></p>
			<p>- <b>позабалансові</b> запаси, видобуток і використання яких на момент оцінки є економічно недоцільним, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення. <b>Коди класів: 211пзб, 221пзб, 222пзб</b></p>

Продовження таблиці 1

1	2	3	4
<b>СТУПІНЬ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО ВИВЧЕННЯ</b>			
<b>F1</b>	<p>Обґрунтованість видобутку при реалізації певного проекту розробки або під час проведення гірничих робіт підтверджена.</p> <p><i>У теперішній час на родовищі:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- здійснюється видобуток;</li> <li>- триває реалізація проекту розробки або ведуться гірничі роботи;</li> <li>- закінчені детальні дослідження, які доводять обґрунтованість видобутку при реалізації певного проекту розробки чи при проведенні гірничих робіт</li> </ul>	<p><b>F1.1</b> Ведеться видобуток</p> <p><b>F1.2</b> Виділені кошти і триває реалізація проекту розробки або ведуться гірничі роботи</p> <p><b>F1.3</b> Закінчені детальні дослідження з метою продемонструвати доцільність видобутку шляхом реалізації певного проекту розробки або гірничих робіт</p>	<p>- запаси, на базі яких проведено детальну геолого-економічну оцінку ефективності їх промислового освоєння та матеріалами GEO-1 обґрунтовано економічну доцільність фінансування робіт з розробки проєктів будівництва видобувного підприємства; рішення про інвестування приймаються без проведення додаткових досліджень. <b>Коди класів:</b> 111</p>
<b>F2</b>	<p>Доцільність видобутку при реалізації певного проекту розробки або при гірничих роботах потребує подальшої оцінки.</p> <p><i>Попередні дослідження показали наявність родовища або поклавів такої форми, якості і кількості, що обґрунтованість видобутку за допомогою певного (меншою мірою в широкому сенсі) проекту розробки або гірничих робіт може бути оцінена. Для підтвердження обґрунтування видобутку можуть знадобитися додаткові дані і/або дослідження</i></p>	<p><b>F2.1</b> Триває реалізація проекту з метою обґрунтування розробки у найближчому майбутньому</p> <p><b>F2.2</b> Реалізація проекту призулинена і/або обґрунтування комерційної розробки може відбутися з суттєвою затримкою</p> <p><b>F2.3</b> Відсутні поточні плани розробки або додаткові дані через обмежені можливості</p>	<p>- запаси, на базі яких проведено попередню геолого-економічну оцінку їхнього промислового значення, та матеріалами GEO-2 обґрунтовано економічну доцільність фінансування робіт з їхньої подальшої розвідки, в тому числі ДПР. <b>Коди класів:</b> 121, 122</p> <p>- запаси, на базі яких проведено попередню геолого-економічну оцінку їхнього промислового значення, та матеріалами GEO-2 обґрунтовано економічну доцільність фінансування робіт з їхньої подальшої розвідки, в тому числі ДПР. <b>Коди класів:</b> 221, 222</p>

Продовження таблиці 1

1	2	3	4
<p><b>F3</b></p>	<p>Обрунтування видобутку при реалізації певного проекту або при гірничих роботах не може бути оцінене через нестачу технічних даних.  <i>Попередні дослідження (наприклад, на етапі ГРР), які можуть тривувати на певному проєкті розробки або проведенні гірничих робіт, свідчать про необхідність збору додаткової інформації для підтвердження наявності родовища (або покладу) такої форми, якості і кількості сировини, за якою можна буде оцінити об'єктованість видобутку</i></p>	<p>Підкатегорії не визначені</p>	<p>- запаси, на базі яких проведено початкову геолого-економічну оцінку можливого промислового значення ділянки надр, та матеріалами ГЕО-3 обґрунтовано економічну доцільність фінансування геологорозвідувальних робіт.  <b>Коди класів: 332, 333</b></p>
<p><b>F4</b></p>	<p>Проєкт розробки або ведення гірничих робіт відсутні.  <i>Кількість сировини, що знаходиться в пласті, не може бути видобута жодним з існуючих на даний час методів розробки чи проведенням гірничих робіт</i></p>	<p>Підкатегорії не визначені</p>	<p>- запаси, на базі яких проведено початкову геолого-економічну оцінку можливого промислового значення ділянки надр, та матеріалами ГЕО-3 обґрунтовано економічну доцільність фінансування геологорозвідувальних робіт.  <b>Коди класів: 331</b></p>
<p><b>G1</b></p>	<p><b>ГЕОЛОГІЧНА ВИВЧЕНІСТЬ (ВІСЬ G)</b>                      Кількість, сконцентрована на відомому родовищі, яку можна оцінити з високим ступенем достовірності</p>	<p>Підкатегорії не визначені</p>	<p><b>СТУПІНЬ ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ</b>                      - розвідані запаси:                      – категорія А - запаси, які вивчені з детальністю, що забезпечує повне визначення геометрії покладу, товщин, зміни колекторських властивостей, властивостей нафти, газу і конденсату, а також основні особливості покладу, від яких залежать умови його розробки;                      – категорія В – запаси, встановлені на підставі отри-маних промислових притоків нафти чи газу у свердловинах на різних гіпсометричних позначках. Вивчені з повнотою, достатньою для виконання проєкту розробки покладу;                      – категорія С<sub>1</sub> – запаси, встановлені за результатами дослідно-промислової розробки та випробування свердловин з промисловими припливами нафти або газу, геологічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах.  <b>Коди класів: 111, 121</b></p>

Продовження таблиці 1

1	2	3	4
<b>G2</b>	Кількість, віднесена до відомого родовища, яку можна оцінити з середнім ступенем достовірності	Підкатегорії не визначені	- попередньо-розвідані запаси категорії C <sub>2</sub> , визначені за результатами випробування та дослідження свердловин (частина свердловин може бути випробувана випробувачем пластів) та геологічних і геофізичних досліджень. <b>Коди класів:</b> 122
<b>G3</b>	Кількість, віднесена до відомого родовища, яку можна оцінити з низьким ступенем достовірності	Підкатегорії не визначені	- попередньо-розвідані запаси категорії C <sub>2</sub> у нерозвіданих частинах покладів, що прилягають до ділянок з розвіданими запасами з боку підняття пласта. <b>Коди класів:</b> 332
<b>G4</b>	Оцінена кількість, віднесена до потенційного родовища, яка заснована здебільшого на непрямих даних. <i>Кількість, оцінена на етапі ГРР, характеризується таким значним діапазоном невизначеності і пов'язаним з нею ризиком, ніщо згодом жоден проект розробки, ні проведення гірничих робіт не буде здійснене з метою видобутку цих оціночних кількостей сировини</i>	Підкатегорії не визначені	- перспективні ресурси категорії C <sub>3</sub> , які пов'язані з об'єктами, підготовленими до глибокого буріння, враховують можливість відкриття нових родовищ (покладів) нафти і газу та є підставою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових робіт. Для них не встановлено прямих доказів типу, виду та властивостей вуглеводнів. - прогнозні ресурси категорії D <sub>1</sub> літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюються в межах крупних регіональних структур з доведеною нафтогазоносністю, у т.ч. локалізовані по окремих об'єктах. <b>Коди класів:</b> 333, 334

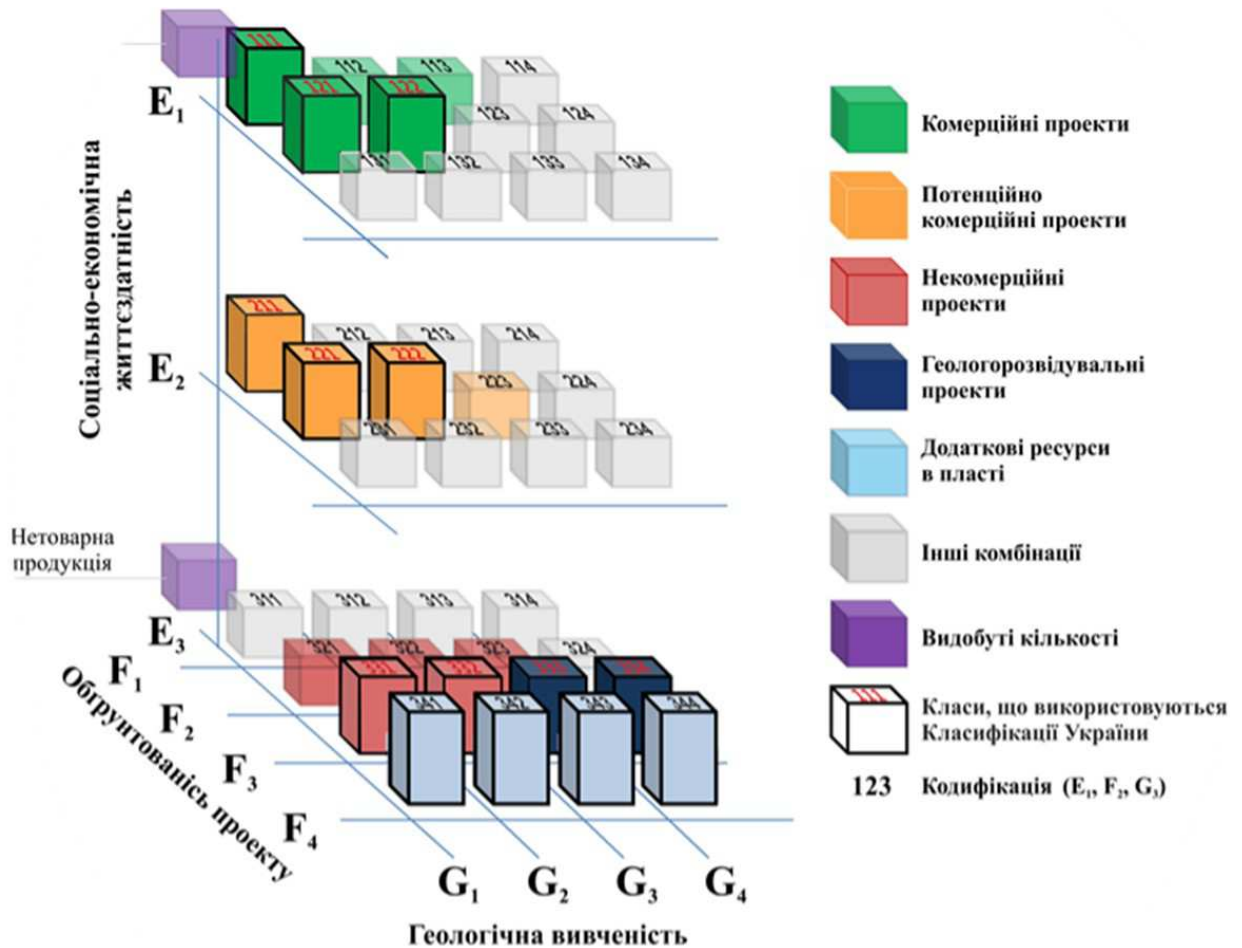


Рисунок 1 – Категорії ООН-2009 та приклади класів

Друга група категорій – вісь (F) – визначає ступінь опрацювання досліджень та прийнятих зобов'язань, необхідних для реалізації планів гірничих робіт або проектів розробки родовищ. Вони охоплюють діапазон від ранніх геологорозвідувальних робіт, проведених для встановлення наявності родовища, і до проекту, відповідно до якого відбувається видобуток та продаж сировини. Тут виділяється чотири категорії: 1 – детальна оцінка (ТЕО), 2 – попередня оцінка (ТЕД), 3 – початкова оцінка (ТЕМ), 4 – початкова оцінка (ТЕМ). Підкатегорії виділяються залежно від рівня готовності проекту, враховуючи його поточний стан: від “розробка не життєздатна” до “проводиться видобуток”, для яких розроблені чіткі визначення (див. табл. 1). Підкласи відображають концепцію класифікації, яка відповідає імовірності того, що у кінцевому варіанті він досягне етапу промислової розробки та продажу сировини.

Третя група категорій – вісь (G) – визначає ступінь достовірності геологічної інформації та можливість видобутку відповідних кількостей сировини. Тут виділяється також чотири категорії: 1 – детальна розвідка, 2 – попередня розвідка, 3 – пошуки, 4 – рекогносцирування. Підкатегорії виділяються за такими рівнями достовірності визначення кількості сировини, як “високий”, “середній” і “низький”. Вони не мають більш точного визначення на загальному рівні,

оскільки залежать від видів сировини, що видобувається у вигляді твердих корисних копалин і сировини, що видобувається у вигляді рідини. Для оцінки кількості енергетичних і мінеральних ресурсів, які вилучаються у вигляді твердих корисних копалин, їх, зазвичай, розбивають на дискретні категорії, де кожна дискретна оцінка відображає ступінь геологічного вивчення і достовірності, яка відноситься до певної частини родовища. Оцінку класифікують за відповідними категоріями G1 та G2 і/або G3. У випадку оцінки рідких копалин і мінеральної сировини, їх мобільність, зазвичай, не дозволяє віднести видобувну кількість до певних частин покладу. Видобувну кількість необхідно оцінювати на основі впливу схеми розробки на родовище загалом і розбивати на категорії, спираючись на три сценарії чи на кінцеві результати, еквівалентні категоріям G1, G1+G2 і G1+G2+G3.

Комерційні (економічні) та можливо комерційні (потенційно-економічні) запаси/ресурси використовуються лише у гірничому докладі або у ТЕО, при детальній і попередній оцінках. На етапі початкової оцінки на основі геологічних параметрів здійснюється не розрахунок економічної ефективності, а дається її приблизна оцінка шляхом прийняття гранично допустимих значень або простим зіставленням з аналогічними родовищами. Оскільки ресурси ви-

Класи РКООН, які визначаються категоріями та підкатегоріями						
Загальна початкова кількість продукції в пласті	Видобувна кількість	Товарна продукція				
		Нетоварна продукція				
	Відоме родовище	Клас	Підклас	Категорії		
				Е	F	G
Відоме родовище	Комерційні проекти	Видобуваючі	1	1.1	1, 2, 3	
		Затверджені до розробки	1	1.2	1, 2, 3	
		Обґрунтовані до розробки	1	1.3	1, 2, 3	
	Можливі комерційні проекти	Очікують на розробку	2	2.1	1, 2, 3	
		Розробка затримана	2	2.2	1, 2, 3	
	Некомерційні проекти	Розробка не з'ясована	3.2	2.2	1, 2, 3	
		Розробка не життєздатна	3.3	2.3	1, 2, 3	
	Додаткова кількість в пласті			3.3	4	1, 2, 3
Потенційне родовище	Геологорозвідувальні проекти	(підкласи не визначені)	3.2	3	4	
	Додаткова кількість у пласті		3.3	4	4	

Рисунок 2 – Класи РКООН-2009

кликають можливий економічний інтерес, дані про їх кількості включають у діапазон – від економічних до потенційно економічних.

Детальна оцінка характеризується найвищим ступенем достовірності визначення економічної ефективності, попередня оцінка – більш низьким ступенем достовірності. При початковій оцінці не ставиться завдання винесення достовірного висновку про економічну ефективність. На стадії початкової оцінки у геологічних звітах наводяться дані про ресурси в надрах (in situ), у той час як на етапах детальної та попередньої оцінок, крім цього, наводяться кількісні дані про “видобувні” запаси/ресурси. Збільшення детальності геологічного вивчення від рекогносцирування до детальної розвідки відображає зростаючий ступінь геологічної достовірності.

На рис. 2 представлена РКООН-2009 у табличній формі з уже виділеними підкатегоріями. Тут для кожного коду класу характерне чітко визначене поєднання етапів оцінки та ступеня економічної ефективності.

Категоризація обсягів запасів / ресурсів за РКООН-2009 проводиться системою числових кодів за трьома фундаментальними критеріями (трьох осях, що представлені гранями куба): економічна і соціальна життєздатність проекту (Е), статус та обґрунтованість проекту освоєння

родовища (F) та геологічна вивченість (G). Застосування кодифікації дає можливість коротко і однозначно ідентифікувати категорії запасів / ресурсів, що значно полегшує машинне оброблення даних і обмін інформацією між зацікавленими сторонами.

Кодифікація класів запасів/ресурсів виконується за допомогою цифрових знаків, де найменша цифра відповідно до традиційного сприйняття “перший – найкращий” означає найвищий ступінь економічної ефективності по осі Е та найвищий ступінь визначеності по осях F і G. Відповідно, клас коду 111 становить найбільший інтерес для інвестора, оскільки він характеризує корисні копалини, для яких визначена економічна доцільність їх видобутку та збуту (цифра 1 у першому розряді), які фактично видобуваються за обґрунтованим проектом (цифра 1 у другому розряді) і які детально розвідані (цифра 1 у третьому розряді).

Аналогічним чином проводиться кодифікація інших класів запасів і ресурсів, а у РКООН-2009 їх виділено у 40 класів; також можна здійснювати перенесення будь-якого класу з однієї системи класифікації в іншу.

Використовуючи РКООН-2009 на національних рівнях за необхідності головні категорії можна розбивати на підкатегорії з метою врахування конкретних потреб кожної країни.

Промислове значення	Ступінь техніко-економічного вивчення	Ступінь геологічного вивчення	Код класу
Балансові запаси (1..)	<b>ГЕО-1 (.1.)</b>	<i>розвідані запаси (..1)</i>	111
	ГЕО-2 (.2.)	розвідані запаси (..1)	121
	ГЕО-2 (.2.)	попередньо-розвідані запаси (..2)	122
Умовно балансові та позабалансові запаси (2..)	ГЕО-1 (.1.)	розвідані запаси (..1)	211
	ГЕО-2 (.2.)	розвідані запаси (..1)	221
	<b>ГЕО-2 (.2.)</b>	попередньо-розвідані запаси (..2)	222
Не визначено (3..)	ГЕО-3 (.3.)	розвідані запаси (..1)	331
	ГЕО-3 (.3.)	попередньо-розвідані запаси (..2)	332
	ГЕО-3 (.3.)	перспективні ресурси (..3)	333
	ГЕО-3 (.3.)	прогнозні ресурси (..4)	334

Рисунок 3 – Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України

Для національних модифікацій РКООН-2009 відповідні комбінації категорій можуть бути вибрані шляхом групування або подальшого розподілу категорій. Це, в свою чергу, дозволить гармонізувати баланси запасів/ресурсів, які складені на основі різних систем класифікації, і навпаки, використовуючи повний варіант РКООН-2009 для складання балансу, останній можна перетворити в баланси, складені за іншими гармонізованими класифікаціями.

Для полегшення сприйняття РКООН-2009 як системи класифікації запасів/ресурсів розроблено Специфікації для її застосування та виконано зіставлення з такими поширеними класифікаціями як Стандартна модель КРИРСКО (об'єднаний комітет з міжнародних стандартів звітності про запаси родовищ) та СУНР.

В Україні на державному рівні тривимірною моделлю РКООН застосовується з 1997 р.: вона відображена у «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр» (рис. 3) і нею передбачено використання 10 класів запасів/ресурсів корисних копалин.

Зіставлення Національної класифікації України з РКООН-2009 (див. табл. 1) дозволило зробити такі **висновки**:

- Національна класифікація України базується на тих самих підходах до категоризації запасів/ресурсів, що і РКООН-2009 – за трьома основними характеристиками – ступінь геологічного вивчення (вісь G), ступінь техніко-економічної оцінки (обґрунтованості проекту) (вісь F) та промислове значення (соціально-економічної життєздатності) (вісь E);

- усі категорії запасів і ресурсів корисних копалин, які використовуються Класифікацією України, знаходять свої аналоги в РКООН-2009;

- усі класи Класифікації України знаходять свої аналоги в РКООН-2009;

- статистична звітність на рівні класів може бути порівнянна для обидвох класифікацій;

- у Класифікації України може бути здійснено, за необхідності, виділення підкатегорій в межах основних категорій;

- зміст визначень по осі економічної ефективності української Класифікації загалом наближені за змістом і є порівнювальними з основними категоріями E1, E2, E3 та підкатегоріями E1.1 і E1.2, які прийняті РКООН-2009;

- підкатегорії E3.1 та E3.2 в українській Класифікації окремо не виділяються, а їх зміст поглинається загальним формулюванням відповідної категорії E3. Також слід зазначити, що запаси корисних копалин, які вилучаються з надр не з метою комерційної реалізації (категорія E3.1), в українській Класифікації відносяться до різних видів втрат, і включаються в обсяги погашених запасів. Обсяги видобутих корисних копалин, які використовуються для забезпечення видобутку, вважаються реалізованими на загальних підставах [7];

- по осі ступеня техніко-економічної оцінки (обґрунтованості проекту) (F) формулювання визначень, які використовуються українською Класифікацією порівняно з РКООН-2009 співставимі лише з основними категоріями: F1, F2, F3. Підкатегорії F1.1, F1.2, F1.3, F2.1, F2.2, F2.3 як окремі об'єкти підрахунку і обліку не виділяються і, відповідно, поглинаються визначеннями категорій F1 і F2;

- запаси категорії F4 Класифікацією України відносяться до “невидобувних”, “залишко-вих” позабалансових запасів категорії E2 [7];

- визначення категорій G1 і G4 обидвох класифікацій збігаються повністю. Відмінності між категоріями G2 і G3 полягають у тому, що за РКООН-2009 кількість корисної копалини категорії G2 визначається як сума категорій G1 і G2, а кількість категорії G3 - як сума G1 + G2 + G3, в той час як відповідно до класифікації України кількості корисних копалин кожної категорії G2 і G3 визначаються окремо.

Отже, впровадження звітності по запасах/ресурсах корисних копалин за стандартами РКООН-2009 дасть змогу адаптувати українські стандарти до світових і тим самим сприятиме розвитку нафтогазової галузі та залученню інвестицій у геологорозвідувальну і видобувну галузі України.

**Література**

- 1 “Про Концепцію побудови національної статистики України та Державну програму переходу на міжнародну систему обліку і статистики”, затв. постановою КМУ № 326 від 04.05.1993 р.
- 2 Габриэлянц Г.А. Гармонизация классификаций запасов нефти и газа будет продолжаться / Г.А. Габриэлянц // Нефть и капитал. – 2006. – № 1. – С. 43-46.
- 3 Ковалева Е.Д. Классификация запасов углеводородов России. Проблемы адаптации к международным стандартам / Е.Д. Ковалева, О.Г. Кананыхина, Ю.Б. Силантьев // Вести газовой науки: научно-технический сборник. – 20013. – № 5(16). – С.161-164.
- 4 Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр. Затверджено постановою Кабінету Міністрів України № 432 від 5.05.1997 р. – К.: Державна комісія України по запасах корисних копалин при Міністерстві екології та природних ресурсів, 1997.
- 5 Рудько Г. І. Національні та міжнародні системи класифікації запасів і ресурсів корисних копалин: стан та перспективи гармонізації: монографія / Г. І. Рудько, О. В. Нецький, М. В. Назаренко, С. А. Хоменко. – Київ – Чернівці: Букрек, 2012. – 240 с.
- 6 Рамочная классификация Организации Объединенных Наций ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов. ECE/ENERGY/85 - [https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/UNFC2009\\_ES39\\_r.pdf](https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/UNFC2009_ES39_r.pdf)
- 7 Рудько Г.И., Лювилюков В.И. Сопоставление на уровне категорий Классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых Украины для запасов (ресурсов) углеводородного сырья и РКООН-2009. – [https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/unfc\\_egrc/egrc3\\_may2012/3May/7\\_Rudko\\_r.pdf](https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/unfc_egrc/egrc3_may2012/3May/7_Rudko_r.pdf)

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
24.10.17*

*Рекомендована до друку  
професором Федоришиним Д.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Євдошуком М.І.  
(ІГН НАН України, м. Київ)*

## ОСНОВНІ ЧИННИКИ ЕНЕРГОЄМНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ ТА РОЛЬ УПРАВЛІНСЬКИХ ЗАХОДІВ ДЛЯ ЇХ ЗМЕНШЕННЯ

*I.В. Рибіцький<sup>1</sup>, В.І. Трофімчук<sup>2</sup>, М.О. Карпаш<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 547002,  
e-mail: mkarpush@nung.edu.ua

<sup>2</sup>ПАТ «Черкаситрансгаз»; м. Черкаси, вул. Сумгайтська, 3, тел. (0472)451510,  
e-mail: c-office@utg.ua

*Розглянуто основні причини високої енергоємності газотранспортної системи України (ГТС) та основні чинники, які на неї впливають. Проведено аналіз управлінських заходів з позиції їх впливу на енергоефективність роботи ГТС. Доведено можливість зменшення енергоємності ГТС шляхом переходу від традиційних техніко-економічних заходів до організаційних методів.*

Ключові слова: енергоємність, газотранспортна система, енергетична базова лінія, енергоменеджмент.

*Rассмотрены основные причины высокой энергоёмкости газотранспортной системы Украины (ГТС) и основные факторы влияния на нее. Проведен анализ управленческих мероприятий с позиции их влияния на энергоэффективность работы ГТС. Доказана возможность уменьшения энергоёмкости ГТС путем перехода от традиционных технико-экономических мероприятий к организационным методам.*

Ключевые слова: энергоёмкость, газотранспортная система, энергетическая базовая линия, энергоменеджмент.

*The main reasons for the high energy intensity of Ukraine's gas transport system (GTS) and the main factors that affect it are considered. The analysis of management activities in terms of their influence on the energy efficiency of the GTS operation is carried out. The possibility of reducing the energy intensity of the GTS by the transition from the traditional technical and economic measures to organizational methods is justified.*

Key words: energy intensity, gas transport system, energy basic line, energy management.

### Вступ

Впродовж останніх двох десятиліть українська економіка займає перше місце у світі за інтенсивністю використання енергії на одиницю ВВП, при незмінному паритеті купівельної спроможності [1]. Це означає, що на виготовлення одиниці продукції в Україні затрачається найбільше енергоносіїв у порівнянні з іншими країнами світу (рис. 1). Зрозуміло, що така модель економіки не зможе бути конкурентоспроможною в умовах ринкової економіки.

### Виклад основного матеріалу

Енергозатратна економіка є наслідком не стільки застарілого, енергетично неефективного обладнання, а, насамперед, застарілої системи керування. Впровадження нових системних підходів до керування енергоефективністю дасть можливість виявити місця втрат енергоресурсів та вчасно їх ліквідувати.

Найбільш енергоємними галузями української економіки за формою державного статистичного спостереження 11-МТП є:

- виробництво електроенергії ТЕС та ТЕЦ;
- металургія;
- побутовий сектор (виробництво теплоенергії котельнями).

До п'ятірки найбільш енергоємних виробництв входить діяльність трубопровідного транспорту із транспортування природного газу, яка займає близько 2% від всього споживання енергоресурсів [3].

Публічне акціонерне товариство "Укртрансгаз" створене відповідно до розпорядження Кабінету Міністрів України "Про реорганізацію дочірніх компаній Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" від 13.06.2012 №360-р, основними завданнями якого є транспортування газу магістральними трубопроводами споживачам країн Європи і внутрішнім споживачам України та зберігання газу у підземних сховищах газу [4].

На сьогодні ГТС України є однією з найбільших і найпотужніших ГТС в Європі і включає понад 35 тис.км газопроводів (20,6 – магістральних газопроводів, 12,6 – газопроводів-відводів). Її пропускна здатність становить 304 млрд.куб.м/рік газу на вході і 145,8 млрд.куб.м/рік на виході. З огляду на вищесказане, особливої актуальності набуває питання енергоефективної та безпечної експлуатації ГТС, а також забезпечення безперервності постачання природного газу споживачам, при якому менших витратах енергетичних ресурсів на цей процес [5]. Основні характеристики газотранспортної системи України зведено у таблиці 1.

Основною метою статті є визначення основних причин високої енергоємності ГТС України та відображення величезного потенціалу стосовно зменшення енергоємності виробництва у порівнянні з іншими країнами. Автор звертає увагу та пропонує змінити напрямку концентрації основних зусиль щодо

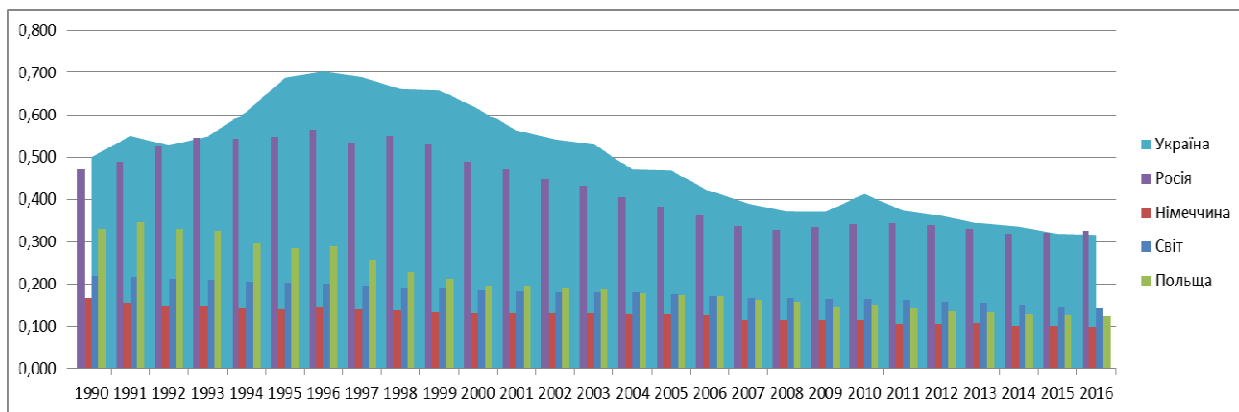


Рисунок 1 – Інтенсивність використання енергії на одиницю ВВП при постійному паритеті купівельної спроможності деяких країн світу у період 1990-2016 рр.

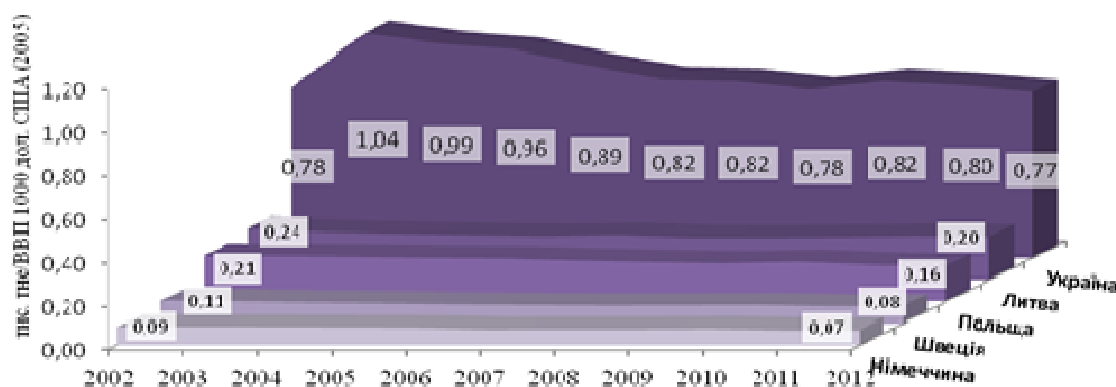


Рисунок 2 – Динаміка кінцевої енергоємності за деякими країнами світу у період 2002-2012 рр.

Таблиця 1 – Характеристика газотранспортної системи ПАТ "Укртрансгаз"

№ з/п	Параметри газотранспортної системи	Од. виміру	Кількість
1	Довжина газопроводів, всього у т.ч.:	км	35 576,426
	<i>магістральних газопроводів</i>	км	20 636,721
	<i>магістральних газопроводів-відводів</i>	км	12 611,912
	<i>розподільних газопроводів</i>	км	2 327,793
2	Продуктивність газотранспортної системи:		
	<i>на вході від суміжних газотранспортних систем</i>	млрд. м <sup>3</sup> /рік	304,0
	<i>на виході до суміжних газотранспортних систем</i>	млрд. м <sup>3</sup> /рік	145,8
3	Кількість компресорних станцій	шт.	73
4	Кількість газоперекачувальних агрегатів	шт.	705
5	Потужність компресорних станцій	МВт.	5496
6	Кількість підземних сховищ газу (ПСГ)	шт.	12
7	Проектний активний об'єм ПСГ	млрд. м <sup>3</sup>	30,95

зменшення енергоємності виробництва від вартісних техніко-економічних [3, 6,7] до організаційних методів, визначених у міжнародних стандартах ISO у сфері енергоефективності та ризик менеджменту (ISO 50001, ISO 50002, ISO 50004, ISO 50006, ISO 31010).

Україна після розпаду Радянського Союзу разом із енергоємною економікою отримала у спадок і адміністративну (ієрархічну) систему управління, яка вже на той час була неефектив-

ність, тоді як Японія, США, країни західної Європи впроваджували горизонтальні системи управління, у нас розвивались вертикальні системи [8]. Всі успішні компанії цих країн (Toyota, Nokia, AMAZON, APLE, Microsoft) мають спільну рису – в них впроваджені та функціонують системи керування за міжнародними стандартами і водночас не існує жодної неуспішної компанії, в якій би функціонували дані системи керування.

Менеджмент, як наука, об'єднує в собі специфічні механізми прикладного впровадження знань з інших наук для успішного розвитку та функціонування підприємств. Застосування принципів сучасного менеджменту, як побудова системи керування на циклі Шухарта – Демінга, процесному та ризикорієнтованому підходах [9], виводять вітчизняну систему керування на принципово новий рівень розвитку.

У більшості праць вітчизняних авторів закладені підходи до економії паливо-енергетичних ресурсів на так званих техніко-економічних методах оптимізації енергозатрат. Такі методи є, в свою чергу, найбільш масштабними та капіталомісткими. При їх реалізації можливо отримати миттєвий ефект у вигляді зниження енергоємності виробництва, зменшення викидів парникових газів, підвищення надійності обладнання і т.д., проте не завжди такі методи є виправданими, і, як наслідок, економічно доцільними. На думку авторів, у поняття сучасного енергозбереження при здійсненні заходів із економії паливо-енергетичних ресурсів (ПЕР) потрібно вводити поняття “економічний ефект енергоощадності”.

**Енергозбереження** – це діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна), яка спрямована на раціональне використання та економне витрачання первинної, перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів в національному господарстві, яка реалізується з використанням технічних, економічних та правових методів [10].

**Економічний ефект енергоощадності** – система вартісних показників, що відображають прибутковість (чи збитковість) заходів щодо енергоощадності [11].

Тобто, будь який успішний захід, спрямований на зменшення енергоємності продукції, буде енергозберігаючим, але не завжди він буде економічно ефективним [12].

Наведемо приклад. Під час проведення ремонту будівлі було вирішено провести утеплення фасаду. Чи будуть ці роботи енергозберігаючі? Звичайно. А от чи будуть вони економічно ефективними залежить від ряду факторів.

Якщо розглядати цегляну будівлю товщиною стіни 50-60 см, ефект від такого утеплення буде незначним, відношення отриманого ефекту до затрачених ресурсів буде низьким. Окупність такого проекту може розтягнутись на десятки, а інколи і сотню років. За цей проміжок часу виникне потреба провести новий ремонт фасаду або збудувати нову будівлю. Тому на сьогодні поняття енергозбереження є недостатнім для планування та впровадження заходів із зменшення енергоємності виробництва.

Якщо розглядати техніко-економічні заходи із енергозбереження у ПАТ «Укртрансгаз», то найдієвішим заходом вважатиметься заміна застарілого парку ГПА на новий більш енергоефективний (на сьогодні середній строк експлуатації ГПА в компанії становить близько 30 років). Але виконання цього заходу потребує неімовірних капіталовкладень, що співрозмірні із

20% державного бюджету України. Звичайно, таких коштів у компанії не має. Крім того, чи такий захід був би економічно неефективним з точки зору економічного ефекту енергоощадності? Окупність такого заходу розтягнеться на десятки років, навіть з урахуванням економії паливного газу, зменшення викидів CO і NOx в атмосферу та збільшення міжремонтного інтервалу турбін. Заміна основного енергоспоживачого обладнання в компанії на сьогодні здійснюється не з метою економії ПЕР, а для заміни фізично та морально застарілого обладнання. В даному випадку енергоефективність – позитивний «побічний ефект» від заміни, а не цілеспрямований енергозберігаючий захід.

Всі системи управління скеровані на боротьбу із втратами. Наприклад, систему управління якістю скеровано на боротьбу із втратами під час виконання процесів та з випуском бракованої продукції (неякісному наданню послуг); систему гігієни та безпеки праці – на боротьбу із недопущенням травматизму персоналу й виникненням аварійних та надзвичайних ситуацій; система енергоменеджменту – на зменшення втрат у сфері використання енерго-ресурсів.

Система керування енергоменеджменту – це відхід від традиційного уявлення, що висока енергоємність продукції – це лише технічна проблема, яка вимагає винятково технічного рішення. В більшості випадків це зовсім не так. На думку Марко Маттеїні (Marco Matteini), що представляє Організацію ООН з промислового розвитку (United Nations Industrial Development Organization, UNIDO), енергоефективність у сучасній промисловості досягається здебільшого не за рахунок впровадження нових енергозберігаючих технологій, а зміною методів і способів управління.

Тому введення поняття економічної ефективності у планування заходів із енергозбереження – важливий крок на шляху до зменшення енергоємності виробництва [7].

На сьогодні запорукою успішності компанії є не стільки матеріально сировинна база, як сама система керування, і персонал, що її впроваджує. Компетентний та вмотивований персонал є рушійною силою на шляху розвитку компанії.

У ПАТ «Укртрансгаз» впровадження системою управління має вирішальне значення. Основною задачею компанії є безперебійне транспортування природного газу споживачам України та Європи. Газотранспортну систему України було спроектовано на завантаження понад 180 млрд. м<sup>3</sup>. Але, починаючи з 2009 року, у зв'язку диверсифікацією потоків газу за межами України (Північний потік), зменшенням країнами Європи споживання російського газу (будівництво LNG терміналів для імпорту скрапленого газу, збільшення обсягів споживання норвезького газу), завантаженість ГТС України впала до рекордно малих об'ємів (рисунк 3). Компанії на сьогодні потрібно протистояти не тільки викликам у роботі при нерівномірному (не проектному) завантаженні ГТС,

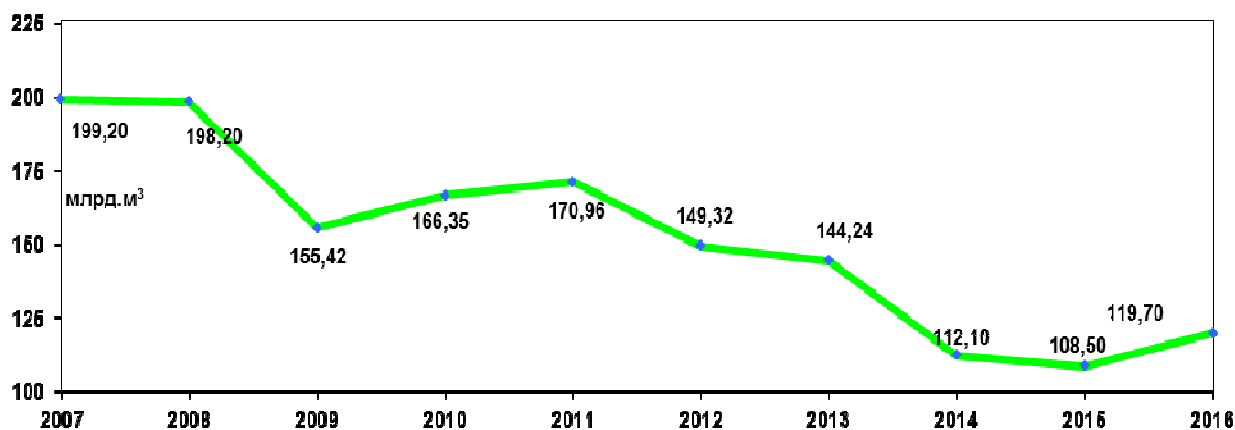


Рисунок 3 – Завантаженість ГТС України з 2007р по 2016р.

Таблиця 2 – Аналіз кількості витрати енергоресурсів при компримуванні природного газу до загальної витрати енергії за 2010-2016рр.

Вид спожитої енергії	Календарний рік						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Всього спожито т.у.п енергії	3884741,60	3895265,86	2373541,32	2724635,18	1771655,67	1464783,31	1909385,24
Т.у.п. енергії на роботу ГПА	2997752,16	3009577,39	1951670,97	2280381,45	1522166,94	1249529,24	1623912,41
%	77,2	77,3	82,2	83,7	85,9	85,3	85,0

але й суттєво зменшувати енергоємність виробництва через постійне зростання цін на вуглеводні.

У 2012 році ПАТ «Укртрансгаз» взяло курс на зміну підходів до управління процесами енергоефективності і в 2013 році, одним із перших в країні, успішно пройшло європейську сертифікацію системи енергетичного менеджменту (СЕНМ) в сфері надання послуг з транспортування і зберігання природного газу відповідно до вимог ISO 50001:2011.

Впровадження згаданої системи дало можливість:

1) визначити суттєвих споживачів енергоресурсів;

2) ввести поняття енергетичного планування;

3) призначити представника керівництва та групу із впровадження та функціонування СЕНМ;

4) визначити бази енергоспоживання та встановити енергетичні цілі;

5) впровадити процедуру здійснення закупівель енергоспоживаючого обладнання з точки зору енергоефективності.

Впровадження перелічених заходів дало змогу провести масштабну роботу щодо встановлення лімітів енергоспоживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) та контролю за ними та визначити доцільність опалення деяких будівель і споруд, встановити моніторинг за роботою котелень та підігрівачів газу на газорозподільчих станціях (ГРС), впровадити систему постійного моніторингу за вибором най-

більш економічного режиму транспортування газу. А також впроваджено показники енергоефективності [12] в сфері енергозбереження, шляхом аналізу виконання плану економії ПЕР за відповідний період.

Підвищення енергоефективності дає змогу компаніям долати тиск, який на них чинить залежність від енергоресурсів, вирішувати питання ненадійності енергопостачання, нерівності, високих цін і рахунків за енергоресурси, а також екологічної шкоди і збитків здоров'ю. Власники підприємств і менеджери також розуміють, що енергоефективність — це ключ до конкурентоспроможності компанії на відкритому ринку.

Для визначення крупних споживачів енергоресурсів встановлено критерій значного споживання енергії у відсотковому відношенні від спожитої енергії, що становить понад 80% [13]. Проаналізувавши дані (рис. 4 та 5), можна зробити висновок, що найбільш енергомістким видом діяльності у ПАТ «Укртрансгаз» є транспортування газу магістральними газопроводами, на яке витрачається понад 80% обсягів паливно-енергетичних ресурсів. Проаналізувавши дані у таблиці 2, слід звернути увагу на те, що значними споживачами енергоресурсів є газоперекачуючі агрегати (ГПА).

На кожного крупного споживача енергоресурсів встановлено базову лінію на основі результатів первісного енергетичного аналізу витрати енергії при транспортуванні природного газу. Енергетична базова лінія є математичною моделлю, що дає змогу проводити аналіз та по-



**Рисунок 4 – Питомий коефіцієнт залежності використання енергії для транспортування природного газу 2010-2016рр.**

рівняння очікуваного (нормованого) енергоспоживання з фактичним за визначений період часу.

За метод реєстрації енергетичного базису обрано нелінійну регресійну автоматизовану модель розрахунку потреби у паливно-енергетичних ресурсах, яка реалізована у програмному комплексі «Експерт».

Основою розрахунку базового рівня енергоспоживання є фактична залежність питомих витрат ПЕР від номінальної потужності (продуктивності) ГПА, що визначається за паспортними даними та результатами випробувань агрегатів після ремонтів та обслуговування (нелінійна регресивна залежність).

Впровадження цих механізмів дало можливість суттєво скоротити енергоємність виробництва (рис. 3, 4, 5).

За допомогою механізмів, визначених в стандарті ISO 50001:2011, таких як енергетичне планування, енергетичний аналіз, управління енергетичними операціями, енергетична база лінія було впроваджено нові підходи до використання енергоресурсів.

Основними кроками на шляху до зменшення енергоємності виробництва вбачаємо перехід до вимірювання досяжної енергоефективності з використанням базових рівнів енергоспоживання та показників енергоефективності крупних споживачів енергоресурсів за питомими показниками відношення використання паливного газу до виконаної корисної роботи. Використання даного енергетичного базису не тільки дасть можливість оптимізувати режими роботи газотранспортної системи, а й у подальшому стане передумовою для переходу ре-

монту обладнання ГПА від напрацювання до ремонту за фактичним технічним станом обладнання [14].

На сьогодні ефективне використання енергоресурсів є найбільш важливим та економічно доцільним, але, водночас, найменш використовуваним і зрозумілим способом підвищення як рівня життя кожного, так і життя в умовах збереження довкілля. Недостатньо дослідженими і задіяними принципами енергоефективності є в напрямі підвищення прибутковості підприємств.

Загалом підвищення енергоефективності призводить до зниження витрат на енергоносії, підвищення рентабельності, покращення якості продукції, зростання конкурентоспроможності та вартості компанії, й загалом – створення позитивного іміджу компанії.

### Висновки

На основі проведеного аналізу було встановлено, що українська економіка займає перше місце у світі за інтенсивністю використання енергії на одиницю ВВП, а ПАТ «Укртрансгаз» входить до п'ятірки найбільш енергоємних виробництв країни.

Авторами визначено основні характеристики ГТС України, що впливають на її енергоємність.

На думку авторів, до поняття сучасного енергозбереження при здійсненні заходів із економії паливно-енергетичних ресурсів потрібно вводити поняття «економічний ефект енергоощадності.»

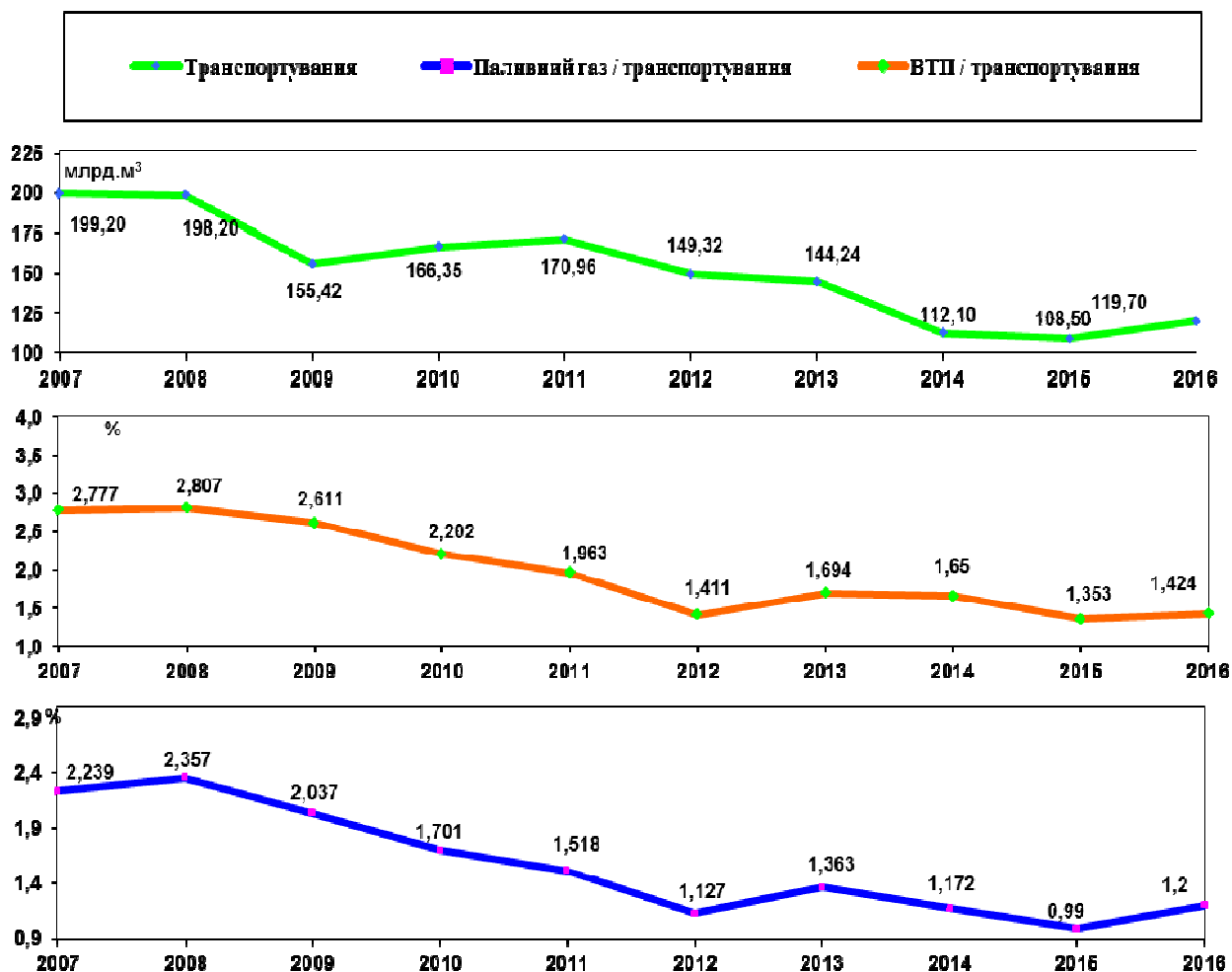


Рисунок 5 – Витрати газу на ВТП<sup>1</sup> ПАТ “Укртрансгаз” за 2007-2016 рр. в % від транспортування газу

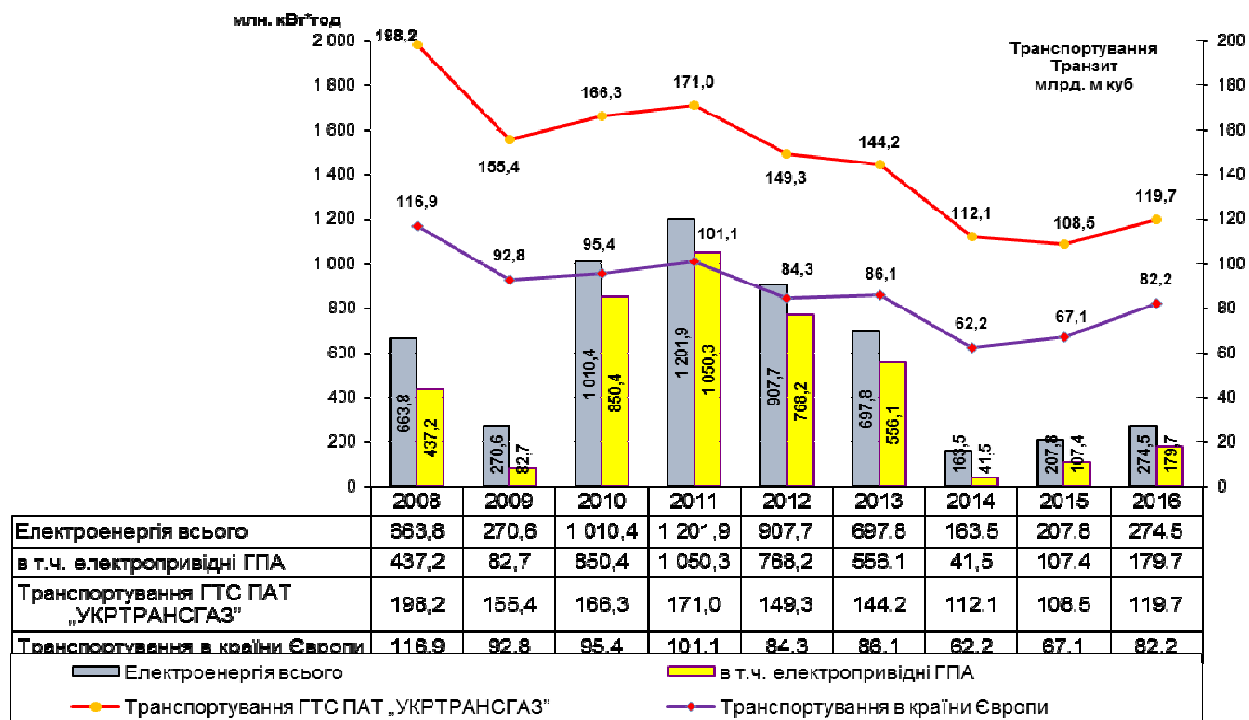


Рисунок 6 – Динаміка показників витрат електроенергії на виробничо-технологічні витрати

Авторами проаналізовано енергоємності ГТС України за 2007-2016 рр.

Зроблено висновок, що в умовах економічної кризи та браку коштів на модернізацію енергоємного обладнання, концентрація основних зусиль щодо зменшення енергоємності виробництва має зосереджуватись не на вартісних техніко-економічних методах, а на організаційних, визначених у міжнародних стандартах ISO у сфері енергоефективності та ризик менеджменту (ISO 50001, ISO 50002, ISO 50004, ISO 50006, ISO 31010).

Автори дійшли висновку, що основними кроками на шляху до зменшення енергоємності виробництва у ПАТ «Укртрансгаз» є перехід на вимірювання досяжної енергоефективності з використанням базових рівнів енергоспоживання та показників енергоефективності крупних споживачів енергоресурсів на основі питомих показників використання паливного газу до виконаної корисної роботи. Використання даного енергетичного базису не тільки дасть можливість оптимізувати режими роботи газотранспортної системи, а й у подальшому стане передумовою для переходу ремонту обладнання ГПА від напрацювання до ремонту за фактичним технічним станом обладнання.

### **Література**

- 1 <https://yearbook.enerdata.net/>
- 2 <http://www.iea.org/statistics/>
- 3 Енергоємність валового внутрішнього продукту України: передумови зниження / І. Мазур // Вісник ТНЕУ. – 2012. – № 1. – С. 64-72.
- 4 Розпорядження Кабінету Міністрів України "Про реорганізацію дочірніх компаній Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" від 13.06.2012 №360-р.
- 5 Урядовий портал // Роман Говдяк, голова правління ВАТ "Укргазпроект", керівник відділення "Транспорт нафти і газу" Української нафтогазової академії, кандидат технічних наук, академік УНГА, "Урядовий кур'єр" // <http://www.kmu.gov.ua>.
- 6 Проблеми енергозбереження газотранспортних підприємств в умовах кризи / М.Д. Степ'юк, Л.Т. Гораль, В.І. Мілевська // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2009. – С. 139-139.
- 7 Сергеев О.П. Енергозбереження як фактор підвищення економічної ефективності магістрального транспортування природного газу / О.П. Сергеев // Нафтогазова енергетика. – 2013. – С.566-568.
- 8 Трофімчук В. Наш вибір інтеграція / В. Трофімчук // Науково-виробничий журнал ОП. – 2015. – № 5. – С. 13-17.
- 9 Трофімчук В. Людина понад усе / В. Трофімчук // Науково-виробничий журнал ОП. – 2015. – № 9. – С. 16-20.
- 10 Закон України «Про енергозбереження» від 01.07.1994р. №74/94-ВР.

11 ДСТУ 2420-94 «Енергозбереження. Терміни та визначення».

12 ДСТУ ISO 50001:2014 «Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання.»

13 СОУ 49.5-30019801-111:2013 «Система енергетичного менеджменту Загальна настанова ПАТ «Укртрансгаз»

14 Грудз В.Я. Обслуживание газотранспортных систем / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тымкив, Е.И. Яковлев. – К., 1991. – С. 20-27

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
02.11.17*

*Рекомендована до друку  
професором **Райтером П.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**  
(ЛЧМГ ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)*

## АНАЛІЗ РІВНЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ СВЕРДЛОВИН, ЩО ВИВЕДЕНІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Т.М. Яцишин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727165,  
e-mail: yatsyshyn.t@gmail.com

*Розглянуто проблему виведених з експлуатації нафтогазових свердловин. Проаналізовано факти надходження із цих свердловин вуглеводнів та інших супутніх небезпечних речовин у навколишнє природне середовище та наслідки, що виникають. Вказано на актуальність застосування конкретних заходів для попередження екологічної катастрофи.*

*Теоретично досліджено вплив занедбаних неконтрольованих нафтогазових свердловин на навколишнє середовище. Розроблено схему потенційного впливу на довкілля таких свердловин. Проведено дослідження дев'яти виведених з експлуатації нафтогазових свердловин на території поблизу с. Солотвино Богородчанського району Івано-Франківської області. Здійснена оцінка досліджуваних свердловин за шістьма показниками, серед яких розташування свердловин відносно населених пунктів, річок, зовнішній стан обладнання, наявність зовнішніх проявів витоків вуглеводнів тощо. Визначено стан свердловин та їх вплив на прилеглу територію візуальним методом та за допомогою газоаналізатора «ДОЗОР-С-М». На окремих свердловинах виявлено забруднення поверхні витоків нафти, зафіксовані викиди метану, відзначено небезпечно розташування свердловини відносно селітебної території та річок, неякісні або відсутні інформаційні носії. Розглянуто методи редевелопменту свердловин, що виведені з експлуатації. Розроблено пропозиції щодо зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище цих свердловин.*

**Ключові слова:** свердловини, занедбані нафтогазові свердловини, екологічна безпека, забруднення атмосферного повітря, забруднення довкілля.

*Рассмотрена проблема нефтяных скважин, выведенных из эксплуатации. Проанализированы факты поступления из этих скважин углеводородов и других сопутствующих опасных веществ в окружающую природную среду и возникающие последствия. Указана актуальность принятия конкретных мер по предупреждению экологической катастрофы.*

*Теоретически исследовано влияние заброшенных неконтролируемых нефтяных скважин на окружающую среду. Разработана схема потенциального воздействия на окружающую среду таких скважин. Исследовано девять нефтяных скважин, выведенных из эксплуатации вблизи с. Солотвино Богородчанского района Ивано-Франковской области. Осуществлена оценка исследуемых скважин по шести показателям, среди которых расположение скважин относительно населенных пунктов, рек, внешнее состояние оборудования, наличие внешних проявлений истоков углеводородов. Определено состояние скважин и их влияние на прилегающую территорию визуальным методом и при помощи газоанализатора «Дозор-С-М». На некоторых скважинах обнаружено загрязнение поверхности истоками нефти, зафиксированы выбросы метана, отмечено опасное расположение скважин относительно жилой территории и рек; некачественные или отсутствуют информационные носители. Рассмотрены методы редевелопмента скважин, выведенных из эксплуатации. Разработаны предложения по уменьшению негативного влияния на окружающую среду этих скважин.*

**Ключевые слова:** скважины, заброшенные нефтяные скважины, экологическая безопасность, загрязнение атмосферного воздуха, загрязнение окружающей среды.

*The article deals with the problem of oil and gas decommissioned wells. The facts of hydrocarbon flows and other related hazardous substances from these wells into the environment that lead to consequences have been analyzed. The importance of this issue and the necessity of taking particular measures to prevent an ecological disaster are determined.*

*Theoretical study of the effect of abandoned uncontrolled oil and gas wells on the environment has been carried out. The scheme of potential impact on the environment of such wells is developed. Nine oil and gas decommissioned wells near Solotvyno, Bohorodchany district, Ivano-Frankivsk region have been studied. The estimation of the studied wells has been carried out due to six parameters, including the location of wells with regard to towns, rivers; the external condition of equipment, presence of external hydrocarbon leaks. The state of the wells and their influence on adjoining territory by the visual method and with the help of "DOZOR-S-M" gas analyzer are determined. The surface pollution by oil effluence has been detected, emissions of methane have been recorded, and the hazardous location of wells in relation to residential areas and rivers has been indicated. The methods of redevelopment of decommissioned wells are described. Proposals for reducing the negative impact on the natural environment of these wells have been developed.*

**Key words:** wells, abandoned oil and gas wells, environmental safety, atmospheric pollution, environmental pollution.

### Вступ

Нафтогазопромисловий комплекс належать до об'єктів підвищеної екологічної небезпеки, оскільки вони мають справу із легкозаймистими,

горючими, вибухонебезпечними та токсичними речовинами. Всі стадії життєвого циклу даного комплексу супроводжуються забрудненням навколишнього природного середови-

ща. Значна кількість науково-дослідних робіт в галузі екологічної безпеки присвячена етапам розробки, транспортування, зберігання та переробки вуглеводнів. Особливої уваги на даний час потребують виведені із експлуатації свердловини. За даними [1] тільки в США налічується близько 3 млн. занедбаних свердловин. Дані свердловини є джерелом надходження в атмосферу парникових газів та безконтрольного витоку вуглеводнів в довкілля.

#### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Нафтогазові свердловини, що виведені з експлуатації, становлять небезпеку для довкілля, як джерело витоків метану – газу, що сприяє утворенню парникового ефекту на планеті. Так, науковців з Пенсільванського університету, які вивчали занедбані свердловини, встановили, що емісія метану від досліджуваних об'єктів складає 4-7% від загальної кількості антропогенних викидів метану на території штату Пенсільванія [1]. Середні викиди метану із цих свердловин становлять близько 0,27 кг/добу на свердловину. За даними Російського міністерства природи з 75 тис. свердловин 7 тис. є неконтрольованими, і через них відбуваються витікання вуглеводнів. А територію біля селища Береке в Дагестані можна назвати зоною екологічного лиха через постійні розливи нафти із занедбаних свердловин [2].

Поблизу Астрахані знаходиться газоконденсатне родовище з великою кількістю свердловин, виведених з експлуатації. Частина з них є незаконсервованими. Існує потенційна загроза виходу на поверхню такого небезпечного газу, як сірководень. За словами доктора біологічних наук, професора, члена-кореспондента РАН О. Яблокова, якщо сірководень вирветься, він накриє місто. Люди загинуть протягом п'яти хвилин. Сірководень – це отрута, він викликає нервово-паралітичну дію. У 1970-ті роки були випадки, коли викидом сірководню накривало навколишні села, і люди гинули. Астраханське газоконденсатне родовище відрізняється великим вмістом сірки. Сірку видобувають і утилізують. А сірководень, який супроводжує газо- і нафтовидобуток, становить величезну екологічну небезпеку. Він може прорватися не тільки зі свердловин, а й з трубопроводу [3].

На території національного парку «Бузулукський бір», що знаходиться в Оренбурзькій області, існує техногенна загроза, яку створюють нафтові свердловини, пробурені починаючи з 1972 р. Зафіксовано просочування нафти на поверхню, пропускання газу, перевищення ГДК вуглеводневої сировини. На території національного парку фіксується різкий запах газу, що поширюється далеко за межі кордонів ділянок, на яких знаходяться свердловини [4].

За даними Комітету геології і надрокористування Міністерства енергетики та мінеральних ресурсів Казахстану в Атируській області 128 свердловин, що виведені з експлуатації, затоплені у результаті підйому вод Каспійського моря, а 1400 таких одиниць залишаються в

зоні можливого затоплення. В інших областях нафтового району існує така ж проблема. Ці свердловини, як зазначено в статті «Казахстанської правди», є «мінами сповільненої дії» [5]. Підтвердженням катастрофічної екологічної ситуації у водах Каспійського моря є масова загибель птахів, дельфінів, риби внаслідок витікання нафти з ліквідованих та законсервованих свердловин, аварій на свердловинах тощо. Це викликає небезпеку перетворення Каспію у мертве море [6].

На території України проблема занедбаних свердловин постає також надзвичайно гостро. На Прикарпатті експлуатацію нафтогазових родовищ розпочато в 50-і рр. XIX ст. за допомогою шурфів-колодязів у місцях природних виходів нафти на денну поверхню. З 80-х рр. XIX ст. на цих родовищах пробурено 3629 свердловин багатоклонної конструкції без цементування колон. Понад 60% цих свердловин – у занедбаному стані. Історично склалося, що на території розроблюваних родовищ утворилися населені пункти і міста. Таким прикладом може слугувати місто Борислав Львівської області. З 1972 року на території гірничих відводів родовищ Передкарпаття, що розробляються, з'явилася вторинна загазованість. Складність проблеми загазованості полягала в невивченості шляхів міграції вуглеводнів, відсутності технології попередження і дегазації об'єктів. Були розроблені способи локалізації газовиділень, що включають: буріння дегазаційних свердловин у місцях інтенсивних газовиділень, відновлення раніше занедбаних і ліквідованих свердловин, дегазацію свердловин і шурфів-колодязів, ліквідацію заколонних перетоків вуглеводнів у свердловинах за допомогою парафінобітумної суміші, утилізацію газу під вакуумом [6].

Проблема загазованості м. Борислава вивчалася методом дистанційного зондування Землі. Було створено і використано методику геохімічного контролю стану загазованості повітряного басейну вуглеводнями у комплексі з спектрометричною інтерпретацією матеріалів аерокосмічних зйомок, та методику виявлення шахт-колодязів методом дешифрування аерокосмічних знімків. Результатом проведених робіт були побудовані карти геохімічних аномалій території м. Борислав, на яких відображено понад 40 аномалій, розроблено принципи методики дослідження забруднення повітря газоподібними вуглеводнями природного походження, уточнено та доповнено карту джерел забруднення приповерхневого шару атмосфери вуглеводнями, створено карту діючих та занедбаних свердловин і шахт-колодязів [7]. При забрудненні водних об'єктів та ґрунтового покриву шкідлива дія на організм людини більш розтягнута в часі, а поширення вибухонебезпечних вуглеводневих газів у приземному шарі атмосфери може спричинити їх спалахи і вибухи [8].

#### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

На основі проведеного аналізу інформації, яка стосується проблеми виведених з експлуа-

тації, неконтрольованих свердловин, можна зробити висновок, що у наявності мало науково-дослідних робіт, які висвітлюють це питання і шляхи його вирішення в українській науковій літературі та зарубіжних джерелах. Це, в основному, засоби масової інформації, які констатують катастрофічну ситуацію в цій сфері. На даний час науковою спільнотою приділяється недостатньо уваги до питання екологічної безпеки відпрацьованих свердловин. Стан цих свердловин потребує постійного контролю і розробки заходів екологічно-безпечного поводження. Тому актуальним питанням є вивчення екологічної ситуації виведених з експлуатації свердловин та шляхи попередження катастрофічних наслідків.

### **Постановка завдання**

Глобальний негативний вплив нафтогазовидобувної галузі складається з локальних впливів окремих її об'єктів. Тому вирішення екологічних питань одиничних об'єктів (зокрема свердловин, що виведені з експлуатації) є одним з основних завдань для підвищення екологічної безпеки даної галузі.

Основним завданням стосовно виведення з експлуатації свердловин є:

- теоретичні дослідження їх впливу на довкілля;
- польові дослідження;
- розробка пропозицій щодо зменшення негативного їх впливу на навколишнє природне середовище.

### **Вирішення завдання**

Дослідження впливу на довкілля виведених з експлуатації свердловин є необхідним етапом для оцінки причинно-наслідкових тенденцій та виявлення найбільш небезпечних екологічних ситуацій. Завершальний етап життєвого циклу нафтогазових свердловин характеризується підвищеними ризиками виникнення неконтрольованих процесів, які можуть спричинити небезпеку для довкілля. На пізніх та завершальних етапах обладнання нафтових та газових свердловин є недостатньо надійним, може бути пошкоджене у результаті агресивності середовища. З часом у свердловини можуть руйнуватися цементні містки, відбувається корозія гирлового устаткування і самої колони, що спричиняє розгерметизацію свердловини. Наслідком даної ситуації є неконтрольоване забруднення пластових вод, ґрунтів та атмосферного повітря.

Екологічні загрози природному середовищу від витоків нафти і газу при експлуатації покладів теоретично менш масштабні порівняно з можливими витокami після закінчення розробки свердловини. Крім того, при експлуатації свердловини забруднення можуть бути попереджені і ліквідовані різними відомими природоохоронними заходами, а у свердловин, що виведені з експлуатації, у більшості випадків контроль відсутній.

Сейсмічні рухи можуть активізувати надходження вуглеводнів у свердловину і спрово-

кувати виникнення аварійних викидів нафти і газу. Існують дані досліджень та присутні реальні факти надходження вуглеводнів з глибинних шарів, що спричиняє неконтрольовані витoki флюїду чи газу в довкілля при розгерметизації конструкції свердловини. Розташування свердловин в заплавах річок підвищує ймовірність міграції вуглеводнів та забруднення гідросфери.

Свердловини, у яких пластові води є корозійно-активними, піддаються утворенню каналів, через які відбувається витікання вуглеводнів. Іноді такі ситуації фіксують у експлуатованих свердловин. Для герметизації зазору між обсадною колоною і пробуреною породою, в більшості випадків свідчить про його незадовільний стан. Зазначені «сприятливі» умови для прояву витоків супроводжуються частими грифонами, тобто відкритими виходами нафти і газу на земну поверхню в присвердловинній зоні [6].

Згідно з інформацією на завершених свердловинах витoki вуглеводнів фіксуються візуально. Приблизний термін служби обсадних труб становить від 25 до 30 років. Після закінчення даного терміну труби через зношеність і корозію повинні підлягати відновленню або ліквідації (тампонування). Ремонтні роботи передбачають повторне цементування гирла свердловини, однак обсадна колона піддається подальшому руйнуванню. Через це забруднення надр може відбуватися приховано і прямивати до водоносних горизонтів, а за наявності сприятливих умов (проникних пластів порід) надходити в атмосферу у вигляді газопроявів в околиці свердловини – грифонів. Тому такі заходи можна вважати шкідливими, з екологічної точки зору.

На рис. 1 представлено схему свердловини, що виведена з експлуатації, і можливі шляхи надходження вуглеводнів у різні середовища з різних розгерметизованих ділянок обсадних колон.

1) Бетонна тумба, яку встановлюють при виведенні свердловини з експлуатації замість гирлового обладнання.

2) Кондуктор – обсадна колона для ізолювання верхніх водоносних пластів.

3) Водоносний пласт.

4) Зацементований кондуктор після його опускання.

5) Зацементована ділянка першої технічної обсадної колони в кондукторі.

6) Зацементована ділянка першої технічної обсадної колони у відкритому стовбурі свердловини.

7) Перша технічна обсадна колона.

8) Розгерметизація другої технічної обсадної колони на ділянці, обсадженої першою технічною колоною.

9) Зацементована ділянка другої технічної обсадної колони в обсадженої першою технічною колоною свердловині.

10) Розгерметизація експлуатаційної колони на ділянці, обсадженої другою технічною колоною.

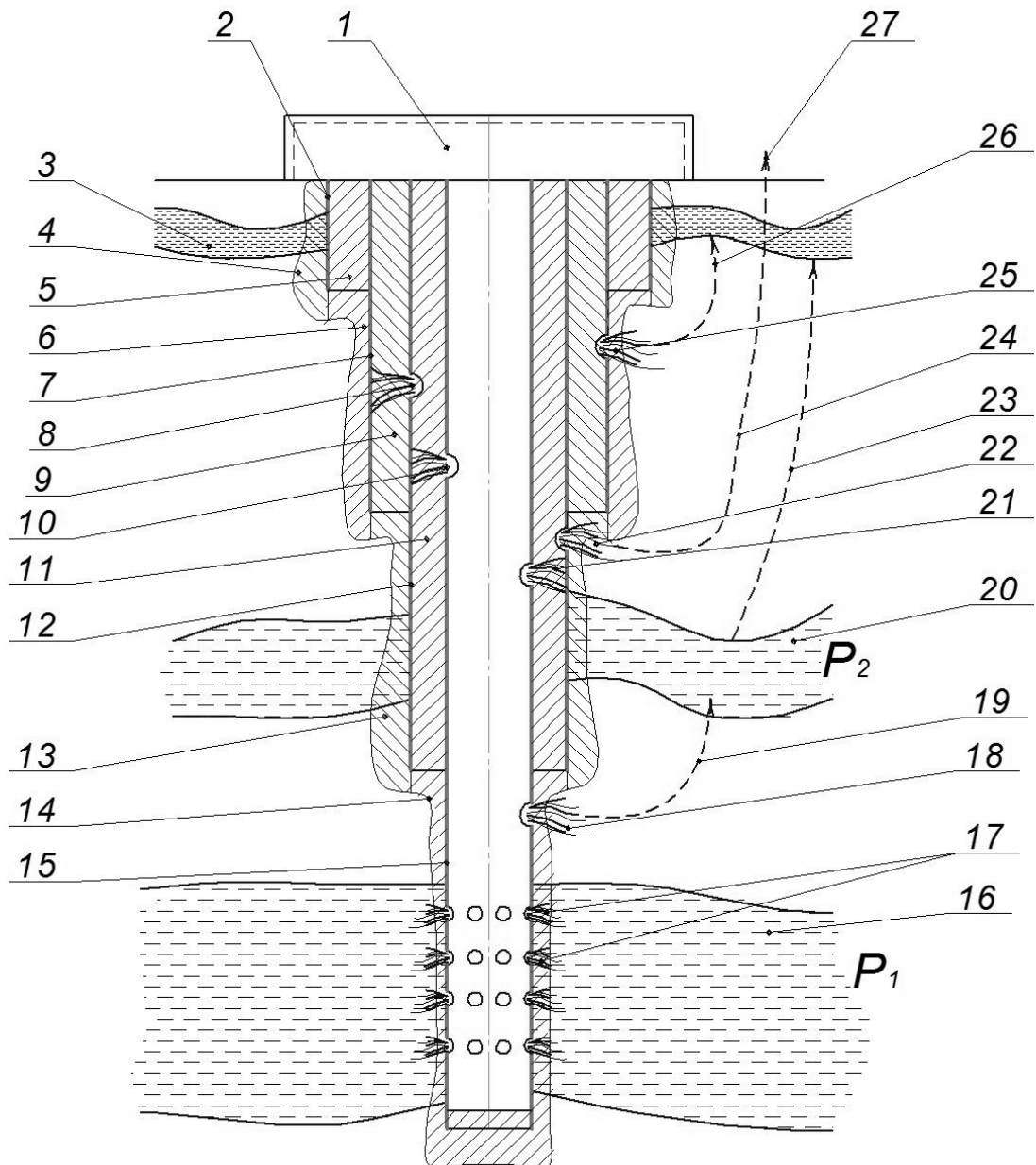


Рисунок 1 – Схема експлуатаційної нафтогазової свердловини із можливими несправностями герметизації обсадної колони

11) Зацементована ділянка експлуатаційної колони в обсадженій другою технічною колоною свердловині.

12) Друга технічна обсадна колона.

13) Зацементована ділянка другої технічної обсадної колони у відкритому стовбурі свердловини.

14) Зацементована ділянка експлуатаційної колони у відкритому стовбурі свердловини.

15) Експлуатаційна колона.

16) Продуктивний нафтогазовий горизонт з високим пластовим тиском  $P_1$ .

17) Перфорація експлуатаційної колони в зоні продуктивного горизонту 16.

18) Розгерметизація експлуатаційної колони в необсаджений колоні.

19) Можливе проникнення флюїду з високим тиском в пласт 20 з низьким тиском  $P_2$ .

20) Продуктивний пласт з низьким тиском  $P_2$ .

21) Розгерметизація в нижній частині експлуатаційної колони, яка обсаджена другою технічною колоною.

22) Розгерметизація другої технічної колони у відкритому стовбурі свердловини.

23) Переміщення флюїду із пласта 20 з низьким тиском  $P_2$  після потрапляння в нього потоку  $P_2$  із високим тиском у поверхневій водній пласті 3.

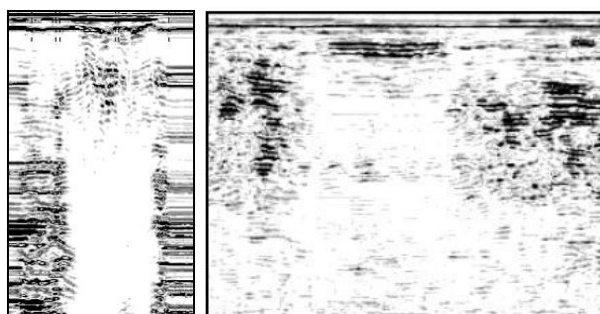
24) Переміщення флюїду до водяного пласта 3 і на поверхню, в тому числі в атмосферу.

25) Розгерметизація першої технічної колони.

26) Переміщення флюїду до водяного горизонту 3 та в поверхневій воді.

27) Неконтрольований вихід флюїду на поверхню (водні об'єкти, атмосфера).

При консервації для ідентифікації свердловини використовують мітки. У деяких випадках при наступному сільськогосподарському використанні земелю свердловини заглишували на глибині не менше 2 м. Недавні свердловини, що виведені з експлуатації, можна визначити за інформаційними мітками, але давні свердловини складно знайти. Одним з методів їх ідентифікації є георадарне дослідження території, яке призначене для виявлення підповерхневих структурно-речових неоднорідностей різного походження, зумовлених нерівномірним зволоженням відкладів, різним складом досліджуваних порід, особливостями структури і текстури порід (пористістю, шаруватістю), неоднорідністю відкладів або матеріалів, тріщинуватістю і деформованістю середовища, включенням сторонніх об'єктів [9]. Вигляд занедбаних свердловин на екрані георадара наведено на рис. 2.



**Рисунок 2 – Вигляд занедбаних свердловин на екрані георадара [9]**

**Польові дослідження свердловин.** Польові дослідження проводилися на території родовищ поблизу с. Солотвино, Богородчанського району, Івано-Франківської області. Було досліджено 9 нафтогазових свердловин, які виведені з експлуатації. Основними критеріями для оцінки ймовірного екологічного впливу на довкілля були: розташування свердловин відносно населених пунктів, річок та інших особливостей рельєфу, зовнішній стан обладнання, газова чи нафтова, наявність зовнішніх проявів витоків вуглеводнів, наявність інформаційних носіїв.

При дослідженні свердловин використовувались методи візуальної оцінки та за допомогою приладів (таблиця 1). Для визначення газоподібних викидів вуглеводнів використовувався газоаналізатор «ДОЗОР-С-М».

Газоаналізатор «ДОЗОР-С-М» призначений для вимірювання концентрації компонентів газоповітряного середовища (горючі гази  $C_nH_m$  і пари  $O_2$ ,  $SO_2$ ,  $Cl_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ): ціна одиниці найменшого розряду (0,1% НКПР (0,01% об.) – горючі гази і пари; 0,1  $mg/m^3$  – діоксид сірки; 0,01  $mg/m^3$  – хлор; 0,1% об. – діоксид карбону, кисень); габаритні розміри 200x200x81мм; маса – 2,0 кг.

В ході польових досліджень виявлено нафтогазові свердловини, на яких була проведена консервація і встановлена цементна тумба (рис. 3 а) та незаконсервовані (рис. 3 б).

**Таблиця 1 – Методи оцінки та фіксування даних при дослідженні свердловин**

№ з/п	Показник	Метод оцінки та фіксації даних
1	Розташування свердловини	Візуальний, (GPS)-навігатор, фотокамера
2	Особливості рельєфу	Візуальний, картографічний, фотокамера
3	Зовнішній стан обладнання	Візуальний, фотокамера
4	Зовнішні прояви вуглеводнів	Візуальний, газоаналізатор, фотокамера
5	Призначення свердловин (газоконденсатна чи нафтова)	Візуальний, зі слів жителів, фотокамера
6	Наявність інформаційних носіїв	Візуальний, фотокамера

Під час досліджень було відмічено нераціональне, екологічно-небезпечне розташування окремих об'єктів. Увагу привернула свердловина поблизу річки, яка, зі слів місцевих жителів, неодноразово затоплювалась. На даній свердловині встановлено протифонтанну арматуру 1965 року, що свідчить про значний вік свердловини. Серед досліджуваних об'єктів були виявлені герметизовані свердловини, де встановлено цементну тумбу (рис. 3а), та негерметизовані (рис. 3б). Зовнішній стан обладнання свердловин визначався як незадовільний, умовно задовільний та задовільний. Результати досліджень зведені в таблиці 2.

В результаті обслідувань свердловин встановлено:

- забруднення поверхні витокami нафти (Раковець № 1 та свердловина з невідомою назвою);
- викиди метану в атмосферу (Монастирчани №8);
- наявність на близькій відстані селітебних територій та річки (рис.3б);
- неякісні або відсутні (рис. 3б) інформаційні носії;
- у більшості досліджених об'єктів зовнішній стан обладнання задовільний або умовно задовільний, окреме обладнання датується 1965 роком;
- серед досліджуваних об'єктів виділено 30% з незадовільним станом обладнання.

В ході досліджень стану свердловин проводились вимірювання викидів газоподібних речовин. На рисунку 4а наведено екран газоаналізатора «ДОЗОР-С-М» під час замірів викидів вуглеводнів на свердловині Монастирчани №8, де було зафіксовано концентрації метану, які наведено на рисунку 4б.

**Існуючі та перспективні напрямки використання і контролю свердловин, що виведені з експлуатації.** Через зниження коефіцієнту нафтовидобутку нафтові компанії зацікави-

Таблиця 2 – Зведені результати досліджень виведених з експлуатації свердловин

№ з/п	Назва свердловини	Газова/нафтова (Г/Н)	Інформаційні носії (+/-)	Наявність населених пунктів, відстань (м)	Особливості рельєфу	Зовнішній стан обладнання	Зовнішні прояви витоків вуглеводнів
1	Раковець №1	Н	+	50м	Рівнинна місцевість, пасовище	Незадовільний	Присутні розливи нафти
2	Раковець № 7	Н	-	30 м	Горбиста місцевість, пасовище	Незадовільний (негерметизована)	Відсутні
3	Монастирчани №1	Н	+	500м	Горбиста місцевість	Умовно задовільний	Відсутні
4	Монастирчани №6	Н	+	500м	Горбиста місцевість	Умовно задовільний	Відсутні
5	Бабче №3	Г	+	450м	Горбиста місцевість	Задовільний	Відсутні
6	Невідома	Н	-	30м	Рівнина річка на відстані 30 м	Незадовільний (фонтанна арматура 1965 року)	Присутні розливи нафти
7	Монастирчани №3	Г	+	1000м	Горбиста місцевість	Задовільний	Відсутні
8	Бабче №5	Г	+	1000м	Горбиста місцевість	Задовільний	Відсутні
9	Монастирчани №8	Г	-	1500м	Горбиста місцевість	Незадовільний	Присутні витoki газу



а



б

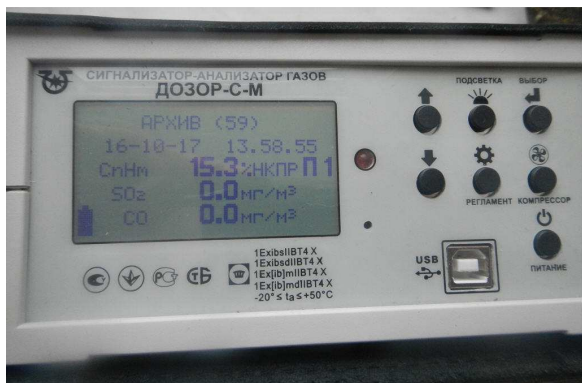
а – законсервована свердловина зі встановленою цементною тумбою;  
б – незаконсервована свердловина, виведена з експлуатації

Рисунок 3 – Облаштування виведених з експлуатації свердловин

лися технологіями редевелопменту свердловин, які в своїй основі використовують різноманітні реагенти, однак невідомо, чи ці технології є екологічно безпечними [10]. Одним з методів вторинного використання нафтогазових свердловин є петротермальна енергетика, яка базується на зростанні температурного градієнту з глибиною. Температура в надрах може сягати високих позначок рис. 5 [11]. Розроблені методи переобладнання свердловин для використання температури порід, що залягають для вироблення електроенергії. Ця енергія є екологічно чистою. Вона практично є всюди на планеті, але приблизно половина вартості будівництва

геотермальної електростанції припадає на буріння свердловин.

Для таких цілей свердловини повинні бути досить глибокими – температура землі зростає приблизно на 25-50 градусів за кожний кілометр. Водночас, глибина відпрацьованих нафтових свердловин може складати кілька кілометрів, і в багатьох з них зберігається трубопровідна інфраструктура. Учені пропонують закачувати в землю воду за системою «труба в трубі». Через широку трубу вода надходить вниз, де нагрівається приблизно до 130 °С. Потім через вузьку центральну трубу рідина витікає на поверхню і приводить до руху парової турбіни [12].



а – екран газоаналізатора «ДОЗОР-С-М» під час замірів викидів вуглеводнів;  
 б – динаміка зміни концентрації СпНт на свердловині Монастирчани №8

Рисунок 4 – Обстеження виведених з експлуатації свердловин газоаналізатором ДОЗОР-С-М

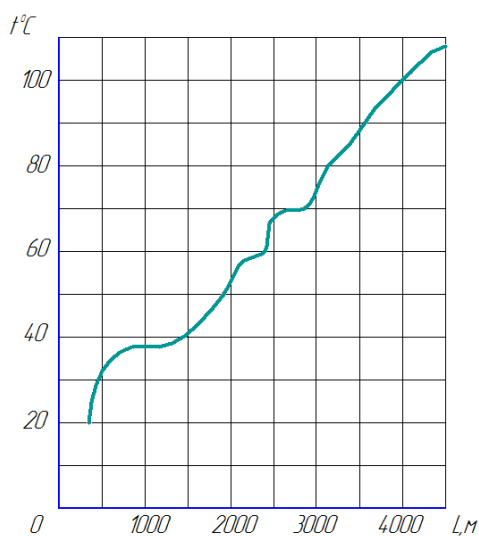


Рисунок 5 – Залежність температури від глибини свердловини [11]

**Висновки та рекомендації**

Проведено аналіз існуючих джерел інформації стосовно екологічної безпеки свердловин, що виведені з експлуатації, та встановлено актуальність даного питання.

Здійснено теоретичні дослідження впливу на довкілля виведених з експлуатації свердловин та розроблено схему експлуатаційної нафтогазової свердловини із можливими несправностями герметизації обсадної колони.

Виконано польові дослідження свердловин, що виведені з експлуатації, і визначено, що близько 30% досліджених об'єктів мають незадовільний стан обладнання.

На основі проведених теоретичних та польових досліджень сформульовано ряд рекомендацій щодо підвищення екологічної безпеки нафтогазових свердловин, що виведені з експлуатації:

- організувати постійний контроль всіх свердловин, що виведені з експлуатації;
- розробити напрямки раціонального використання даних свердловин для створення постійного контролю;

- використовувати газові свердловини з невисоким тиском, які виведені з експлуатації для місцевих потреб;
- розвивати петротермальну енергетику як екологічно чистий та перспективний напрямок альтернативної енергетики;
- створити базу даних свердловин, що виведені з експлуатації;
- забезпечення постійного технічного та екологічного контролю за станом свердловин, що виведені з експлуатації необхідно покласти на організацію, які будуть їх експлуатувати згідно п.п. 3, 4.

**Література**

- 1 Kang M. Direct measurements of methane emissions from abandoned oil and gas wells in Pennsylvania / M. Kang, Cynthia M. Kanna, Matthew C. Reida, ets. // PNAS – 2014. - vol.111. - no. 51. -18173–18177. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.pnas.org/content/111/51/18173.full.pdf>
- 2 Из 330 заброшенных скважин Сибири происходят выбросы нефти и газа. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://utro.ru/news/2003/05/15/147894.shtml>
- 3 Газовая бомба под Астраханью Свободная преса. Режим доступу: <https://svpressa.ru/society/article/50343/>
- 4 В нацпарке «Бузулукский бор» Оренбуржья сложилась взрывоопасная ситуация ИА REGNUM [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://regnum.ru/news/1894806.html>
- 5 Опасность старых скважин. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.m.kazpravda.kz/news/view/2342/>
- 6 Агадулин И.И. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения / И.И. Агадулин, В.Н. Игнатьев, Р.Ю. Сухоруков // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 4. – С. 82-90. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://ogbus.ru/authors/Agadullin/Agadullin\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Agadullin/Agadullin_1.pdf)

7 Клімова Н. Історія освоєння Бориславського нафтового родовища та екологічні наслідки його експлуатації / Н. Клімова // 2008. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [https://seniv.io.ua/s23766/istoriya\\_osvonnya\\_borislavskogo\\_naftovogo\\_rodovishcha\\_ta\\_ekologichni\\_naslidki\\_yogo\\_ekspluatacie](https://seniv.io.ua/s23766/istoriya_osvonnya_borislavskogo_naftovogo_rodovishcha_ta_ekologichni_naslidki_yogo_ekspluatacie)

8 Тарнавський А.Б. Техногенно-екологічна обстановка у місті Бориславі / А.Б. Тарнавський, Ю.Г. Сукач // Матеріали I Міжнародної науково-практичної конференції «Екологічна безпека як основа сталого розвитку суспільства». – Львів, 2012. – 385 с.

9 <http://www.geor.ru/LAWells/law.html>

10 Казначеев П. Разработка заброшенных и отработанных нефтегазовых скважин. Аналитическая справка Центра сырьевой экономики РАНХиГС / П. Казначеев, Р. Базалева. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://cre.ranepa.ru/wp-content/uploads/2015/12/Policy\\_paper\\_Redevelopment\\_of\\_abandoned\\_wells.pdf](http://cre.ranepa.ru/wp-content/uploads/2015/12/Policy_paper_Redevelopment_of_abandoned_wells.pdf)].

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

12 Как можно использовать заброшенные нефтяные скважины [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.innocom.ru/news/kak-mozhno-ispolzovat-zabroshennye-neftjanye.html>

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
15.11.17*

*Рекомендована до друку  
професором Шкіцою Л.Є.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Поповим О.О.  
(ДУ «Інститут геохімії навколишнього  
середовища» НАН України, м. Київ)*

# Техніка і технології

УДК 622.279.5

## ВПЛИВ РОЗМІЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ПРИ ПЕРИФЕРІЙНОМУ НАГНІТАННІ АЗОТУ У ВИСНАЖЕНИЙ ГАЗОВИЙ ПОКЛАД КРУГОВОЇ ФОРМИ

Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 242195,  
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Охарактеризовано методи підвищення газовилучення з виснажених газових покладів з газовим режимом розробки. Наведено результати останніх досліджень і публікацій з питання витіснення азотом залишкового природного газу з виснажених газових покладів. На прикладі виснаженого газового покладу кругової форми з периферійним нагнітанням азоту досліджено вплив на коефіцієнт газовилучення розміщення на площі газонасності видобувних свердловин у вигляді батареї різного радіусу. Обґрунтовано оптимальне значення радіусу батареї видобувних свердловин, за якого досягається найбільший коефіцієнт газовилучення при дорозробці виснаженого газового покладу з периферійним нагнітанням азоту.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, азот, витіснення, газовилучення.

Охарактеризованы методы увеличения газоотдачи истощенных газовых залежей с газовым режимом разработки. Наведены результаты последних исследований и публикаций по вопросу вытеснения азотом остаточного природного газа с истощенных газовых залежей. На примере истощенной газовой залежи круговой формы с периферийным нагнетанием азота исследовано влияние на коэффициент газоотдачи размещения на площади газонасности добывающих скважин в виде батареи различного радиуса. Обосновано оптимальное значение радиуса батареи добывающих скважин, при котором достигается наибольший коэффициент газоотдачи при доразработке истощенной газовой залежи с периферийным нагнетанием азота.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, азот, вытеснение, газоотдача.

Possible methods for enhanced gas recovery of depleted gas fields with the gas mode drive have been characterized. The results of recent researches and publications on displacement of residual natural gas from depleted gas fields by nitrogen have been given. Using a depleted gas field of circular shape with a peripheral injection of nitrogen as an example the effect on the gas recovery factor on the gas productive area of the production wells in the form of a battery of different radius has been researched. The optimum value of the battery radius of the production wells has been justified, which allows to achieve the highest gas recovery factor in the process of further development of the depleted gas fields with the peripheral injection of nitrogen.

Key words: deposit, well, gas, nitrogen, displacement, gas recovery.

### Постановка проблеми дослідження

Газові поклади на родовищах України значною мірою виснажені, частина з них перебуває на завершальній стадії розробки, а окремі – на межі рентабельного видобування газу. За промисловими даними по закінчених розробкою вітчизняних і зарубіжних газових покладах середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить 85-90 % [1,2]. Тобто на момент припинення економічно рентабельної розробки газових покладів після зниження пластового тиску до тиску «закидування» у пластах ще може залишатись до 10-15 % газу від початкових запасів, що обґрунтовує актуальність

проведення дослідницьких робіт з метою розроблення технології вилучення залишкового газу з виснажених покладів.

По багатьох покладах очікуються ще менші значення кінцевого коефіцієнта газовилучення, що пов'язано з неоднорідною будовою продуктивних відкладів і нерівномірним розміщенням видобувних свердловин на площі газонасності. Реальні газонасні пласти є макронеднорідними за будовою і характеризуються наявністю різнопроникних ділянок пласта і переважним погіршенням проникності від склепіння до периферії. З метою інтенсифікації процесу розробки газових покладів видобувні свердловини найчастіше розміщують концент-

ровано у центральній високопроникній ділянці і по розрідженій сітці на периферійних, низькопроникних ділянках. У процесі розробки покладу тиск знижується швидше у високопроникних ділянках, повільніше – у низькопроникних ділянках. Між різнопроникними ділянками відбувається перетікання газу. На момент зниження пластового тиску у високопроникних ділянках з видобувними свердловинами до тиску «закидування», у низькопроникних, слабодренованих периферійних ділянках з підвищеним пластовим тиском ще знаходяться значні залишкові запаси газу, в результаті чого досягаються менші значення кінцевого коефіцієнта газовилучення від середнього статистичного значення. Цю ситуацію можна було би попередити із самого початку розробки газових покладів відповідним розміщенням на площі газонасності різнопрофільних свердловин, в т.ч. похило-скерованих з горизонтальним закінченням стовбуру. На завершальній стадії розробки покладів цю негативну ситуацію приходиться виправляти проведенням відповідних геолого-технічних заходів, які розглянуто в роботі [3]. Наведені дані свідчать про значний вплив розміщення видобувних свердловин на площі газонасності на кінцевий коефіцієнт газовилучення в умовах газового режиму розробки газових покладів.

Серед відомих методів підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення виснажених газових покладів (мінімізація значень кінцевого пластового тиску у зоні дронування окремих свердловин, вилучення залишкового газу із слабодренованих, низькопроникних ділянок пласта, витіснення із пласта залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами) [3] значний інтерес представляє використання азоту для витіснення з виснажених газових покладів залишкового газу. Азот є інертним газом, його отримують із широкодоступної сировини (повітря) за допомогою азотних установок, які серійно випускаються промисловістю. Окрім техніко-економічних аспектів, важливим при застосуванні азоту є вибір системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності. На виснажених газових покладах уже знаходиться певна кількість свердловин, з яких видобувають природний газ. Необхідно одну чи більше видобувних свердловин перевести в нагнітальні (а за необхідності пробурити додаткові свердловини) і вибрати таку систему розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, за якої буде досягнуто найбільший кінцевий коефіцієнт газовилучення. Вирішення цього питання вимагає проведення додаткових досліджень як для умов гіпотетичного покладу, так і для умов реально-го газового покладу.

#### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Питанню застосування неуглеводневих газів (діоксиду вуглецю, димових газів, азоту) для витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів присвячено лабо-

раторні і теоретичні дослідження і дослідно-промислові роботи [4-14]. За результатами лабораторних досліджень витіснення природного газу (метану) неуглеводневими газами з горизонтальних однопластових моделей пласта і двопластових моделей пласта з різним гідродинамічним зв'язком і взаємним розміщенням різнопроникних прошарків найкращими витіснювальними властивостями характеризується діоксид вуглецю [4-9]. В окремих дослідях коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю досягав значень 81-97,4 %. Димові гази та азот також характеризуються досить високою витіснювальною здатністю, але дещо нижчою ніж діоксид вуглецю.

Згідно з результатами математичного моделювання процесу витіснення природного газу діоксидом вуглецю з виснаженого газового покладу коефіцієнт вилучення природного газу з покладу буде тим більший, чим за меншого пластового тиску почали нагнітати неуглеводневий газ у пласт [10,11]. У роботах [12-14] наведено результати теоретичних досліджень витіснення залишкового природного газу азотом з гіпотетичних моделей виснаженого газового покладу квадратної і кругової форм. За результатами досліджень встановлено оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у виснажений газовий поклад і тривалості періоду його нагнітання, за яких досягається найбільша технологічна ефективність досліджуваного процесу. Промисловий експеримент з витіснення залишкового природного газу неуглеводневими газами проведено на родовищі Будафа Сціфеллеті (Угорщина), на якому у період з 1986 по 1994 рр. було запомповано у пласт неочищений димовий газ (80 % діоксиду вуглецю і 20 % азоту) з найближчого джерела за значень темпу нагнітання димового газу 11,6 % в рік від початкових запасів газу, поточного коефіцієнта газовилучення 67 % і відстані між нагнітальними і видобувними свердловинами 500 м [8]. Прорив димового газу у видобувні свердловини відбувся через 1,5 року після початку процесу. Коефіцієнт газовилучення по залишковому газу становив тільки 35 % порівняно з 70 % в лабораторних умовах, що пояснюється значною неоднорідністю пластів на родовищі.

Незважаючи на велику кількість виконаних досліджень, у відомих публікаціях з розглядуваної проблеми відсутні дані про вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення такого важливого чинника, як розміщення видобувних свердловин на площі газонасності при нагнітанні у виснажений газовий поклад неуглеводневих газів, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

**Мета роботи:** для виснаженого газового покладу кругової форми, який передбачається дорозробляти з нагнітанням азоту через периферійну батарею нагнітальних свердловин для витіснення з пласта залишкового природного газу, встановити вплив на коефіцієнт газовилучення системи розміщення видобувних свердловин у вигляді батареї різного радіусу.

### Методика дослідження і вихідні дані

У дослідженнях в ролі неуглеводного газу для витіснення з виснаженого газового покладу залишкового природного газу вибрано азот, який порівняно з іншими неуглеводними газами (діоксид вуглецю, димові гази) можна отримати з повітря в любых кількостях в будь-якому нафтогазопромисловому районі з допомогою промислових установок. Азот є корозійно і екологічно безпечним і не токсичним газом.

Для оцінки впливу системи розміщення видобувних свердловин на площі газоносності на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми виконано математичне моделювання процесу витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом за допомогою ліцензованої комп'ютерної програми Computer Modelling Group (CMG).

Дослідження проведено на прикладі гіпотетичного газового покладу кругової форми з такими параметрами: радіус контуру газоносності – 3000 м, площа родовища –  $28,26 \cdot 10^6 \text{ м}^2$ , товщина пласта – 12 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт проникності пласта –  $0,2 \text{ мкм}^2$ , глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,6, коефіцієнт стисливості газу за початкового пластового тиску і пластової температури – 0,979, початкові запаси газу, підраховані програмою CMG, – 11,713 млрд.м<sup>3</sup>.

Розробка покладу здійснюється в режимі виснаження пластової енергії 12 видобувними свердловинами. Свердловини експлуатують на режимі постійної депресії на пласт – 0,02 МПа. Дебіт однієї свердловини по газу на початок розробки покладу становив 125 тис.м<sup>3</sup>/д. Після зниження пластового тиску до 0,29 від початкового пластового тиску, що становить 9,57 МПа, здійснюють нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин, які розміщені на контурі газоносності пласта з відстанню між свердловинами 1570 м. Тривалість періоду нагнітання азоту в пласт становила 20 місяців. За результатами раніше проведених нами досліджень [14] наведені значення тиску початку нагнітання азоту в родовище і тривалості періоду його нагнітання забезпечують найбільшу технологічну ефективність процесу витіснення залишкового природного газу азотом.

Під час нагнітання азоту у поклад через нагнітальні свердловини продовжували експлуатацію видобувних свердловин. Темп нагнітання азоту у поклад приймали рівним темпу відбирання пластового газу з врахуванням коефіцієнта стисливості газу, що забезпечувало постійність значення пластового тиску протягом усього періоду нагнітання азоту у пласт.

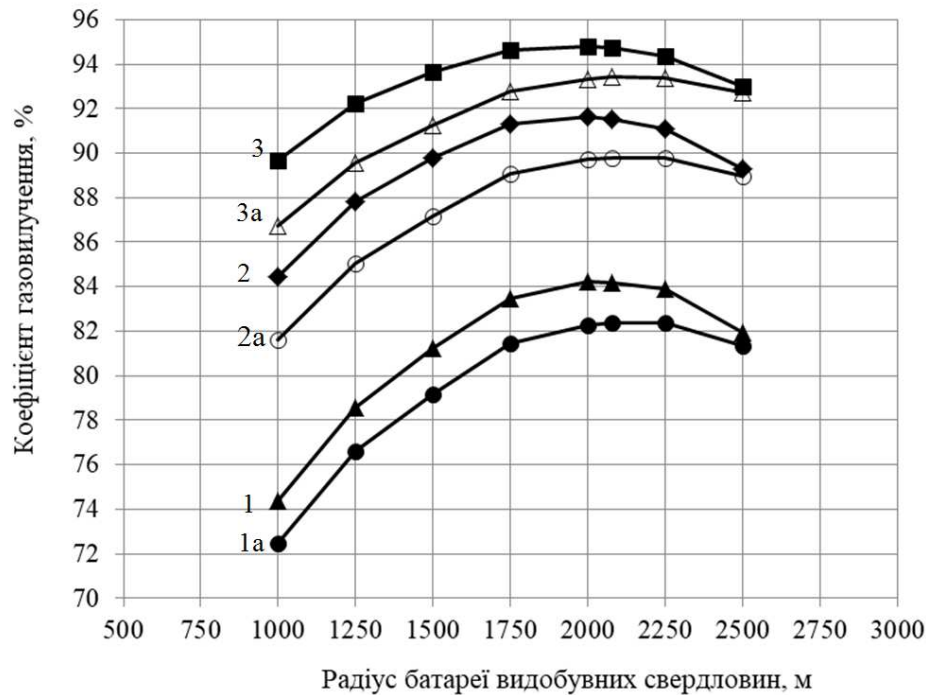
Дослідження проведено для варіантів нагнітання азоту у поклад з різним радіусом батареї видобувних свердловин: 1000 м (з відстанню

між свердловинами 523 м); 1250 м (з відстанню між свердловинами 654 м); 1500 м (з відстанню між свердловинами 785 м); 1750 м (з відстанню між свердловинами 916 м); 2000 м (з відстанню між свердловинами 1047 м); 2075 м (з відстанню між свердловинами 1086 м); 2250 м (з відстанню між свердловинами 1177,5 м); 2500 м (з відстанню між свердловинами 1308 м).

### Результати дослідження

Розрахунки прогнозованих технологічних показників дорозробки виснаженого газового покладу кругової форми з периферійним нагнітанням азоту і розміщенням видобувних свердловин у вигляді батареї різного радіусу виконано з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту і накопичений видобуток газу та азоту. За цими даними обраховували поточний коефіцієнт газовилучення і вміст азоту у свердловинній продукції. Для порівняння додатково виконано розрахунки показників розробки газового покладу на виснаження за відсутності нагнітання азоту у пласт. За результатами розрахунків будували графічні залежності коефіцієнта газовилучення від радіусу батареї видобувних свердловин для різної тривалості періоду розробки покладу після припинення нагнітання азоту (рисунки 1). Розрахунковий період розробки покладу становив 50 років (з 01.01.2016 р. до 01.01.2066 р.). Залежно від радіусу батареї видобувних свердловин нагнітання азоту у поклад розпочинали у період часу з 01.10.2029 р. до 01.04.2032 р. Прорив азоту у видобувні свердловини відбувався за такий період часу після початку його нагнітання у поклад для різних значень радіусу батареї видобувних свердловин: 1000 м – 65 місяців, 1250 м – 50 місяців, 1500 м – 39 місяців, 1750 м – 27 місяців, 2000 м – 19 місяців, 2075 м – 13 місяців, 2250 м – 12 місяців, 2500 м – 6 місяців.

Результати досліджень свідчать про вплив розміщення видобувних свердловин на площі кругового покладу у вигляді батареї різного радіусу на коефіцієнт газовилучення. Із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин  $R_6$  коефіцієнт газовилучення спочатку зростає, досягає максимального значення і потім зменшується. Така закономірність зміни коефіцієнта газовилучення спостерігається як для дорозробки покладу на виснаження, так і при нагнітанні азоту у пласт. Через 10 років після припинення нагнітання азоту у поклад коефіцієнт газовилучення зростає від 74,37 % при  $R_6=1000$  м до 84,22 % при  $R_6=2000$  м і потім зменшується до 81,93 % при  $R_6=2500$  м. На той самий момент часу при дорозробці покладу на виснаження коефіцієнт газовилучення зростає від 72,47 % при  $R_6=1000$  м до 82,39 % при  $R_6=2075$  м і потім зменшується до 81,36 % при  $R_6=2500$  м. На момент часу 20 років після припинення нагнітання азоту у поклад коефіцієнт газовилучення змінюється від 84,46 % при  $R_6=1000$  м до 91,61 % при  $R_6=2000$  м і до 89,31 % при



1 – 10 років; 2 – 20 років; 3 – 30 років;  
1a, 2a, 3a – відповідно на ту саму дату, що 1, 2 і 3 при розробці на виснаження

**Рисунок 1 – Залежність коефіцієнта газовилучення від радіусу батареї видобувних свердловин для різної тривалості періоду розробки покладу після припинення нагнітання азоту**

$R_6=2500$  м, а при розробці покладу на виснаження - від 81,61 % при  $R_6=1000$  м до 89,81 % при  $R_6=2075$  м і до 88,98 % при  $R_6=2500$  м. Для моменту часу 30 років після припинення нагнітання азоту у поклад коефіцієнт газовилучення змінюється від 89,68 % при  $R_6=1000$  м до 94,81 % при  $R_6=2000$  м і до 92,98 % при  $R_6=2500$  м, а при розробці покладу на виснаження – від 86,72 % при  $R_6=1000$  м до 93,41 % при  $R_6=2075$  м і до 92,73 % при  $R_6=2500$  м.

Для всіх наведених моментів часу після припинення нагнітання азоту у поклад (10, 20, 30 років) і всіх розглянутих значень радіусу батареї видобувних свердловин (1000, 1250, 1500, 1750, 2000, 2075, 2250, 2500 м) коефіцієнт газовилучення вищий, ніж при дорозробці покладу на виснаження. Максимальна різниця між коефіцієнтами газовилучення становить від 2,03 % для моменту часу  $t=10$  років після припинення нагнітання азоту у поклад, до 2,87 % – для  $t=20$  років і 2,96 % – для  $t=30$  років.

На розглянуті моменти часу тиск у газовому покладі при розробці на виснаження був меншим за тиск при нагнітанні у поклад азоту. Цим пояснюються високі значення коефіцієнта газовилучення при розробці газового покладу на виснаження і мала різниця між коефіцієнтами газовилучення при нагнітанні і без нагнітання азоту у поклад. Так, на 01.01.2046 р. за радіусу батареї видобувних свердловин 2000 м коефіцієнт газовилучення при нагнітанні азоту у поклад становить 86,36 %, а при розробці покладу на виснаження – 84,34 % (різниця 2,02 %). На цей момент часу тиск у покладі при нагнітанні азоту становить 3,69 МПа, а при розробці

на виснаження – 3,23 МПа. За тиску 3,69 МПа коефіцієнт газовилучення покладу при розробці на виснаження становить 82,50 %. Тоді різниця між коефіцієнтами газовилучення при нагнітанні і без нагнітання азоту у поклад становить – 4,16 %. Звертає на себе увагу різке зменшення різниці між коефіцієнтами газовилучення при нагнітанні і без нагнітання азоту у поклад при радіусу батареї видобувних свердловин 2500 м, що пов'язано з близьким розміщенням видобувних свердловин до лінії нагнітання азоту і швидким проривом у них азоту.

Аналіз результатів досліджень (див. рисунок 1) свідчить, що для розглянутих радіусів батареї видобувних свердловин (1000, 1250, 1500, 1750, 2000, 2075, 2250, 2500 м) максимальний коефіцієнт газовилучення при нагнітанні азоту у поклад досягається за радіусу батареї видобувних свердловин  $R_6=2000$  м, а при розробці на виснаження – при  $R_6=2075$  м. За результатами статистичного оброблення розрахункових даних з використанням програми Excel максимальні значення коефіцієнта газовилучення при нагнітанні азоту у пласт досягаються за таких значень радіусу батареї видобувних свердловин:  $t=10$  років – 2025 м,  $t=20$  років – 1970 м,  $t=30$  років – 1948 м, середнє значення становить 1981 м. За відсутності нагнітання азоту у пласт максимальний коефіцієнт газовилучення досягається за таких значень радіусу батареї видобувних свердловин:  $t=10$  років – 2127 м,  $t=20$  років – 2123 м,  $t=30$  років – 2125 м, середнє значення становить 2125 м. За максимального значення коефіцієнта газовилучення при нагнітанні азоту у пласт, яке відповідає ра-

діусу батареї видобувних свердловин 1981 м, відношення радіусу батареї видобувних свердловин  $R_6$  до радіусу зовнішнього контуру газоносності  $R_k$  становить близько 0,66, а відношення площі газоносності у межах радіусу батареї видобувних свердловин  $F_6$  і зовнішнього контуру газоносності  $F_k$  становить близько 0,436. При розробці покладу на виснаження  $R_6/R_k = 0,708$ ,  $F_6/F_k = 0,502$ .

Результати досліджень свідчать, що для отримання максимального значення коефіцієнта газовилучення необхідно відповідним чином розміщувати видобувні свердловини на площі газоносності, причому при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад і при його дорозробці на виснаження системи розміщення видобувних свердловин (у розглянутому прикладі значення радіусу батареї видобувних свердловин) відрізняються між собою. У першому наближенні при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад можна керуватись отриманим значенням відношення площі розміщення видобувних свердловин до загальної площі газоносності.

Для значення кінцевого пластового тиску 0,1 від початкового тиску (3,3 МПа), яке часто приймають у наукових дослідженнях і практичних розрахунках за тиск «закидування» розробки газового покладу, коефіцієнт газовилучення при нагнітанні азоту у пласт зростає порівняно з дорозробкою покладу на виснаження у таких межах для різних значень радіусу батареї видобувних свердловин:  $R_6=1000$  м – з 77,05 % до 81,18 % (на 4,13 %) за вмісту азоту у видобувному газі 0,6 %;  $R_6=1250$  м – з 79,91 % до 83,99 % (на 4,08 %) за вмісту азоту у видобувному газі 1,32 %;  $R_6=1500$  м – з 81,79 % до 85,68 % (на 3,89 %) за вмісту азоту у видобувному газі 2,36 %;  $R_6=1750$  м – з 83,46 % до 87,18 % (на 3,32 %) за вмісту азоту у видобувному газі 4,87 %;  $R_6=2000$  м – з 84,08 % до 87,63 % (на 3,55 %) за вмісту азоту у видобувному газі 7,4 %;  $R_6=2075$  м – з 84,18 % до 87,62 % (на 3,44 %) за вмісту азоту у видобувному газі 7,92 %;  $R_6=2250$  м – з 84,12 % до 87,28 % (на 3,16 %) за вмісту азоту у видобувному газі 9,75 %;  $R_6=2500$  м – з 83,42 % до 85,79 % (на 2,37 %) за вмісту азоту у видобувному газі 11,08 %. Наведені дані підтверджують ефективність нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою підвищення кінцевого газовилучення за рахунок видобутку залишкового газу. Результати досліджень свідчать, що для розглянутого прикладу оптимальне значення радіусу батареї видобувних свердловин становить 1831 м. Зменшити вміст азоту у видобувному газі можна ранішим припиненням нагнітання його у поклад.

Отже, вибором системи розміщення видобувних свердловин на площі газоносності при нагнітанні азоту у периферійні свердловини можна забезпечити більші значення коефіцієнта газовилучення, ніж при дорозробці покладу на виснаження і підвищити ефективність процесу витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом.

## Висновки

На прикладі виснаженого газового покладу кругової форми, який дорозробляється з нагнітанням азоту у периферійні свердловини з метою витіснення з пористого середовища залишкового природного газу, виконано дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення розміщення на площі газоносності видобувних свердловин у вигляді батареї різного радіусу. Результати дослідження свідчать, що розміщення видобувних свердловин на структурі значно впливає на коефіцієнт газовилучення. У всіх розглянутих розрахункових варіантах при нагнітанні азоту у пласт отримано вищі значення коефіцієнта газовилучення, ніж при дорозробці покладу на виснаження. Для умов прикладу найбільший коефіцієнт газовилучення отримано при радіусу батареї видобувних свердловин, який дорівнює 0,66 радіусу контуру газоносності, а відношення площі покладу в межах батареї видобувних свердловин до загальної площі газоносності становить 0,436. Отримані результати досліджень щодо впливу розміщення видобувних свердловин на площі газоносності на коефіцієнт газовилучення необхідно враховувати при проектуванні дорозробки виснажених газових покладів нагнітанням у пласт азоту.

## Література

- 1 Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2 / [Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др.] – М.: Ижевск., Институт компьютерных технологий. НИИ «Регулярная хаотическая динамика», 2009. – 484 с.
- 2 Кондрат Р.М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник / [Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Н.С. Дремлюх]. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. – 288 с.
- 3 Кондрат Р. М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – № 3. – С. 11-15.
- 4 A. Al-Hasami, S.R. Ren, and B. Tohidi. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics // SPE 94129, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U, 13-16 June, Madrid, 2005.
- 5 S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency // 9th Canadian International Petroleum Conference (the 59 th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49.
- 6 Steve S.K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council. Enhanced Gas Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen // SPE 113468, 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008.

7 S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency // Alberta Research Council, PAPER 2008-145.

8 A.T. TURTA, S.S.K. SIM, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement // Alberta Research Council, PAPER 2007-124.

9 S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement // Alberta Research Council, PAPER 2009-023.

10 M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian. Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator // National Iranian Oil Co (NIOC), SPE 144951, 19-21, July, Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.

11 Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters // SPE 84813, 6-10 September, Pittsburgh, Pennsylvania, 2003.

12 Кондрат Р.М. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 1(58). – С. 60-67.

13 Кондрат Р.М. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 2(59). – С. 51-57.

14 Кондрат Р.М. Підвищення ступеня вилучення газу з виробленого газового родовища витісненням невідібраного природного газу азотом / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Науковий вісник національного гірничого університету. – 2017. – № 5. – С. 23-28.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
09.11.17*

*Рекомендована до друку  
професором Чудиком І.І.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.  
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,  
м. Київ)*

## ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ ВУГЛЕПЛАСТИКОВИХ ТА ГІБРИДНИХ НАСОСНИХ ШТАНГ

*Б.В. Копей, Юй Шуанжуй, А.Б. Стефанишин*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,  
e-mail: kopeyb@ukr.net*

*Розглядаються перспективи застосування вуглепластикових та гібридних насосних штанг при видобуванні нафти з глибоких свердловин. Проведено оцінку втомної міцності гібридних насосних штанг порівняно із склопластиковими насосними штангами при циклічному розтягу та згині. Отримані результати представляють практичний інтерес для оцінки запасів міцності штангових колон і можуть бути використані для прогнозування ресурсу за багатоциклової втоми.*

*Ключові слова:* склопластик, гібридна насосна штанга, циклічний розтяг, напруження, границя міцності, циклічний згин.

*Рассматриваются перспективы применения углепластиковых и гибридных насосных штанг при добыче нефти из глубоких скважин. Проведена оценка усталостной прочности гибридных насосных штанг по сравнению с стеклопластиковыми насосными штангами при циклическом растяжении и изгибе. Полученные результаты представляют практический интерес для оценки запасов прочности штанговых колонн и могут быть использованы для прогнозирования ресурса при многоцикловой усталости.*

*Ключевые слова:* стеклопластик, гибридная насосная штанга, циклическое растяжение, напряжение, предел прочности, циклический изгиб.

*The research deals with the prospects for the use of carbon-plastic and hybrid sucker rods during oil production from deep wells. The evaluation of the fatigue strength of hybrid sucker rods as compared with fiberglass rods during cyclic stretching and bending is conducted. The obtained results represent a practical interest in the assessment of the rod columns strength and can be used to predict the resource during the multi-cycle fatigue.*

*Key words:* fiberglass, hybrid sucker rod, cyclic stretching, stress, ultimate strength, cyclic bending.

### Вступ

Під час видобування нафти штанговими насосами застосовують велику кількість типів та конструкцій насосних штанг [1-3]. Класичні штанги виготовляються із суцільного стрижня з висадженими на кінцях головками. В процесі експлуатації насосні штанги працюють в умовах складного напружено-деформаційного стану (розтягування, вигинання і стиснення). Дія силового навантаження на штанги посилюється внаслідок корозійного впливу агресивного середовища, що зрештою призводить до утворення різного роду дефектів, в тому числі корозійно-втомних тріщин, зношування тіла штанги через їх контактування з насосно-компресорними трубами під час зворотно-поступального руху, вибоїн, виразок корозійного походження і т.п. [2] Останніми роками знаходять використання склопластикові, вуглепластикові та гібридні насосні штанги. Гібридні штанги мають вуглеволокнисте осердя та оболонку із скловолокна.

### Стан проблеми та постановка задачі досліджень

Вуглецеве волокно є штучним волокном, що складається з вуглецю і є формою графіту, в якій атоми вуглецю вишикувані в тонкі довгі графітові волокна. Вуглецеві волокна є дуже жорсткими стосовно їх маси і використовуються, зокрема, для конструкцій, виготовлених з композитних матеріалів, в яких вуглецеві волокна пов'язані з матричним (сполучним) матеріалом, яким часто використовується епоксидна смола. Вуглецеве волокно є типом гідратцелю-

лозного (чи віскозного) або штучного волокна – пан-акрилонітрилового волокна, яке є вуглецем майже в чистому вигляді. Цей матеріал виготовляється методом піролізу, тобто розкладання молекул сполуки під впливом високої температури без окислення та горіння. Кожне полотно за будовою кристалічної ґратки близьке до графіту, проте створює лише плоскі просторові структури. Безліч графітових полотен, переплітаючись, утворюють волокно. Вуглеволокном невірно називають також будь-який композитний матеріал, до складу якого входять вуглецеві нитки; найбільш відомим і важливим з них є пластик, посилений вуглеволокном (англ. *CFRP*, Carbon Fiber Reinforced Plastic). Вуглеволокно отримують складною термічною обробкою (400—3000 С) поліакрилонітрилу.

Типові властивості НТ-вуглеволокон	
Густина	1800 кг/м <sup>3</sup>
Перетин волокна	7 мкм
Міцність вздовж волокон	3530 МПа
Повздовжній модуль Юнга	230 ГПа
Усадка	1,5 %
Типові властивості UMS -вуглеволокон	
Густина	1800 кг/м <sup>3</sup>
Перетин волокна	7 мкм
Міцність вздовж волокон	4560 МПа
Повздовжній модуль Юнга	395 ГПа
Усадка	1,1 %

### Способи отримання вуглеволокна

Існує декілька способів отримання вуглеволокна:

- хімічне осідання вуглецю на намотуваний ролінг (наприклад, скловолокно);
- вирощування волоконноподібних кристалів (графіту) в світловій дузі;
- утворення органічних волокон в реакторі.

Найпоширенішим є останній спосіб. Спочатку з хімічних розчинів отримують поліакрилінтрильну нитку білого кольору. При високій температурній обробці вона переробляється у вуглецеве волокно – поліакрилінтрид, нагрівається до 260 °С, оксидується, і кетонні молекулярні з'єднання стабілізуються. Потім оксидований матеріал нагрівається до 1300 °С в інертному газі. При цьому відбувається обвуглення матеріалу (карбонізація) і відторгнення неуглецевих з'єднань – так звана суха дисципліяція. Таким чином отримують HF-волокна, які після цього хімічно обробляються для використання в композитних сполуках. З волокон виготовляють тканину. Далі в результаті декількох технічних стадій переробки вуглеволокна перетворюють в препреги, з яких отримують вуглепластик. Якщо потрібне волокно ще більшої міцності, то HF-волокно проходить ще один ступінь перетворення – графітизацію в інертному газі при температурі 2000-3000 °С. Найміцніше вуглеволокно – УНМ, проходить додатково ще декілька ступенів графітування в інертному газі при тій же температурі з подальшим фінішем. Цей процес є дуже енергомістким і складним, тому вуглеволокно набагато дорожче за скловолокно.

### Застосування вуглецевого волокна

Вуглецеві волокна згортаються в нитку. Нитки переплітають у вуглецеві тканини, полотна, стрічки різного плетіння. Ці матеріали застосовуються для створення вуглепластів (вуглепластиків) і інших композиційних матеріалів, наприклад, як армуючий матеріал для вуглепластику на основі епоксидних смол. Також вуглецеві волокна використовуються як хороший фільтруючий матеріал і для створення електронагрівальних елементів. Вуглецеве волокно в комбінації з епоксидною смолою часто застосовується для армування ділянок, де необхідна підвищена міцність та жорсткість, і при правильному підході дає добрі результати. За своєю міцністю на розрив вуглеволокно поступається кевлару, проте значно перевершує його при роботі на стиск. Одночасно вуглецеве волокно має дуже низьку стійкість до ударних навантажень. Для компенсації недоліків того й іншого, ці матеріали часто застосовують у вигляді «гібрида». Як і у випадку з кевларом, вуглеволокно є крихким, тож вимагає для свого захисту іншого матеріалу типу склотканини. Крім малої міцності при ударних навантаженнях, вуглеволокно погано переносить навантаження на зсув, крім того його слід захищати від абразивних впливів. Хоча з вуглеволокна можна виготовити тканину в звичайному або «гібридному» вигляді і використовувати її для об-

клеювання корпусу, слід мати на увазі, що вуглецеві волокна в процесі переплетення втрачають міцність. Якщо ставиться мета домогтися від матеріалу максимальної міцності, вуглеволокна повинні бути абсолютно прямими, без звивин і згинів. Таким чином, з урахуванням високої вартості вуглеволокна (воно дорожче від кевлара) марною тратою є використання його в будь-якому тканому вигляді, де порушена прямолінійна орієнтація ниток. Існують деякі розбіжні судження з приводу смол, придатних для застосування з вуглеволокном. З чисто технічної точки зору, поліефірні, вінілефірні і епоксидні смоли добре просочують даний матеріал, проте дехто вважає, що для досягнення якнайкращих результатів необхідно застосовувати еластичніші смоли типу вінілефірних або епоксидних. Стосовно міцності клейового з'єднання, коли йдеться про застосування вуглеволокна для покриття матеріалу-основи, якнайкращим варіантом будуть епоксидні смоли. Матеріали з вуглеволокна мають чорний колір і залишаються привабливими після просочення смолою. Тому вуглеволокно часто використовують і для поліпшення зовнішнього вигляду виробу, наприклад, для виготовлення корпусів приладових панелей або глушників тощо.

Для свердловин глибиною 2500-3000 метрів одним з варіантів насосної штанги може бути гібридна насосна штанга, яка складається з односпрямованого вуглецевого волоконного осердя (ВВ), обгорнутого оболонкою зі скловолокна (СВ), та епоксидної матриці. ВВ серцевина та СВ оболонкові частини складають відповідно 44 та 56% від об'єму композиту, карбонові та скловолоконні об'ємні частки для серцевини та оболонки складають ~ 69%. Епоксидна матриця формується для перехідної високої температури скла ( $T_c=205^\circ\text{C}$ ).

Гібридні штанги випробовували як в промислових умовах на свердловинах в Китаю, так і на лабораторних стендах в Китаї та Україні.

### Основний текст

Для визначення працездатності та порівняння склопластикових і гібридних насосних штанг в умовах дії навантажень циклічного розтягу та згину використано методику натурних випробувань на втому. Досліджено згинальну втомну поведінку та опір втомі при асиметричному осьовому циклічному розтягу гібридних втомних композиційних стрижнів. Пошкодження оцінювали, контролюючи втрату жорсткості залежно від кількості циклів, а згинальну втомну міцність визначали за появою тріщин і руйнування. Методика акустичної емісії і мікроскопічне дослідження використовувалися для характеристики прогресування пошкодження і механізмів руйнування. Число циклів до руйнування залежало від прикладеного рівня напруження; двопараметричний аналіз Вейбула використовувався для визначення ймовірності відмови; згідно з кривою напруження – число циклів  $\sigma-N$ . В промислових умовах на свердловинах в Китаю пошкодження було ініційоване і розповсюджувалося в результаті розтріскуван-

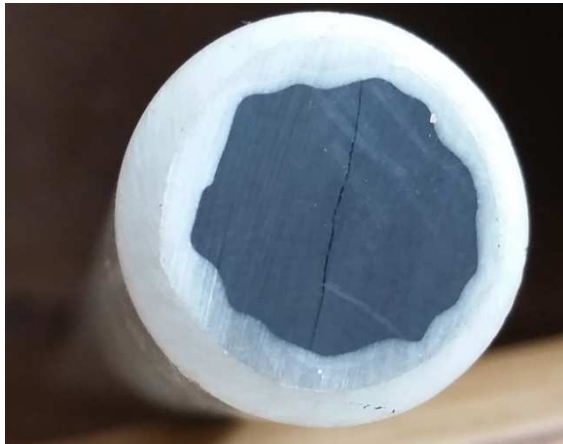
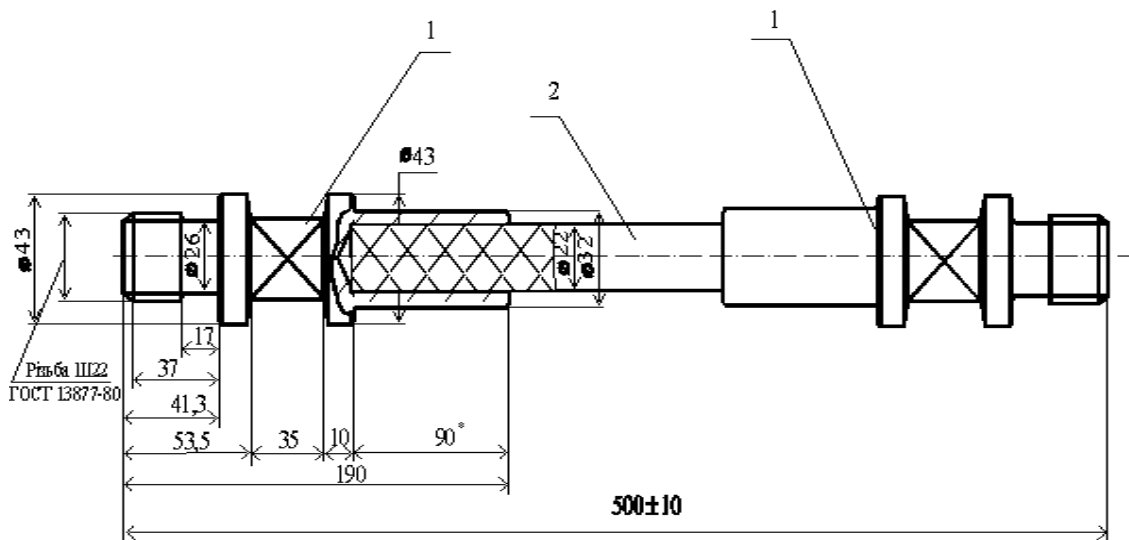


Рисунок 1 – Поперечний зріз гібридної насосної штанги з тріщиною, яка утворилася у вуглепластиковій серцевині (ліворуч) та розшарування склопластикової оболонки гібридної насосної штанги, яке утворилося після експлуатації в свердловині (праворуч) на промислах в Китаї



1 – сталева головка, 2 – тіло з ПКМ

Рисунок 2 – Зразки для випробування на втомну міцність склопластикових та гібридних (знизу) насосних штанг

ня матриці і руйнування в зв'язці скляних волокон в оболонці та утворення тріщин в вуглецевому осерді (рис. 1).

Для дослідження втомної міцності було використано зразки склопластикових штанг китайського виробництва діаметром 22 мм та гібридних штанг (осердя з вуглепластика зі склопластиковою оболонкою) діаметром 19 мм і

довжиною до 320 мм (рис. 2). Зразки досліджувалися при різному навантаженні та напруженнях згину на стенді ЗКШ-25 при консольному згині з обертанням частотою  $n=950 \text{ хв}^{-1}$ . Проведені випробування відрізків гібридних насосних штанг на малоциклову втому при асиметричному навантаженні на стенді Instron 8500 (рис. 3, 4).



Рисунок 3 – Стенд Instron 8500 для випробування на втомну міцність гібридних насосних штанг при асиметричному циклічному розтязі

Для проведення експериментальних досліджень на стенді ЗКШ-25 було проведено розрахунок ваги вантажу при заданому напруженні згину. Напруження згину визначатиметься так:

$$\sigma = \frac{M_{зг}}{W}, \quad (1)$$

де  $M_{зг} = (P_B + P_{шт}) L$  – момент згину;

$$W = \frac{\pi d_{шт}^3}{32} - \text{осьовий момент опору.}$$

Відповідно напруження згину рівне:

$$\sigma = \frac{(P_B + P_{шт}) L 32}{\pi d_{шт}^3}. \quad (2)$$

Звідси вага вантажу –

$$P_B = \frac{\sigma \pi d_{шт}^3 - 32 L P_{шт}}{32 L}. \quad (3)$$

Дослідження зародження втомних тріщин труб було проведено на стенді ЗКШ-25 при трьох різних напруженнях згину. Відтак розраховано вагу вантажу для створення змінного навантаження на зразок.

Зразок №1 – при напруженні згину  $\sigma = 120$  МПа.

$$P_B = \frac{120 \cdot 10^6 \cdot 3,14 (19 \cdot 10^{-3})^3 - 32 \cdot 0,26 \cdot 20}{32 \cdot 0,26} = 290 \text{ Н}. \quad (4)$$

Після відпрацювання 7,34 млн. циклів при заданих умовах утворилося три тріщини:  $l_1 = 35$  мм,  $l_2 = 32$  мм,  $l_3 = 18$  мм  $l_4 = 5$  мм (рис. 5). Про-

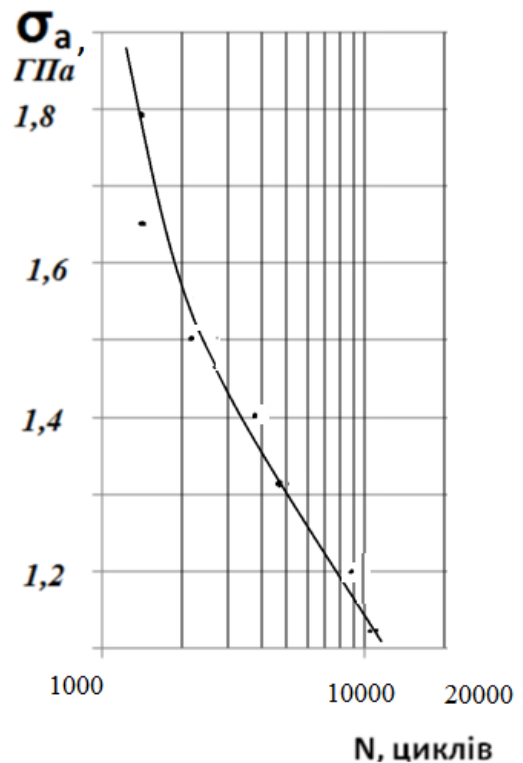


Рисунок 4 – Криві випробування на втомну міцність гібридних насосних штанг за асиметричного циклічного розтягу при коефіцієнті асиметрії  $R=0,5$

ведено залікування тріщин першого зразка бандажем із скловолкна (довжиною  $l=50$  см, шириною  $b=10$  см – 6 шарів по контуру штанги в місці виникнення тріщин) та сполучного - епоксидної смоли. В процесі проведення повторного випробування даний зразок успішно пропрацював 9,4 млн. циклів без поломки (рис. 6).

Зразок №2 – при напруженні згину  $\sigma = 140$  МПа. Після відпрацювання 1,4372 циклів при заданих умовах утворилося дві тріщини:  $l_1=22$  мм,  $l_2=20$  мм.

Зразок №3 – при напруженні згину  $\sigma = 160$  МПа. Після відпрацювання 0,0812 млн. циклів при заданих умовах утворилося дві тріщини:  $l_1=15$  мм,  $l_2=13$  мм.

Отримані дані зведено в таблицю 1.

На основі отриманих результатів дослідів можна зробити такі висновки.

При напруженні в 140, і 160 МПа випробувальний зразок гібридної насосної штанги зламався в місці з'єднання сталеві головки з тілом штанги, витримавши при цьому 1,4372 і 0,0812 млн. циклів відповідно. Це свідчить про те, що дані гібридні насосні штанги не в змозі витримувати високі напруження згину.

При напруженні згину в 120 МПа досліджувальний зразок пройшов 7,34 млн. циклів відповідно і не зламався, проте з'явилися численні втомні тріщини. Такі результати свідчать про те, що дані штанги можуть з легкістю витримувати напруження згину до 120 МПа.



**Рисунок 5 – Загальний вигляд зразка гібридної штанги (зліва) з повздожнім розшаруванням (з тріщиною довжиною до 32мм) та склопластикових штанг (справа) після розвитку тріщини і кінцевої поломки (внизу) після випробувань на втому при згині**



**Рисунок 6 – Загальний вигляд зразка гібридної штанги з повздожнім розшаруванням (з тріщиною довжиною до 32 мм) та склопластиковим бандажем для випробувань на втому при згині**

Отже, втома при згині починається тільки тоді, коли гібридна штанга піддається прогину, що перевищує 42 % міцності на вигин. Пошкодження досягло точки насичення уздовж контакту скловолокно/вуглеволокно через концентрацію напружень, яка виникла між двома матеріальними системами, що призвело до асимптотичної поведінки втрати жорсткості. Оскільки пошкодження не поширювалося на ядро вуглеволокна, статичні механічні властивості збереглися до ~85% межі міцності або більше.

Згідно з отриманими результатами побудовано діаграми втомної міцності гібридних насосних штанг при циклічному згині порівняно із склопластиковими насосними штангами (рис. 7).

При дослідженні відпрацьованих зразків гібридних штанг були виявлені і дефекти, відображені на рис. 8, 9.

На основі випробувань побудовано графічну залежність (рис. 10).

### Висновки

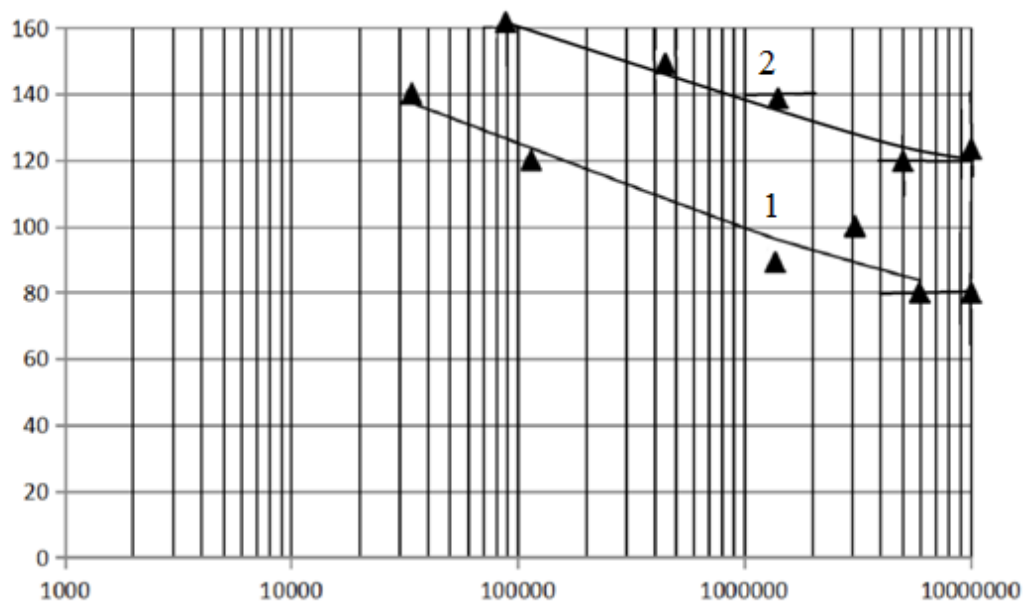
Виявлено, що межа витривалості гібридних штанг при циклічному згині є майже в 1,5 рази вищою, ніж відповідна межа втоми склопластикових насосних штанг.

В гібридних насосних штангах втомні тріщини зароджуються і розвиваються при напруженні вище 120 МПа, тоді як в склопластикових – при напруженнях 80 МПа і вище.

Умовна межа втоми гібридних штанг при базі випробувань 10 тис. циклів за асиметричного випробування розтягом приблизно в 5 разів вища, ніж при випробуванні на циклічний згин.

Таблиця 1 – Результати досліджень згідно з розрахунком та втомними випробуваннями

Зразок №	Напруження згину $\sigma$ , МПа	Вага вантажу Рв, Н	К-сть відпрацьованих циклів до появи тріщин, млн.	К-сть тріщин	Параметри тріщин l, мм	Примітки
1	120	290	7,34	4	35 32 18 5	Зразок не зламався
2	140	350	1,4372	6	20 22	
3	160	394,2	0,0812	2	13 15	

 $\sigma$ , МПа

N, циклів

Рисунок 7 – Діаграми втомної міцності склопластикових (крива 1) та гібридних (крива 2) насосних штанг при циклічному згині

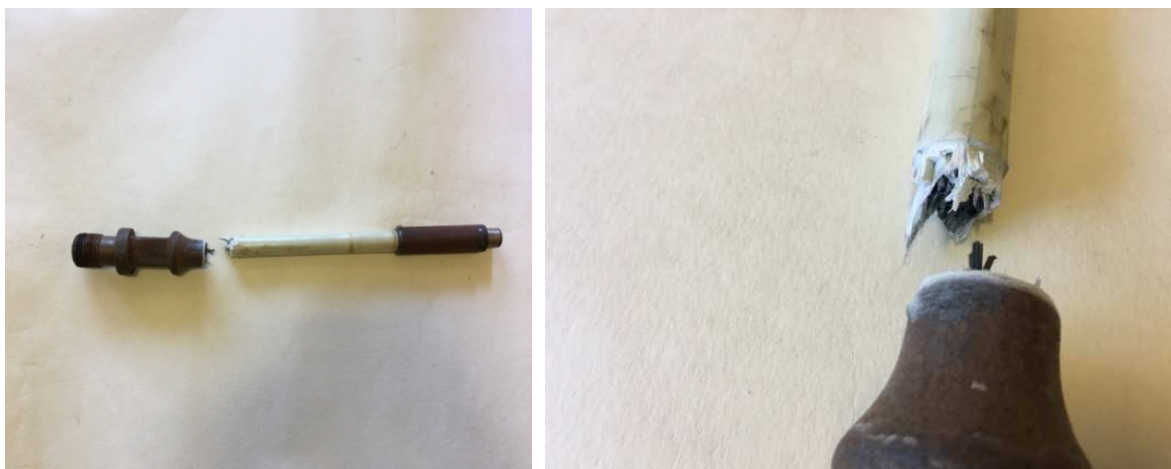


Рисунок 8 – Характерні дефекти і вид зламів відпрацьованих зразків



Рисунок 9 – Злам гібридної насосної штанги

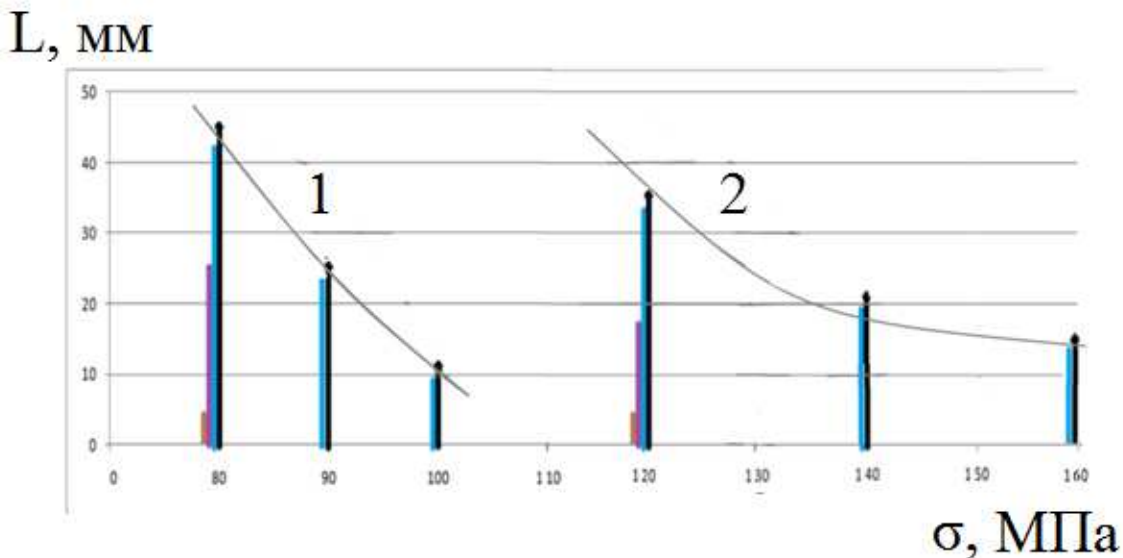


Рисунок 10 – Графік залежності кількості та довжин тріщин від напруження згину в склопластикових (1) та гібридних (2) насосних штангах

### Література

1 Копей Б.В. Насосні штанги і труби з полімерних композитів: проектування, розрахунок, випробування / [Копей Б.В., Максимук О.В., Щербина Н.М. та ін.]. – Львів: ІППММ ім. Я. С. Підстригача НАН України, 2003. – 352 с.

2 Копей Б.В. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти: Монографія / [Копей Б.В., Копей В.Б., Копей І.Б.]. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 406 с.

3 Копей Б.В. Методи прогнозування ресурсу насосних штанг / [Копей Б.В., Стеліга І.І., Копей В.Б.]. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – № 36. – С.24. – Серія: Нафтогазпромислове обладнання

Стаття надійшла до редакційної колегії  
11.09.17

Рекомендована до друку  
професором **Мойсишиним В.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Хоминцем З.Д.**  
(ТОВ «ЕМПІ-сервіс», м. Івано-Франківськ)

# Дослідження та методи аналізу

УДК 681:519.7

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ДВОСТУПЕНЕВОЇ СЕПАРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ ЯК ОБ'ЄКТ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ

М. І. Горбійчук, Д. Д. Поварчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504521,  
e-mail: gorb@nung.edu.ua, povarchukdima007@gmail.com

*На основі попередньо розробленої авторами математичної моделі процесу двоступеневої сепарації для двох горизонтально розміщених сепараторів побудовано спрощену лінеаризовану математичну модель окремо для першого та другого ступенів сепарації. Проведене дослідження є справедливим для малих відхилень вхідних величин від деяких базових значень. Дане спрощення дало змогу визначити матричні передавальні функції об'єкта керування та побудувати структурні схеми як першої, так і другої ступенів сепарації. Отримані результати будуть використані для синтезу автоматичної системи керування процесом сепарації нафти та при створенні математичної моделі в програмному продукті MatLab.*

Ключові слова: нафта, сепарація, математична модель, лінеаризація, матричні передавальні функції, структурні схеми.

*По предварительно разработанной авторами математической модели процесса двухступенчатой сепарации для двух горизонтально расположенных сепараторов построена упрощенная линейризованная математическая модель отдельно для первой и второй степеней сепарации. Проведенное исследование справедливо для малых отклонений входных величин от некоторых базовых значений. Данное упрощение позволило определить матричные передаточные функции объекта управления и построить структурные схемы как первой, так и второй степеней сепарации. Полученные результаты будут использованы для синтеза автоматической системы управления процессом сепарации нефти и при создании математической модели в программном продукте MatLab.*

Ключевые слова: нефть, сепарация, математическая модель, линейризация, матричные передаточные функции, структурные схемы.

*A simplified, linearized mathematical model for the first and second degree of separation has been developed on the basis of the mathematical model developed by the authors of the two-stage separation process for two horizontally located separators. The conducted research is valid for small deviations of input values from some basic values. This simplification made it possible to define matrix process transfer functions and to construct structural schemes of both the first and second stages of separation. The obtained results will be used for the synthesis of the automatic control system of oil separation process and for the setting up a mathematical model in the MatLab software product.*

Keywords: oil, separation, mathematical model, linearization, matrix transfer functions, structural schemes

### Вступ

Для забезпечення ефективного протікання процесу сепарації сепараційні системи оснащені засобами автоматизації, завданням яких є стабілізація рівня рідини і тиску газу в сепараторах першої і другої ступенів. Оскільки регулятори тиску і рівня працюють за принципом зворотного від'ємного зв'язку, то це забезпечує невелике відхилення регульованих величин від

їх заданих значень, що і є підставою для спрощення, тобто лінеаризації математичних моделей процесу сепарації.

В даній статті верхнім індексом «0» позначено усталені значення величин, які входять в математичні моделі процесу сепарації, а їх відхилення від усталених значень позначимо грецькою буквою « $\Delta$ » перед відповідною величиною.

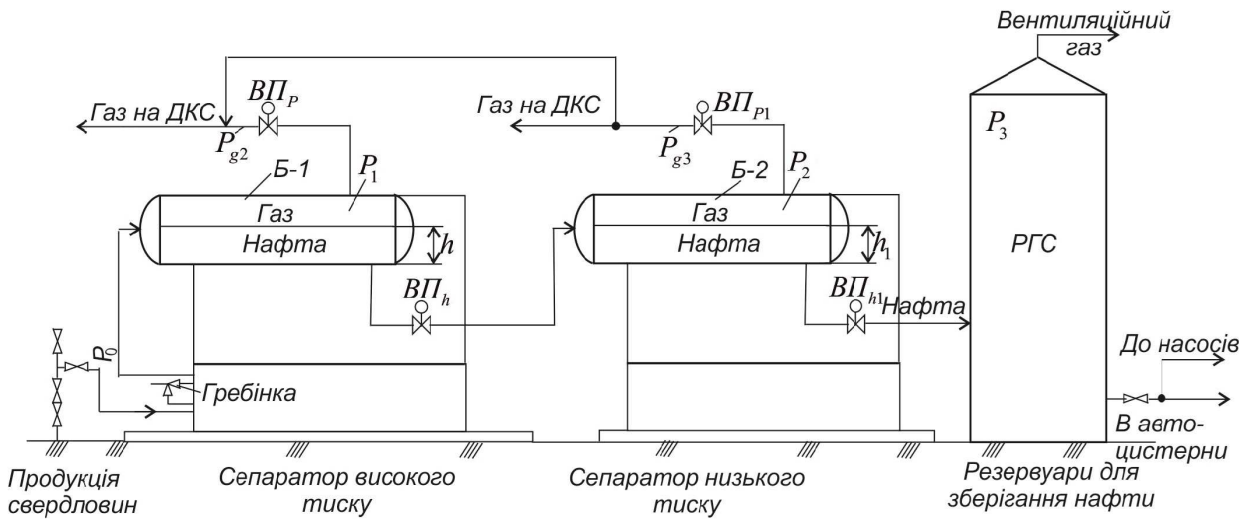


Рисунок 1 – Технологічна схема двоступеневої сепарації

Основою лінеаризації є формула Тейлора, за допомогою якої нелінійна функція розкладається в нескінченний степеневий ряд за приростами аргументів з подальшим утриманням лінійних членів розкладу.

**Аналіз публікацій та висвітлення невирішених раніше проблем**

Режим роботи першої ступені суттєво впливає на ефективність роботи наступної. Тому актуальною науковою задачею є створення математичної моделі двостадійної сепараційної установки як об'єкта автоматичного керування. У сепараційних установках процес сепарації здійснюється у кілька стадій (найчастіше у дві) [11]. Однією із перших математичних моделей, яка описує процес сепарації в термінах «вхід-вихід» і яка придатна для синтезу автоматичних систем керування, була модель, що запропонована у роботі [8]. Переважна більшість робіт, в яких висвітлюються питання математичного моделювання процесів сепарації, орієнтовані на вибір геометричних розмірів сепараторів [2, 3], їхньої продуктивності [4] і ефективності роботи сепараторів [4, 5]. У роботі [4] проаналізовано фактори, які впливають на ефективність роботи сепаратора. Тут наведені такі важливі показники, як газовий фактор і коефіцієнт розчинності газу.

Для розрахунку пропускної здатності сепараторів використовують теорію руху частинок газу в гравітаційному полі [4, 6]. У роботі [7] зроблений детальний аналіз впливу технологічних факторів на ефективність процесу сепарації.

Серед пізніших робіт слід відмітити роботу [9], де на основі моделі низькотемпературної сепарації запропоновано підхід до побудови регулятора нелінійним об'єктом із затримкою. У роботі [10] запропоновано математичні моделі сепаратора, кожна із яких описує зміни тиску і рівня в сепараторі в залежності від технологічних параметрів. При цьому врахована взаємодія рівня рідини і тиску в сепараторі.

**Ціль та задачі дослідження**

Метою роботи є обґрунтування доцільності розроблення математичної моделі установки двоступеневої сепарації як такої і в подальшому дослідження даної моделі в математичній лабораторії MatLab шляхом створення імітаційної моделі.

Для досягнення поставленої мети сформульовано такі завдання:

1. Здійснити аналіз математичних моделей існуючих сепараційних установок.
2. Спростити отриману математичну модель для першої та другої ступеней сепарації шляхом проведення лінеаризації.
3. Сформулювати висновки на основі проведених досліджень.

**Виклад основного матеріалу**

На рисунку 1 показана технологічна схема установки двоступеневої сепарації для двох горизонтально розміщених сепараторів.

Спрощення будемо здійснювати при таких допущеннях:  $\lambda$  - коефіцієнт опору тертю;  $l_f$  - сумарна довжина ділянок;  $D_f$  - діаметр вхідного трубопроводу першої ступені сепарації;  $x$  - частка газу в нафтогазовій суміші;  $r_g, r_n, r_{g1}$  і  $r_{n1}$  - показники ефективності першої і другої ступенів сепарації;  $T_0$  і  $T_1$  - температура газу у першій і другій ступенів сепараційної системи; тиск газу  $P_{g2}$ , який приймаємо рівним тиску газу в лінії високого тиску (рис. 1);  $\rho_n$  - густина нафти. Коефіцієнти стисливості газу  $z_0$  і  $z$  будемо обчислювати відповідно при значеннях  $P_1^{(0)}, T_0, P_2^{(0)}$  і  $T_1$ . При прийнятих допущеннях постійними будуть також величини  $\xi_f, \theta_g$  і густина газу  $\rho_f$ .

Лінеаризуємо математичну модель першого ступеня сепарації. Для цього запишемо її у векторній формі

$$\frac{d\bar{X}}{dt} = \bar{f}(\bar{X}, \bar{U}, V), \quad (1)$$

де  $\bar{X} = \begin{bmatrix} P_1 \\ h \end{bmatrix}$  - вектор станів об'єкта (сепаратора);

$\bar{U} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$  - вектор командних сигналів;

$V = P_2$ ;

$$\bar{f}(\bar{X}, \bar{U}, V) = \begin{bmatrix} f_1(\bar{X}, \bar{U}, V) \\ f_2(\bar{X}, \bar{U}, V) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{1-v_p(h)} \left( \left( \frac{\varepsilon_g}{\theta_g} + \frac{P_1}{M_0} \varepsilon_n \right) \xi_f \sqrt{\rho_f (P_0 - P_1)} - \frac{\alpha_g(U_1)}{\theta_g} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_{g2}^2)}{\bar{z}T_1}} - \frac{P_1}{M_0} \alpha_n(U_2) \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n gh - P_2)} \right) \\ \frac{1}{q_p(h)M_0} \left( \varepsilon_n \xi_f \sqrt{\rho_f (P_0 - P_1)} - \alpha_n(U_2) \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n gh - P_2)} \right) \end{bmatrix}$$

Математичну модель сепаратора, яка подана у векторній формі (1), розкладемо у ряд Тейлора [13], обмежившись лише лінійними членами розкладу. Оскільки

$$\frac{d(\Delta\bar{X})}{dt} = J_{fX}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)}) \Delta\bar{X} + \quad (2)$$

$$+ J_{fU}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)}) \Delta\bar{U} + J_{fV}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)}) \Delta V,$$

де  $J_{fX}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$ ,  $J_{fU}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$ ,  $J_{fV}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$  - матриці Якобі, які обчислюються за такими формулами:

$$J_{fX}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial P_1} & \frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial h} \\ \frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial P_1} & \frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial h} \end{bmatrix}_{\substack{\bar{X}=\bar{X}^{(0)} \\ \bar{U}=\bar{U}^{(0)} \\ V=V^{(0)}}}, \quad (3)$$

$$J_{fU}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial U_1} & \frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial U_2} \\ \frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial U_1} & \frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial U_2} \end{bmatrix}_{\substack{\bar{X}=\bar{X}^{(0)} \\ \bar{U}=\bar{U}^{(0)} \\ V=V^{(0)}}}, \quad (4)$$

$$J_{fV}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial P_2} \\ \frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial P_2} \end{bmatrix}_{\substack{\bar{X}=\bar{X}^{(0)} \\ \bar{U}=\bar{U}^{(0)} \\ V=V^{(0)}}}. \quad (5)$$

З урахування значень  $f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)$  і  $f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)$ , отримаємо

$$\frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial P_1} = \frac{1}{(1-v_p(h))} \times \left( \frac{\varepsilon_n \xi_f \sqrt{\rho_f (P_0 - P_1)} - \xi_f \left( \frac{\varepsilon_g}{\theta_g} + \frac{P_1}{\rho_n} \varepsilon_n \right) \frac{\rho_f}{2\sqrt{\rho_f (P_0 - P_1)}} - \frac{P_1 \alpha_g(U_1)}{\theta_g \sqrt{\bar{z}T_1 (P_1^2 - P_2^2)}} - \alpha_n(U_2) \right) \times \quad (6)$$

$$\times \left( \sqrt{\frac{P_1 + \rho_n gh - P_2}{\rho_n} + \frac{P_1}{2\sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n gh - P_2)}}} \right),$$

$$\frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial P_1} = -\frac{1}{2q_p(h)V_0} \times \left( \frac{\sqrt{\rho_f}}{\rho_n} \cdot \frac{\varepsilon_n \xi_f}{\sqrt{(P_0 - P_1)}} + \frac{\alpha_n(U_2)}{\sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n gh - P_2)}} \right), \quad (7)$$

$$\frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial h} = -\frac{1}{1-v_p(h)} \times \quad (8)$$

$$\times \left( \frac{\alpha_n(U_2) P_1 \rho_n g}{2V_0 \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n gh - P_2)}} - q_p(h) \cdot f_1(\bar{X}, \bar{U}, V) \right),$$

$$\frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial h} = -\frac{1}{q_p(h)} \times \quad (9)$$

$$\times \left( \frac{\alpha_n(U_2) g \rho_n}{2V_0 \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n gh - P_2)}} + q'_p(h) \cdot f_2(\bar{X}, \bar{U}, V) \right),$$

де  $q'_p(h) = \frac{\partial q_p(h)}{\partial h}$ .

Знайдемо тепер матрицю  $J_{fU}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$ . Маємо

$$\frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial U_1} = -\frac{A_g(U_1)}{\theta_g (1-v_p(h))} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_{g2}^2)}{\bar{z}T_1}}, \quad (10)$$

$$\frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial U_2} = -\frac{P_1 A_n(U_2) \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n gh - P_2)}}{(1-v_p(h))M_0}, \quad (11)$$

де  $A_g(U_1) = \frac{\partial \alpha_g(U_1)}{\partial U_1}$ ,  $A_n(U_2) = \frac{\partial \alpha_n(U_2)}{\partial U_2}$ .

Тепер обчислимо:

$$\frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial U_1} = 0, \quad (12)$$

$$\frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial U_2} = -\frac{A_n(U_2)}{q_p(h)M_0} \sqrt{\frac{P_1 + \rho_n gh - P_2}{\rho_n}}. \quad (13)$$

Аналогічно обчислюємо елементи матриці  $J_{fV}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$ . Отже,

$$\frac{\partial f_1(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial P_2} = \frac{\alpha_n(U_2)P_1}{2V_0(1-v_p(h))\sqrt{\rho_n(P_1 + \rho_n gh - P_2)}}, \quad (14)$$

$$\frac{\partial f_2(\bar{X}, \bar{U}, V)}{\partial P_2} = \frac{\alpha_n(U_2)}{2q_p(h)V_0\sqrt{\rho_n(P_1 + \rho_n gh - P_2)}}. \quad (15)$$

Таким чином, лінеаризовану математичну модель першої ступені сепарації запишемо у такому вигляді:

$$\frac{d\bar{x}(t)}{dt} = A\bar{x}(t) + B\bar{u}(t) + \Omega v(t), \quad (16)$$

$$\bar{y}(t) = \bar{x}(t), \quad (17)$$

де  $\bar{x} = \Delta\bar{X}$ ,  $\bar{u} = \Delta\bar{U}$ ,  $v = \Delta V$ ,  
 $A = J_{fX}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$ ,  $B = J_{fU}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$ ,  
 $\Omega = J_{fV}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$ .

Елементи матриць  $A$ ,  $B$  і  $\Omega$  слід обчислити за формулами (6) – (17), в яких відповідні фізичні величини необхідно замінити на їх усталені значення.

Рівняння (17) називають рівнянням замикання воно визначає функціональний зв'язок між виходами об'єкта  $\bar{y}(t)$  і його змінними стану  $\bar{x}(t)$ .

Оскільки лінеаризована математична модель першої ступені сепаратора (16) записана у відхиленнях, то початкові умови будуть нульовими.

Рівняння (16) і (17) перетворимо за Лапласом з врахуванням нульових початкових умов

$$p\bar{x}(p) = A\bar{x}(p) + B\bar{u}(p) + \Omega v(p), \quad (18)$$

$$\bar{y}(p) = \bar{x}(p). \quad (19)$$

Із рівняння (18) знайдемо, що

$$\bar{x}(p) = (Ip - A)^{-1}(B\bar{u}(p) + \Omega v(p)),$$

де  $I$  - одинична матриця.

Підставляючи значення  $\bar{x}(p)$  в (19), отримуємо

$$\bar{y}(p) = (Ip - A)^{-1} B\bar{u}(p) + (Ip - A)^{-1} \Omega v(p).$$

Нехай  $\bar{y}_1(p) = (Ip - A)^{-1} B\bar{u}(p)$  і  $\bar{y}_2(p) = (Ip - A)^{-1} \Omega v(p)$ . За визначенням  $W_1(p) = (Ip - A)^{-1} B$  і  $W_2(p) = (Ip - A)^{-1} \Omega$  матричні передавальні функції за входами  $\bar{u}(p)$  і  $v(p)$ .

Таким чином, вектор-вихідна величина є суперпозицією двох вектор-величин

$$\bar{y}(p) = \bar{y}_1(p) + \bar{y}_2(p). \quad (20)$$

Обчислимо матричні передавальні функції

$$W_1(p) = \frac{1}{\Delta(p)} \begin{bmatrix} p - a_{22} & a_{12} \\ a_{21} & p - a_{11} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} \\ 0 & b_{22} \end{bmatrix} = \\ = \frac{1}{\Delta(p)} \begin{bmatrix} b_{11}(p - a_{22}) & b_{12}(p - a_{22}) + a_{12}b_{22} \\ a_{21}b_{11} & a_{21}b_{12} + b_{22}(p - a_{11}) \end{bmatrix},$$

де  $\Delta(p) = p^2 - (a_{11} + a_{22})p + a_{11}a_{22} - a_{12}a_{21}$ .

Отриманий результат дає змогу знайти передавальні функції сепаратора по відношенню до командних сигналів  $u_1$  і  $u_2$

$$w_{11}(p) = \frac{b_{11}p - a_{22}b_{11}}{\Delta(p)},$$

$$w_{12}(p) = \frac{b_{12}p + a_{12}b_{22} - a_{22}b_{12}}{\Delta(p)},$$

$$w_{21}(p) = \frac{a_{21}b_{11}}{\Delta(p)},$$

$$w_{22}(p) = \frac{b_{22}p + a_{21}b_{12} - a_{11}b_{22}}{\Delta(p)}.$$

Тепер знайдемо матричну передавальну функцію  $W_2(p)$ , яка зумовлена дією на об'єкт збурення  $v(t)$ . Маємо

$$W_2(p) = \frac{1}{\Delta(p)} \begin{bmatrix} p - a_{22} & a_{12} \\ a_{21} & p - a_{11} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \omega_1 \\ \omega_2 \end{bmatrix} = \\ = \frac{1}{\Delta(p)} \begin{bmatrix} \omega_1(p - a_{22}) + a_{12}\omega_2 \\ a_{21}\omega_1 + \omega_2(p - a_{11}) \end{bmatrix}.$$

Елементи матриці  $W_2(p)$  - передавальні функції об'єкта відносно збурення  $v(t)$

$$w_1(p) = \frac{\omega_1 p + a_{12}\omega_2 - a_{22}\omega_1}{\Delta(p)},$$

$$w_2(p) = \frac{\omega_2 p + a_{21}\omega_1 - a_{11}\omega_2}{\Delta(p)}.$$

Структурна схема сепаратора як об'єкта автоматичного керування для першого ступеню, яка отримана на підставі лінеаризованої математичної моделі, зображена на рис. 2.

Аналіз отриманих результатів свідчить, що, крім прямих каналів передачі сигналів з входу на вихід об'єкта, існують перехресні зв'язки передачі сигналів, які зумовлені передавальними функціями  $w_{12}(p)$  і  $w_{21}(p)$ . Наявність таких зв'язків значно ускладнює синтез системи автоматичного керування сепаратором першої ступені.

Тепер лінеаризуємо математичну модель другої ступені сепарації, яка подана диференціальними рівняннями [13]. Лінеаризацію будемо здійснювати за таких допущень: температуру

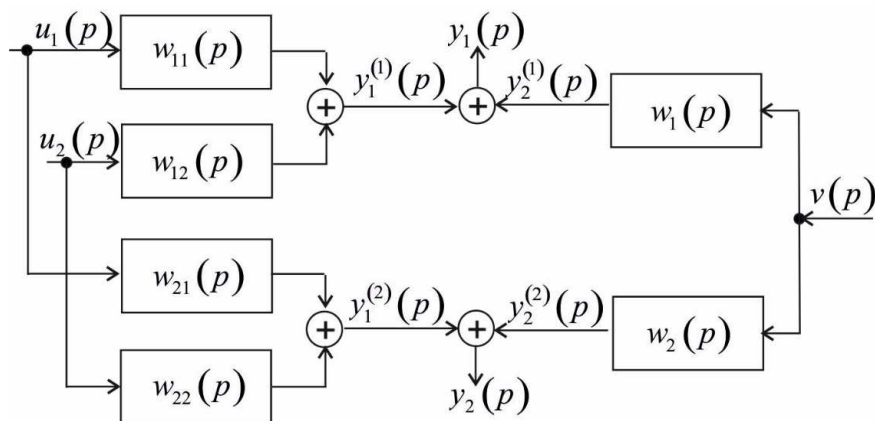


Рисунок 2 – Структурна схема сепаратора першої ступені як об'єкта автоматичного керування

$T_2$  у сепараторі другої ступені, густину нафти  $\rho_n$  і тиски  $P_3$  та  $P_{g3}$  будемо вважати сталими величинами.

Систему рівнянь диференціальних рівнянь [13] подамо у векторній формі

$$\frac{d\bar{X}_s}{dt} = \bar{\varphi}(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s), \quad (21)$$

$$\bar{Y}_s = \bar{X}_s, \quad (22)$$

де

$$\bar{\varphi}(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s) = \left[ \begin{array}{l} \frac{1}{1 - v_{p1}(h_1)} \left( \left( \frac{\varepsilon_{g1}}{\theta_{g1}} + \frac{P_2}{M_{01}} \right) \alpha_n(U_2) \times \right. \\ \quad \times \sqrt{\rho_n(P_1 + \rho_n g h - P_2)} - \\ \quad - \frac{P_2}{M_{01}} \alpha_{n1}(U_{s2}) \sqrt{\rho_n(P_2 + \rho_n g h_1 - P_3)} - \\ \quad \left. - \frac{1}{\theta_{g1}} \alpha_{g1}(U_{s1}) \sqrt{\frac{(P_2^2 - P_{g3}^2)}{T_2}} \right) \\ \\ \frac{1}{q_{p1}(h_1) M_{01}} \left( \alpha_n(U_2) \sqrt{\rho_n(P_1 + \rho_n g h - P_2)} - \right. \\ \quad \left. - \alpha_{n1}(U_{s2}) \sqrt{\rho_n(P_2 + \rho_n g h_1 - P_3)} \right) \end{array} \right] \quad (23)$$

$\bar{X}_s = \begin{bmatrix} P_2 \\ h_1 \end{bmatrix}$  - вектор змінних стану об'єкта

(сепаратора другої ступені);

$\bar{U}_s = \begin{bmatrix} U_{s1} \\ U_{s2} \end{bmatrix}$  - вектор командних сигналів;

$\bar{V}_s = \begin{bmatrix} U_2 \\ P_1 \\ h \end{bmatrix}$  - вектор збурень.

За аналогією з рівнянням (2) запишемо лінеаризовану математичну модель сепаратора другої ступені

$$\begin{aligned} \frac{d(\Delta\bar{X}_s)}{dt} = & J_{fX}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)}) \Delta\bar{X}_s + \\ & + J_{fU}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)}) \Delta\bar{U}_s + \\ & + J_{fV}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)}) \Delta\bar{V}_s, \end{aligned} \quad (24)$$

$$\Delta\bar{Y}_s = \Delta\bar{X}_s. \quad (25)$$

Матриці Якобі, які входять у лінеаризовану модель (24), обчислюються так само, як і матриці (3) – (5). Отже,

$$J_{fX}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)}) = \quad (26)$$

$$= \begin{bmatrix} \frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial P_2} & \frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial h_1} \\ \frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial P_2} & \frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial h_1} \end{bmatrix} \Bigg|_{\substack{\bar{X}_s = \bar{X}_s^{(0)} \\ \bar{U}_s = \bar{U}_s^{(0)} \\ \bar{V}_s = \bar{V}_s^{(0)}}}$$

$$J_{fU}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)}) = \quad (27)$$

$$= \begin{bmatrix} \frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_{s1}} & \frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_{s2}} \\ \frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_{s1}} & \frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_{s2}} \end{bmatrix} \Bigg|_{\substack{\bar{X}_s = \bar{X}_s^{(0)} \\ \bar{U}_s = \bar{U}_s^{(0)} \\ \bar{V}_s = \bar{V}_s^{(0)}}}$$

$$J_{fV}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)}) = \quad (28)$$

$$= \begin{bmatrix} \frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_2} & \frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial P_1} & \frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial h} \\ \frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_2} & \frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial P_1} & \frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial h} \end{bmatrix} \Bigg|_{\substack{\bar{X}_s = \bar{X}_s^{(0)} \\ \bar{U}_s = \bar{U}_s^{(0)} \\ \bar{V}_s = \bar{V}_s^{(0)}}}$$

Враховуючи те, що  $\varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)$  і  $\varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)$  є компонентами вектор-функції  $\bar{\varphi}$ , які задані співвідношенням (23), знайдемо елементи матриць Якобі (26) – (27). Для матриці  $J_{fX}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$  будемо мати:

$$\frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial P_2} = \frac{1}{1 - v_{p1}(h_1)} \times$$

$$\times \left\{ \alpha_h(U_2) \left( \frac{1}{V_{01}} \cdot \sqrt{\frac{P_1 + \rho_h gh - P_2}{\rho_h}} - \left( \frac{\rho_h \varepsilon_{g1}}{\theta_{g1}} + \frac{P_2}{V_{01}} \right) \frac{0,5P_2}{\sqrt{\rho_h(P_1 + \rho_h gh - P_2)}} \right) - \frac{\alpha_{h1}(U_{s2})}{M_{01}} \left( \sqrt{\rho_h(P_2 + \rho_h gh_1 - P_3)} + \frac{0,5P_2 \rho_h}{\sqrt{\rho_h(P_2 + \rho_h gh_1 - P_3)}} \right) - \frac{P_2 \alpha_{g1}(U_{s1})}{\theta_{g1} \sqrt{T_2(P_2^2 - P_{g3}^2)}} \right\},$$

$$\frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial h_1} = \frac{1}{1 - v_{p1}(h_1)} \times$$

$$\times \left( q_{p1}(h_1) \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s) - \frac{0,5P_2 \alpha_{h1}(U_{s2}) \rho_h g}{V_{01} \sqrt{\rho_h(P_2 + \rho_h gh_1 - P_3)}} \right),$$

$$\frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial P_2} = -\frac{1}{2q_{p1}(h_1)V_{01}} \times$$

$$\times \left( \frac{\alpha_h(U_2)}{\sqrt{\rho_h(P_1 + \rho_h gh - P_2)}} + \frac{\alpha_{h1}(U_{s2})}{\sqrt{\rho_h(P_2 + \rho_h gh_1 - P_3)}} \right),$$

$$\frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial h_1} = -\frac{\rho_h g \alpha_{h1}(U_{s2})}{2q_{p1}(h_1)V_{01} \sqrt{\rho_h(P_2 + \rho_h gh_1 - P_3)}}.$$

Тепер знайдемо елементи матриці  $J_{fU}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$ . Обчислимо

$$\frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_{s1}} = -\frac{A_{g1}(U_{s1})}{\theta_{g1}(1 - v_{p1}(h_1))} \sqrt{\frac{P_2^2 - P_{g3}^2}{T_2}},$$

$$\frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_{s2}} = -\frac{P_2 A_{h1}(U_{s2}) \sqrt{\rho_h(P_2 + \rho_h gh_1 - P_3)}}{M_{01}(1 - v_{p1}(h_1))},$$

$$\frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_{s1}} = 0,$$

$$\frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_{s2}} = -\frac{A_{h1}(U_{s2}) \sqrt{\rho_h(P_2 + \rho_h gh_1 - P_3)}}{q_{p1}(h_1)M_{01}},$$

де

$$A_{g1}(U_{s1}) = \frac{\partial \alpha_{g1}(U_{s1})}{\partial U_{s1}}, \quad A_{h1}(U_{s2}) = \frac{\partial \alpha_{h1}(U_{s2})}{\partial U_{s2}}.$$

І, зрештою, знаходимо елементи матриці  $J_{fV}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$

$$\frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_2} = \frac{A_h(U_2)}{1 - v_{p1}(h_1)} \left( \frac{\varepsilon_{g1}}{\theta_{g1}} + \frac{P_2}{M_{01}} \right) \sqrt{\rho_h(P_1 + \rho_h gh - P_2)},$$

$$\frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial P_1} = \left( \frac{\varepsilon_{g1} \rho_h}{\theta_{g1}} + \frac{P_2}{V_{01}} \right) \frac{0,5 \alpha_h(U_2)}{(1 - v_{p1}(h_1)) \sqrt{\rho_h(P_1 + \rho_h gh - P_2)}},$$

$$\frac{\partial \varphi_1(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial h} = \left( \frac{\varepsilon_{g1}}{\theta_{g1}} + \frac{P_2}{M_{01}} \right) \frac{0,5 \alpha_h(U_2) \rho_h^2 g}{(1 - v_{p1}(h_1)) \sqrt{\rho_h(P_1 + \rho_h gh - P_2)}},$$

$$\frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial U_2} = \frac{A_h(U_2) \sqrt{\rho_h(P_1 + \rho_h gh - P_2)}}{q_{p1}(h_1)M_{01}},$$

$$\frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial P_1} = \frac{0,5 \alpha_h(U_2)}{q_{p1}(h_1)V_{01} \sqrt{\rho_h(P_1 + \rho_h gh - P_2)}},$$

$$\frac{\partial \varphi_2(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s)}{\partial h} = \frac{0,5 \alpha_h(U_2) \rho_h}{q_{p1}(h_1)V_{01} \sqrt{\rho_h(P_1 + \rho_h gh - P_2)}}.$$

Елементи матриць (26) – (28) необхідно обчислити при ustalених значеннях відповідних величин, які входять до формули, що визначають елементи матриць  $J_{fX}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$ ,  $J_{fU}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$  і  $J_{fV}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$ . Якщо ввести позначення  $A_s = J_{fX}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$ ,  $B_s = J_{fU}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$  і  $\Omega_s = J_{fV}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$ , то отримаємо лінеаризовану математичну модель другої ступені сепаратора з нульовими початковими умовами

$$\frac{d\bar{x}_s(t)}{dt} = A_s \bar{x}_s(t) + B_s \bar{u}_s(t) + \Omega_s \bar{v}_s(t), \quad (29)$$

$$\bar{y}_s(t) = \bar{x}_s(t), \quad (30)$$

де

$$\bar{x}_s(t) = \begin{bmatrix} x_{s1}(t) \\ x_{s2}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2(t) \\ \Delta h_1(t) \end{bmatrix},$$

$$\bar{u}_s(t) = \begin{bmatrix} u_{s1}(t) \\ u_{s2}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta U_{s1}(t) \\ \Delta U_{s2}(t) \end{bmatrix},$$

$$\bar{v}_s(t) = \begin{bmatrix} v_{s1}(t) \\ v_{s2}(t) \\ v_{s3}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta U_2(t) \\ \Delta P_1(t) \\ \Delta h(t) \end{bmatrix}.$$

Перетворивши рівняння (29) за Лапласом при нульових початкових умовах, отримаємо математичну модель сепаратора другої ступені, яка виражена через матричні передавальні функції відносно величин  $\bar{u}_s(p)$  і  $\bar{v}_s(p)$

$$\bar{y}_s(p) = W_{s1}(p)\bar{u}_s(p) + W_{s2}(p)\bar{v}_s(p), \quad (31)$$

де

$$W_{s1}(p) = (Ip - A_s)^{-1} B_s, \quad W_{s2}(p) = (Ip - A_s)^{-1} \Omega_s.$$

Таким чином, вихід другої ступені сепаратора є сумою двох величин. Одна з них зумовлена дією командних сигналів, а друга – дією збурень. У відповідності з (31)

$$\bar{y}_s(p) = \bar{y}_{s1}(p) + \bar{y}_{s2}(p). \quad (32)$$

Очевидно, що

$$\bar{y}_{s1}(p) = W_{s1}(p)\bar{u}_s(p), \quad (33)$$

$$\bar{y}_{s2}(p) = W_{s2}(p)\bar{v}_s(p). \quad (34)$$

Знайдемо матричну передавальну функцію  $W_{s1}(p)$  з врахуванням значень матриць  $A_s$  і  $B_s$ . Маємо

$$W_{s1}(p) = \frac{1}{\Delta_s(p)} \begin{bmatrix} p - a_{22}^{(s)} & a_{12}^{(s)} \\ a_{21}^{(s)} & p - a_{11}^{(s)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} b_{11}^{(s)} & b_{12}^{(s)} \\ 0 & b_{22}^{(s)} \end{bmatrix} = \\ = \frac{1}{\Delta_s(p)} \begin{bmatrix} b_{11}^{(s)}(p - a_{22}^{(s)}) & b_{12}^{(s)}(p - a_{22}^{(s)}) + a_{12}^{(s)}b_{22}^{(s)} \\ a_{21}^{(s)}b_{11}^{(s)} & a_{21}^{(s)}b_{12}^{(s)} + b_{22}^{(s)}(p - a_{11}^{(s)}) \end{bmatrix}, \quad (35)$$

$$W_{s2}(p) = \frac{1}{\Delta_s(p)} \begin{bmatrix} p - a_{22}^{(s)} & a_{12}^{(s)} \\ a_{21}^{(s)} & p - a_{11}^{(s)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \omega_{11} & \omega_{12} & \omega_{13} \\ \omega_{21} & \omega_{22} & \omega_{23} \end{bmatrix} = \\ = \frac{1}{\Delta_s(p)} \begin{bmatrix} \omega_{11}(p - a_{22}^{(s)}) + a_{12}^{(s)}\omega_{21} & \omega_{12}(p - a_{22}^{(s)}) + a_{12}^{(s)}\omega_{22} & \omega_{13}(p - a_{22}^{(s)}) + a_{12}^{(s)}\omega_{23} \\ a_{21}^{(s)}\omega_{11} + \omega_{21}(p - a_{11}^{(s)}) & a_{21}^{(s)}\omega_{12} + \omega_{22}(p - a_{11}^{(s)}) & a_{21}^{(s)}\omega_{13} + \omega_{23}(p - a_{11}^{(s)}) \end{bmatrix}. \quad (36)$$

Рисунок 3 – Матрична передавальна функція

де  $\Delta_s(p) = p^2 - (a_{11}^{(s)} + a_{22}^{(s)})p + a_{11}^{(s)}a_{22}^{(s)} - a_{12}^{(s)}a_{21}^{(s)}$ .

Динамічні властивості сепаратора другої ступені по відношенню до командних сигналів будуть визначатись такими передавальними функціями:

$$w_{11}^{(s1)}(p) = \frac{b_{11}^{(s)}p - a_{22}^{(s)}b_{11}^{(s)}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{12}^{(s1)}(p) = \frac{b_{12}^{(s)}p + a_{12}^{(s)}b_{22}^{(s)} - a_{22}^{(s)}b_{12}^{(s)}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{21}^{(s1)}(p) = \frac{a_{21}^{(s)}b_{11}^{(s)}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{22}^{(s1)}(p) = \frac{b_{22}^{(s)}p + a_{21}^{(s)}b_{12}^{(s)} - a_{11}^{(s)}b_{22}^{(s)}}{\Delta_s(p)}.$$

Дія на процес сепарації збурень буде характеризуватись матричною передавальною функцією (рис. 3).

Отримана матрична передавальна функція дає змогу отримати функції передачі збурень за окремими каналами

$$w_{11}^{(s2)}(p) = \frac{\omega_{11}p + a_{12}^{(s)}\omega_{21} - a_{22}^{(s)}\omega_{11}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{12}^{(s2)}(p) = \frac{\omega_{12}p + a_{12}^{(s)}\omega_{22} - a_{22}^{(s)}\omega_{12}}{\Delta_s(p)},$$

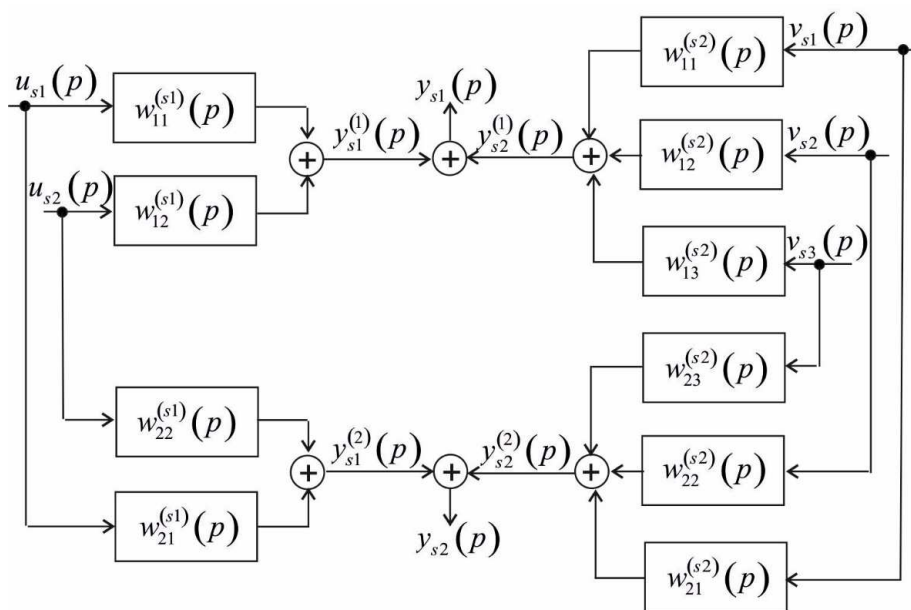


Рисунок 4 – Структурна схема другої ступені сепарації

$$w_{13}^{(s2)}(p) = \frac{\omega_{13} p + a_{12}^{(s)} \omega_{23} - a_{22}^{(s)} \omega_{13}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{21}^{(s2)}(p) = \frac{p \omega_{21} + a_{21}^{(s)} \omega_{11} - a_{11}^{(s)} \omega_{21}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{22}^{(s2)}(p) = \frac{p \omega_{22} + a_{21}^{(s)} \omega_{12} - a_{11}^{(s)} \omega_{22}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{23}^{(s2)}(p) = \frac{p \omega_{23} + a_{21}^{(s)} \omega_{13} - a_{11}^{(s)} \omega_{23}}{\Delta_s(p)}.$$

Виходячи із структури рівнянь (31) – (34), отримуємо структурну схему динамічних властивостей другої ступені сепарації при малих відхиленнях регульованих величин (рис. 4).

Аналіз структурної схеми системи підготовки нафти (рис. 4) свідчить, що зміна режимних параметрів першої ступені сепарації  $\Delta P_1$  і  $\Delta h$ , а також зміна командного сигналу  $\Delta U_2$  виконавчого пристрою  $ВП_h$  (рис. 1), значною мірою впливають на процес сепарації як другої ступені, так і на процес сепарації загалом. Вплив другої ступені сепарації на першу відбувається через зміну тиску  $\Delta P_2$ .

### Висновки

На основі математичної моделі двоступеневого процесу сепарації [13], отримана спрощена (лінеаризована) математична модель для двох горизонтально розміщених сепараторів. Таке спрощення дало змогу нелінійні функції, які входять у математичну модель, розкласти в ряд Тейлора із врахуванням тільки лінійних членів ряду. Практичною цінністю є визначені матричні передавальні функції об'єкта та побудовані структурні схеми для кожного горизонтально розміщеного сепаратора окремо.

Під час проведення досліджень встановлено, що двоступенева установка сепарації нафти володіє перехресними зв'язками між вхідними і вихідними величинами, що ускладнює процес керування таким об'єктом. Для покращення процесу підготовки нафти необхідно врахувати не тільки перехресні зв'язки, які характерні як для першої, так і для другої ступені сепарації, але й взаємодію і взаємозв'язок першої і другої ступенів сепарації, що проявляється через зміну відповідних технологічних параметрів.

Особливості спрощеної математичної моделі двоступеневої сепарації необхідно буде врахувати при подальших дослідженнях та при побудові імітаційної моделі в математичній лабораторії MatLab.

### Література

1 Лазута И. В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи: уч. пособие / И. В. Лазута, Р. Ю. Сухарев. – Омск: СИБАДИ, 2015. – 160 с.

2 Каспарьянц К. С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа: монография / К. С. Каспарьянц, В. И. Кузин, Л. Г. Григорян. – М.: Недра, 1977. – 254 с.

3. Ланчаков Г. А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования: монография / Г. А. Ланчаков, А. Н. Кульков, Г. К. Зиберт. – М.: Недра, 2000. – 279 с.

4 Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов / Г. С. Лутошкин. – М.: Альянс, 2005. – 320 с.

5 Ляпощенко О. О. Гідродинаміка інерційно-фільтруючих сепараційних пристроїв очищення природного газу: дис. ... канд. техн. наук: 05.17.08 / Ляпощенко Олександр Олександрович. – Суми, 2006. – 135 с.

6 Мильштейн Л. М. Нефтегазопромысловая сепарационная техника: справочное пособие / Л. М. Мильштейн, С. И. Бойко, Е. П. Запорожец; под ред. Л. М. Мильштейна. – М.: Недра, 1992. – 236 с.

7 Персиянцев М. Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях / М. Н. Персиянцев. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. — 283 с.

8 Горбійчук М. І. Моделювання об'єктів і систем керування в нафтогазовій промисловості: навчальний посібник / М. І. Горбійчук. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. Ч. II. – 1999. – 226 с.

9 Кулінченко Г. В. Формування підходу до побудови регулятора процесу низькотемпературної сепарації природного газу / Г. В. Кулінченко, А. В. Павлов, П. В. Леонтьев // Вісник Вінницького політехнічного інституту. Автоматика та інформаційно-вимірювальна техніка. – 2015. – №6. – С. 9 – 17.

10 Тугов В. В. Разработка математического обеспечения оптимального проектирования и автоматического управления технологического процесса дегазации нефти: дис. канд. техн. наук: 05.13.06 / Тугов Виталий Валерьевич. – Оренбург, 2002. – 208 с.

11 Devold H. Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production / H. Devold - ABB ATPA Oil and Gas, 2006. – 84 p.

12 Горбійчук М. І. Розроблення математичної моделі установки двостадійної сепарації / М. І. Горбійчук, Д. Д. Поварчук, Н. Т. Лазорів, Т. В. Гуменюк // [http://sis-journal.com/wp-content/uploads/2017/09/SIS-journal\\_9.pdf](http://sis-journal.com/wp-content/uploads/2017/09/SIS-journal_9.pdf)

13 Справочник по теории автоматического управления / [Александров А. Г, Артемьев В. М, Белоглазов И. Н. и др.]; под ред. А. А. Красовского. – М.: Наука, 1987. – 712 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 25.10.17

Рекомендована до друку професором **Олійником А.П.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором **Мещеряковим Л.І.** (ДВНЗ «Національний гірничий університет», м. Дніпро)

## СИНТЕЗ СТРУКТУРИ ЦИФРОВОГО ЛОГІЧНОГО ПРИСТРОЮ ДЛЯ ПІДТРИМАННЯ ПРОЦЕСІВ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ У СИСТЕМІ АДАПТИВНОГО УПРАВЛІННЯ БУРІННЯМ СВЕРДЛОВИН ЕЛЕКТРОБУРАМИ

Л. О. Копистинський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (097) 7132238  
e-mail: kafatp@ukr.net

*Запропоновано структуру цифрового логічного пристрою для задачі підтримки процесів прийняття рішень у системі адаптивного управління бурінням свердловин електробурами. Встановлено контрольовані параметри, що найбільш повно характеризують процес переходу електробура на таку ділянку похило-скерованих свердловин, коли покази давача ваги бурильного інструменту не дозволяють контролювати осьове навантаження на долото. Розроблено логічну функцію блоку адаптації структури логічного пристрою для системи управління електробурінням. Синтезовану структурну схему блоку адаптації на елементах базису «І», «АБО», «НЕ».*

Ключові слова: логічний пристрій, прийняття рішення, структура, адаптивне управління, електробуріння.

*Предложена структура цифрового логического устройства задачи поддержки процессов принятия решений в системе адаптивного управления бурением скважин электробур. Установлены контролируемые параметры, которые наиболее полно характеризуют процесс перехода электробура на такой участок наклонно-направленных скважин, когда показания датчика веса бурильного инструмента не позволят контролировать осевую нагрузку на долото. Разработана логическую функцию блока адаптации структуры логического устройства системы управления электробурением. Синтезированную структурную схему блока адаптации на элементах базиса «И», «ИЛИ», «НЕ».*

Ключевые слова: логическое устройство, принятия решения, структура, адаптивное управление, электробурение.

*The structure of the digital logic device to support the decision making processes in the system of adaptive control of electric drilling is proposed. The controlled parameters are established that most fully characterize the process of switching electric drill to such a section of sloping wells, when the sensor value of the drilling tool weight will not allow controlling the axial load on the bit. The logic function of the adaptation unit for the structure of the logical device for the system of electric drilling is developed. The structural diagram of the adaptation unit on elements of the basis "I", "OR", "NOT" is synthesized.*

Keywords: logic device, decision making, structure, adaptive control, electrodrilling.

**Постановка проблеми.** За роки застосування електробуріння всього було пробурено 12,5 млн. метрів електробурами Харківського заводу «Потенціал» [1]. Порівняно з бурінням гідравлічними двигунами, найбільш повно використовується гідравлічна потужність насосів, яка передається на вибій тільки для промивання. Водночас покращуються умови очищення свердловин від вибуреної породи, збільшується механічна швидкість та проходка на долото. На сучасному етапі, коли ведеться буріння на сланцеві поклади, кращого вибійного двигуна за електробур не існує, тому що на порядок збільшується необхідність у бурінні горизонтальних ділянок стволів. При цьому виникає необхідність у зміні структури системи управління з метою переходу від регулювання осьового навантаження на долото до регулювання струму навантаженням двигуна електробура або активної потужності. Для забезпечення бурильника інформаційною системою процесів прийняття рішень щодо зміни регульованого параметра, необхідно мати блок адаптації системи у вигляді логічного пристрою, який дозволить адаптуватися до мінливості та динамічності зовнішнього середовища і підвищити ефективність процесу поглиблення свердловин.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Визначенню головних принципів засад автоматизованого управління процесом буріння свердловин електробурами присвячені здебільшого праці учених з України, серед яких Бунчак З., Галушак І.Д., Гладь І.В., Горбійчук М.І., Діхтяренко К.В., Дудар О.С., Заміховський Л.М., Кекот О., Семенцова А.О., Турянський О.А., Федорів М.Й., Фоменко Ф.Н., Червінський В.П. І це не є дивним, адже саме в Україні у 1909 р. [2] був створений перший електробур і саме на Харківському заводі «Потенціал» сьогодні виготовляють електробури усіх типів. Водночас, певні аспекти автоматизованого управління електробурінням висвітлено закордонними науковцями [3, 4]. Однак у зазначених дослідженнях розглядаються лише окремі теоретичні засади управління електробурінням. Не дослідженими залишаються питання адаптації процесу до змін умов буріння і визначення необхідних керувальних дій на основі поточної інформації про процес буріння.

**Метою статті** є синтез структури цифрового пристрою для задач підтримання процесів прийняття рішень в умовах невизначеності процесу буріння.

**Основні результати дослідження.** Синтез структури блока адаптації, призначеного для використання в адаптивній системі керування бурінням похило-скерованих свердловин електробурами, здійснюємо використовуючи один із методів синтезу цифрових логічних пристроїв [5], а саме діаграму Вейча.

Аналіз показників процесу буріння свердловин електробурами [6] дозволив вибрати п'ять параметрів, що найбільш повно характеризують процес переходу електробура на таку ділянку похило-скерованої свердловини, коли покази давача ваги бурильного інструменту не дозволяють контролювати осьове навантаження на долото. Вони створюють такий тезаурус

$$\langle V_m = \frac{\Delta h}{\Delta t}, F, A, \gamma, P \rangle, \quad (1)$$

де  $\Delta h$  – проходка на долото за час  $\Delta t$ ;  
 $V_m$  – механічна швидкість буріння;  
 $F$  – осьове навантаження на долото;  
 $A$  – азимут;  
 $\gamma$  – кут нахилу свердловини;  
 $P$  – активна потужність, яку споживає двигун електробура.

Усі ці параметри мають брати участь у формуванні керувальної дії в адаптивній системі керування або самостійно, або разом з іншими параметрами.

Використовуючи тезаурус (1), побудуємо структуру блока адаптації у вигляді логічного цифрового пристрою. Синтез такої однотактною системи керування зводиться до складання структурної формули, що описує логічні функції, які має виконувати блок адаптації.

Отже, необхідно задати деякі логічні функції, комбінація яких дасть змогу отримати логічну функцію для блока адаптивного керування бурінням свердловин електробурами

$$y = f(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5),$$

де  $x_1 = V_m = \frac{\Delta h}{\Delta t}$ ;  $x_2 = F$ ;  $x_3 = A$ ;  $x_4 = \gamma$ ;  
 $x_5 = P$ .

Сама логічна функція  $f(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5)$  та її аргументи можуть набувати лише двох значень: 0 або 1.

Такі способи задання функцій алгебри логіки, як словесний, матричний, графічний, алгебраїчний, координатний, числовий, графовий [7] способи не завжди зручні для повного представлення усіх зв'язків між логічною функцією і аргументами. Тому для синтезу логічної функції застосуємо метод діаграм Вейча, що ґрунтується на графічному представленні комбінацій аргументів і є практично придатним для зображення бульових функцій до п'яти-семи змінних [7].

Процес синтезу логічної функції методом діаграм Вейча складається з таких етапів [7]:

- формулювання умов роботи пристрою;
- вибір вхідних і вихідних логічних змінних;

- складання діаграми Вейча, що відображає зв'язки між вхідними  $x_i$  і вихідною  $y$  змінною, де  $i$  – кількість вхідних змінних;

- отримання аналітичного виразу функції  $y = f(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5)$ ;

- побудова логічної схеми пристрою (блока);
- побудова принципової електричної схеми пристрою (блока).

Для розв'язання задачі синтезу керувального пристрою блока адаптивного керування скористаємося тезаурусом (1) інформативних параметрів.

Оскільки кількість аргументів  $n = 5$ , то існує  $N = 2^n$  комбінацій аргументів або наборів, які матимуть номери від 0 до  $2^n - 1$ . Отже, існує  $N = 2^n = 32$  наборів, номери яких будуть  $0, 1, 2, \dots, 31$ .

Умови роботи пристрою сформуємо так: спрацювання блока адаптації має відбуватись у тому випадку, коли сигнал 1 з'являється одночасно більше ніж на одному із 5 входів  $x_i$ . Стан виконавчого елемента  $Y$  залежить лише від точних значень вхідних сигналів  $x_i$ .

Введемо такі вхідні змінні:

$$v_m = \frac{\Delta h}{\Delta t} \rightarrow x_1 \begin{cases} 1 - \text{сигнал від давача механічної швидкості буріння} \\ \text{нижчий від порогового значення;} \\ 0 - \text{сигнал від давача механічної швидкості буріння} \\ \text{вищий від порогового значення.} \end{cases}$$

$$F \rightarrow x_2 \begin{cases} 1 - \text{сигнал від давача осьового навантаження на долото} \\ \text{нижчий від порогового значення;} \\ 0 - \text{сигнал від давача осьового навантаження на долото} \\ \text{вищий від порогового значення.} \end{cases}$$

$$A \rightarrow x_3 \begin{cases} 1 - \text{сигнал від давача азимуту} \\ \text{вищий від порогового значення;} \\ 0 - \text{сигнал від давача азимуту} \\ \text{нижчий від порогового значення.} \end{cases}$$

$$\gamma \rightarrow x_4 \begin{cases} 1 - \text{сигнал від давача кута нахилу} \\ \text{вищий від порогового значення;} \\ 0 - \text{сигнал від давача кута нахилу} \\ \text{нижчий від порогового значення.} \end{cases}$$

$$P \rightarrow x_5 \begin{cases} 1 - \text{сигнал від давача активної потужності} \\ \text{нижчий від порогового значення;} \\ 0 - \text{сигнал від давача активної потужності} \\ \text{вищий від порогового значення.} \end{cases}$$

$$Y = \begin{cases} 1 - \text{керуювальний пристрій блока} \\ \text{адаптивного керування увімкнений;} \\ 0 - \text{керуювальний пристрій блока} \\ \text{адаптивного керування вимкнений.} \end{cases}$$

Діаграму Вейча для логічної функції  $y = f(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5)$ , що відповідає сформульованим умовам, наведено на рис. 1.

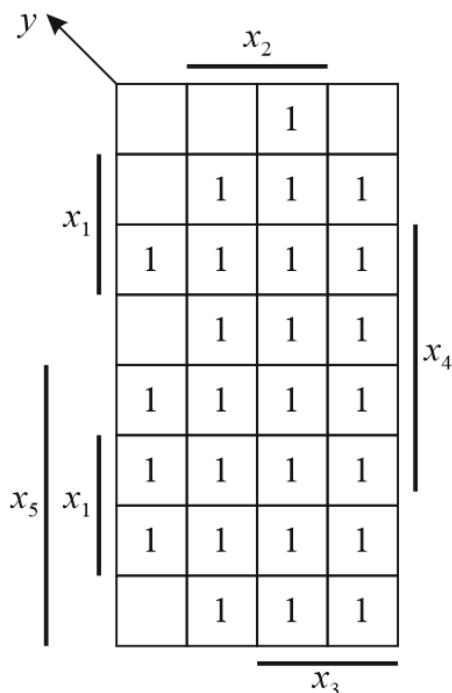


Рисунок 1 – Діаграма Вейча логічної функції п'ятьох змінних, що відповідає умовам сформульованої задачі для блока адаптації

У комірках діаграми Вейча як координатної карти станів, які потрапляють на площі одиничних значень двох, трьох, чотирьох та п'яти змінних  $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5$ , записані одиниці. Комірка залишається незаповненою, якщо значення функції при цьому наборі дорівнюють нулю. Оскільки діаграму Вейча складено за умов спрацювання блока адаптації, то логічна функція має бути записана у мінімальній диз'юнктивній формі (рис. 2).

Отже, на основі сформованої логічної функції можна сформулювати правило  $R$  типу ЯКЩО ... ТО ...:

$$\begin{aligned}
 Y = & (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge \neg x_5) \vee (x_1 \wedge x_2 \wedge \neg x_3 \wedge \neg x_4 \wedge \neg x_5) \vee (x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge \neg x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge \neg x_5) \vee (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge \neg x_3 \wedge x_4 \wedge \neg x_5) \vee (x_1 \wedge x_2 \wedge \neg x_3 \wedge x_4 \wedge \neg x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge x_4 \wedge \neg x_5) \vee (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge x_3 \wedge x_4 \wedge \neg x_5) \vee (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge x_4 \wedge \neg x_5) \vee \\
 & (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge x_4 \wedge \neg x_5) \vee (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge \neg x_3 \wedge x_4 \wedge \neg x_5) \vee (\neg x_1 \wedge \neg x_2 \wedge \neg x_3 \wedge x_4 \wedge x_5) \vee \\
 & (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge \neg x_3 \wedge x_4 \wedge x_5) \vee (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge x_4 \wedge x_5) \vee (\neg x_1 \wedge \neg x_2 \wedge x_3 \wedge x_4 \wedge x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge \neg x_3 \wedge x_4 \wedge x_5) \vee (x_1 \wedge x_2 \wedge \neg x_3 \wedge x_4 \wedge x_5) \vee (x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge x_4 \wedge x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge x_3 \wedge x_4 \wedge x_5) \vee (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge \neg x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5) \vee (x_1 \wedge x_2 \wedge \neg x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5) \vee (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5) \vee (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge \neg x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5) \vee \\
 & (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5) \vee (\neg x_1 \wedge \neg x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5),
 \end{aligned}$$

де  $\vee$  – логічне АБО;  $\wedge$  – логічне І;  $\neg$  – логічне НІ.

Рисунок 2 – Логічна функція діаграми Вейча

$$\begin{aligned}
 R: \text{ЯКЩО } & (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge \neg x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge x_2 \wedge \neg x_3 \wedge \neg x_4 \wedge \neg x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge \neg x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge \neg x_5) \vee \\
 & (x_1 \wedge \neg x_2 \wedge \neg x_3 \wedge x_4 \wedge \neg x_5) \vee \dots \vee \\
 & (\neg x_1 \wedge x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5) \vee \\
 & (\neg x_1 \wedge \neg x_2 \wedge x_3 \wedge \neg x_4 \wedge x_5) \text{ ТО}
 \end{aligned}$$

керувальний блок адаптації має змінити структуру системи керування шляхом переходу від контура автоматичної стабілізації осьового навантаження на долото до контура автоматичної стабілізації потужності на долоті.

Наступним кроком є побудова логічної схеми блока адаптації відповідно до аналітичного виразу логічної функції  $y = f(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5)$ .

Структурна схема блока адаптації на елементах базису І, АБО, НІ наведена на рис. 3.

Розроблені алгоритми функціонування і структури блоків адаптації для вертикальних і похило-скерованих свердловин дозволяють перейти до синтезу структури адаптивної системи керування процесом буріння свердловини електробурами.

### Висновки

На засадах методів алгебри логіки і діаграм Вейча розроблено правила зміни структури блока адаптації, за яких система керування набуває властивості пристосовуватися до мінливості параметрів та характеристик електробура і навколишнього середовища, що дозволило синтезувати структурні схеми блока адаптації на елементах базису І, АБО, НІ. Використання розробленого цифрового пристрою для підтримання процесів прийняття рішень у системі адаптивного управління процесом буріння свердловин електробурами суттєво зменшить витрати на розроблення програмного забезпечення щодо вирішення складної проблеми адаптації процесу до змін умов буріння.

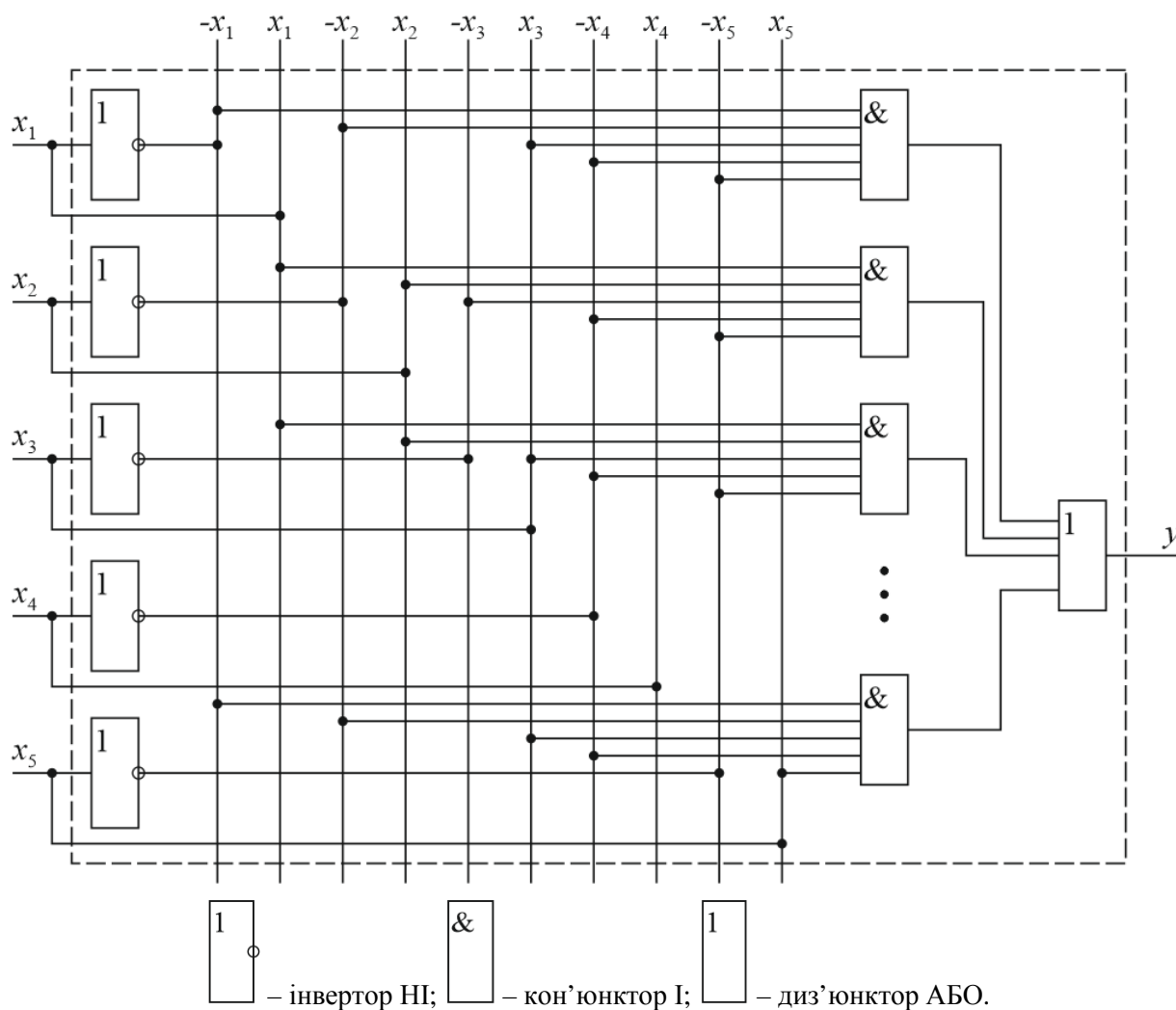


Рисунок 3 – Структурна схема блока адаптації на елементах базису І, АБО, ІНІ

### Література

1 Електробури. Руководство по эксплуатации. А03П.610106.001РЭ. – Харьков: ОАО завод «Потенциал», 2002. – 70 с.

2 Фоменко Ф. Н. Бурение скважин электробуром / Ф. Н. Фоменко. – Москва: Недра, 1974. – 272 с.

3 Балденко Ф. Д. Автоматизированные системы управления режимом бурения скважин забойными двигателями / Ф. Д. Балденко, А. П. Шмидт // Бурение и нефть. – 2003. – №4. – С. 14-17.

4 Шмидт А. П. Перспективы применения автоматизированной системы управления режимом бурения в установках с непрерывной колонной гибких труб (coiled tubing) / А. П. Шмидт, Ф. Д. Балденко, Н. А. Шмидт // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – №12. – С. 7-8.

5 Дурняк Б.В. Основы проектирования цифровых логических устройств: [навч. посіб] / Б. В. Дурняк, І. Т. Стрепко, Г. Н. Тітов, О. В. Тимченко. – Львів: Вид-во УАД, 2006. – 273 с.

6 Копистинський Л. О. Управління процесом буріння з інтелектуальною підтримкою процесів прийняття рішень / Л. О. Копистинський // XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління «Автоматика – 2017» (м. Київ, 13-16 вересня 2017). – Київ, 2017. – С. 155-156.

7 Смирнов И. Н. Синтез систем управления на логических элементах / И. Н. Смирнов. – Ленинград: Изд. Лен. ун-та, 1975. – 368 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
26.10.17

Рекомендована до друку  
професором **Семенцовим Г.Н.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Лопатіним В.В.**  
(Інститут геотехнічної механіки  
ім. М.С. Полякова НАН України, м. Дніпро)

## ВПЛИВ ГІДРАВЛІЧНОГО СТАНУ СИСТЕМИ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ОБ'ЄКТІВ ГАЗОВИДОБУВНОГО КОМПЛЕКСУ

М.І. Братах<sup>1</sup>, Д.Є. Добрунов<sup>2</sup>, Алі Шкейр<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НДІ “УкрНДІГаз”; 61000, м. Харків, Гімназійна наб., 20, тел. (057) 7304602,  
e-mail: mikhailo.bratakh@ukr.net

<sup>2</sup>НТУ «ХПИ»; 61002, м. Харків, вул. Курпичова, 2, тел. (057) 7076601,  
e-mail: dmitriydobrunov@gmail.com

Статтю присвячено удосконаленню методів вуглеводневідачі для родовищ, що працюють у газовому режимі на виснаження. Виявлено, що усунення негативного впливу надмірних втрат тиску є рекомендованим заходом зі збільшення обсягів вилучення вуглеводнів з пластів родовищ, що розробляються в газовому режимі на виснаження. Саме на пошук надмірних втрат спрямовано моніторинг гідравлічного стану газозбірних систем, що базується на діагностиці параметрів у контрольних точках. Ці втрати формують резерв робочого тиску на гирлі свердловин, що може бути спрацьований (зменшений) для прискорення вилучення вуглеводнів.

Ключові слова: газовий режим, гідравлічний опір, втрати тиску, пропускна здатність, накопичення

Статья посвящена усовершенствованию методов углеводородоотдачи на месторождениях, работающих в газовом режиме на истощение. Выявлено, что устранение негативного влияния чрезмерных потерь давления является рекомендованным мероприятием по увеличению извлечения углеводородов из пластов месторождений, разрабатываемых в газовом режиме на истощение. Именно на поиск чрезмерных потерь направлен мониторинг гидравлического состояния газосборных систем, который основывается на диагностике параметров в контрольных точках. Данные потери формируют резерв рабочего давления на устье скважин, может быть сработан (уменьшен) для увеличения скорости извлечения углеводородов.

Ключевые слова: газовый режим, гидравлическое сопротивление, потери давления, пропускная способность, накопления.

The article is devoted to improving the methods of hydrocarbons recovery at fields operating in gas mode. It has been defined that the elimination of the negative impact of excessive pressure loss is a recommended measure to increase the extraction rate of hydrocarbons from reservoirs operating in gas mode. Hydraulic conditions monitoring, based on parameters diagnostics at the control points, is aimed at searching the excessive losses. These losses form an operating pressure reserve at the wellhead, which can be used to accelerate the extraction of hydrocarbons.

Keywords: gas mode, hydraulic resistance, pressure loss, capacity, slugs.

### Вступ

Відповідно до міжнародної термінології в нафтогазовому комплексі виділяють два основних сектори:

– upstream (що вміщує напрямки діяльності, пов'язані із розвідкою, бурінням, розробкою родовищ і власне видобуванням вуглеводнів, враховуючи також збір та підготовку вуглеводнів на установках);

– downstream (усе, що пов'язано із переробкою вуглеводнів з метою подальшої утилізації продукції споживачам).

Транспортування, редукування та розподіл потоків газу, нафти, конденсату виокремлено до проміжного сектору (midstream), що пов'язує два основних. Без виробничої діяльності midstream-сектора неможлива робота двох вже згаданих секторів, а від ефективності його роботи залежить надійне та безперебійне видобування вуглеводнів та їх переробка і реалізація. Основним об'єктом, що перебуває в експлуатації цього сектора, є трубопровідна система, що складається із газопроводів (для газових родовищ), та з нафтопроводів (для нафто-

вих і газоконденсатних родовищ), а також з конденсатопроводів, водопроводів та трубопроводів для сумісного транспортування нафтопродуктів, газу та води [1, 2].

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

За своєю сутністю процеси збору та транспортування вуглеводнів є ідентичними, адже їх описує рівняння руху, яке з врахуванням принципу суперпозиції діючих на частку речовини сил записується у вигляді:

$$\frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial \rho \omega}{\partial t} + \frac{\lambda \cdot \rho \cdot \omega^2}{2d} + \rho \cdot g \cdot \sin \alpha = 0. \quad (1)$$

Незалежно від напрямку руху потоку речовини (вертикальний чи горизонтальний) та складу самої речовини завжди використовується рушійна енергія початкового тиску, яка поступово витрачається внаслідок втрати тиску на додання опору інерції  $\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t}$ , тертя

$$\frac{\lambda \cdot \rho \cdot \omega^2}{2d}, \text{ та гравітації } \rho \cdot g \cdot \sin \alpha = \rho \cdot g \cdot \frac{dh}{dx},$$

формуючи перепад тиску  $\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{P_1 - P_2}{x_2 - x_1}$ , без

якого неможливий подальший рух газу, рідини або газорідного потоку.

Залежно від фазовості і структури фахівці з трубопровідних мереж мають справу із трьома видами потоків:

- однофазовий газовий;
- дво-, або багатфазовий газорідний;
- однофазовий рідинний.

Для газових родовищ, що експлуатуються в газовому режимі на виснаження (що є характерним для більш ніж 80% родовищ України), основним продуктом, що видобувається, є природний газ із порівняно невисоким вологовмістом і питомою кількістю рідких вуглеводнів. Отже, для розгляду спеціальних питань можна відкинути два останні види і зупинитись лише на першому однофазовому газовому, як найбільш притаманному для теперішньої ситуації в газозбірній та газотранспортній системах родовищ. З точки зору фахівця, що займається транспортуванням продукції, це означає, поперше, низький тиск, по-друге, незначні дебіти свердловин. Зменшення величини робочого тиску викликає зменшення резерву рушійної сили. У певний момент часу відсутність контролю за втратою тиску призведе до їх зростання до рівня, що унеможливить пропускання необхідного об'єму видобутої продукції [3, 4].

**Мета роботи**

Виходячи із викладеного вище, основною метою роботи є оцінка впливу конфігурації газозбірних мереж (чи зміни їх напрямку) на ефективність роботи нафтогазовидобувного комплексу загалом, особливо враховуючи вплив на обсяги видобутку газу.

**Викладення основного матеріалу**

Виходячи із технічної характеристики трубопроводів, в наявності газопромислових управлінь є газо-, чи конденсатопроводи доволі великого діаметру (500, 700 або 1000 мм), що апіорі мали б вмістити увесь обсяг видобутого газу.

Розглянемо основне рівняння газопроводів, що описує як **пропускну здатність**, так і **продуктивність** газопроводу:

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\lambda \Delta Z T L}}, \quad (2)$$

- де d – внутрішній діаметр, мм;  
 P<sub>1</sub> і P<sub>2</sub> – початковий та кінцевий тиск, бар;  
 λ – фактичний коефіцієнт гідравлічного опору;  
 Δ – відносна густина газу за повітрям;  
 Z – коефіцієнт стисливості газу;  
 T – середня температура в газопроводі;  
 K, L – довжина газопроводу км.

Різниця у поняттях для досвідченого фахівця є очевидною, але може ввести в оману фахівця із іншого сектору нафтогазового комплексу [3,4].

Пропускна здатність – це максимальний об'єм газу, що може пропустити газопровід за наявного робочого тиску. Отже, як видно із рівняння, в умовах низького робочого тиску пропускна здатність є порівняно невеликою. Крім того, пропускна здатність трубопроводу передбачає, що він є абсолютно чистим, тобто коефіцієнт гідроопору є мінімальним. Для прикладу: для систем МГ, ШПК, ШДК (діаметри умовного проходу 700 та 1200 мм відповідно) на ділянці між Червонодонецькою та Хрестищенською ДКС пропускна здатність не перевищила 12,5-12,8 млн. м<sup>3</sup>/добу за робочого тиску 6,5-11 ат. При тому, що за умов тиску, на який ця система газопроводів запроєктована (55 ат.), пропускна здатність має складати 63 млн. м<sup>3</sup>/добу.

Нижче (рис. 1) представлено результати розрахунків пропускну здатності складної системи магістральних газопроводів, задіяних для транспортування газу власного видобутку в західному напрямку.

Пропускна здатність газопроводу – це фактичний об'єм газу, що проходить через порожнину газопроводу, враховуючи компонентний склад продукту, гідравлічний опір труби та сформований ним фактичний перепад тиску.

Із основного рівняння газопроводів випливає, що підвищити пропускну здатність газопроводу можливо трьома шляхами (рис. 2)

Перші два способи є глобальними: їх реалізація потребує суттєвих часових витрат. Третій є локальним способом: його реалізація потребує як часових витрат, так і порівняно невеликих капіталовкладень.

Контроль за зміною коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу називається моніторингом гідравлічного стану. Отже, моніторинг гідравлічного стану трубопроводів (або, як його називають у напрямку транспортування газу, «гідравлічної ефективності роботи газопроводів») із подальшою розробкою заходів щодо підвищення ефективності їх роботи є одним із першочергових завдань фахівців відділу транспортування газу.

Існує декілька причин збільшення гідравлічного опору трубопроводу, що, в свою чергу, призводить до негативних наслідків його зростання. Розглянемо їх.

Повернемося до рівняння руху газового потоку. Газопроводи, що збирають та транспортують газ з українських родовищ, переважно прокладено рівнинною місцевістю (перепад висот не перевищує 100 метрів), отже гравітаційними втратами тиску зазвичай нехтують.

Позбутись впливу інерційних втрат можливо лише завдяки одночасному замірюванню параметрів тиску, температури і витрати в усіх контрольних точках газопроводу.

Таким чином, визначальними для газопровідної системи є втрати тиску на тертя, що містять три основні складові:

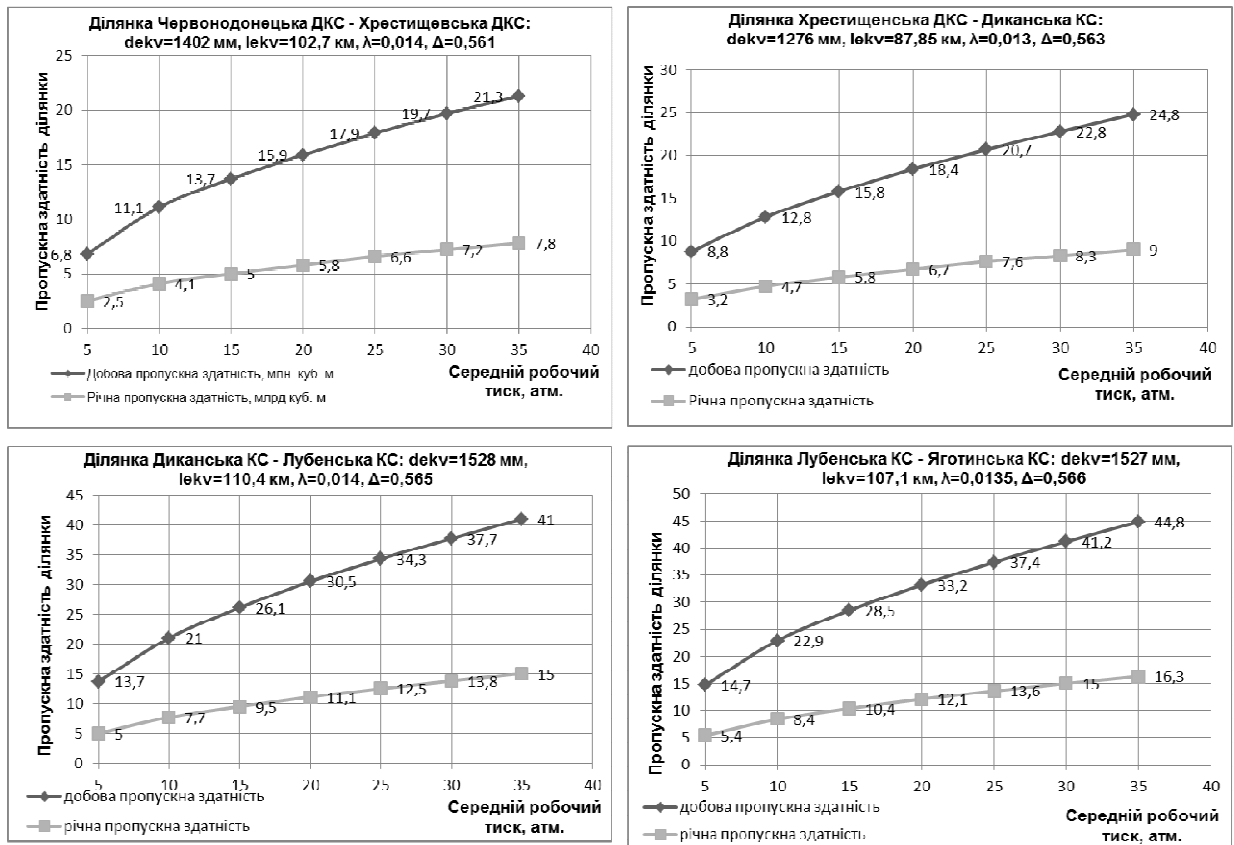
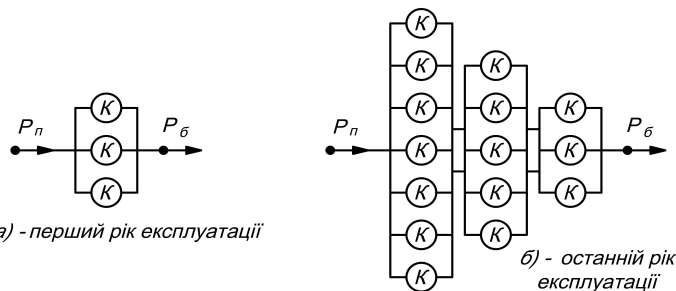


Рисунок 1 – Пропускна здатність ділянки складної системи газопроводів ШДК, ШПК, ЄДК для різних середніх тисків

1. зміна технічної характеристики (конфігурації) газопроводної мережі



2. встановлення компресорного обладнання



3. очистка внутрішньої порожнини трубопроводу

- врізання дренажних пристроїв
- переведення ділянки в режим самоочищення
- пропускання очисних поршнів

Рисунок 2 – Шляхи підвищення пропускної здатності газопроводів

– втрати тиску по довжині газопроводу, викликані тертям до стінок трубопроводу (або шорсткістю труби), причому чим менший робочий тиск, тим більшою є величина цих втрат;  
 – втрати тиску в місцевих опорах (лінійні крани, засуви, переходи діаметрів, переходи

через природні і штучні перешкоди, компенсатори повздожніх переміщень, крутозагнуті вставки, трійники тощо чинять певний гідравлічний опір залежно від типу місцевого опору), зазвичай цей опір не перевищує 5 % опору по довжині трубопроводу;

– втрати тиску внаслідок забруднення порожнини трубопроводу.

В умовах експлуатації трубопроводів втрачається тиск, викликані тертям, та в місцевих опорах, є незменшуваними або номінальним. Вони притаманні заданому режиму роботи газопроводу. В свою чергу втрати тиску внаслідок забруднення є такими, що можна зменшити впровадивши певні заходи щодо очистки порожнини труби.

Тип та якісний склад забруднень для кожного із родовищ є специфічними, та притаманні лише досліджуваній газонасній площі:

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

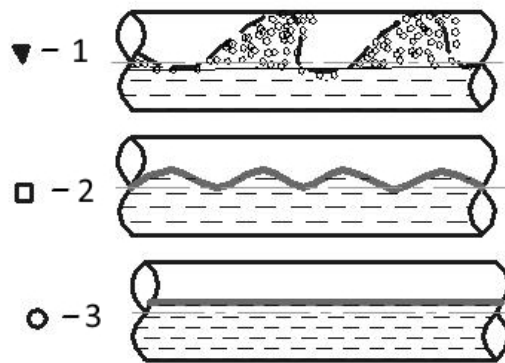
– для Полтавських родовищ – локалізація конденсату різної густини;

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

На формування та локалізацію забруднень в порожнині газопроводу (не залежно від того, чи це газопровід системи збору продукції, чи магістральний газогін) впливають швидкісні та термодинамічні умови, а також аварійні відмови. Виходячи із досвіду дослідження газопроводів, слід зазначити, що серед так званих «старих» газопроводів, які споруджені та експлуатуються на виснажених родовищах, найменша кількість забруднень притаманна газопроводам невеликого діаметру (до 89 мм для шлейфів та 325 мм для промислових газопроводів та магістралей), оскільки газ із рідинними включеннями в таких трубах рухається зі швидкістю понад 5 м/с, формуючи дисперговану, або, щонайменше, пробкову структуру потоку (перешкоджаючи формуванню великих об'ємів рідинних забруднень у природних пастках). Отже, що чим менш завантажений газопровід великого діаметру, тим більша імовірність локалізації великого об'єму забруднень в ньому [5, 6].

Якщо швидкісні умови експлуатації є визначальними для формування як рідинних, так і механічних утворень в порожнині труби, то термодинамічний режим роботи трубопроводу або температурний режим експлуатації трубопроводу є найбільш впливовим чинником на формування мас рідини та гідратів. Суть рівняння балансу повної енергії для газопровідної мережі можна звести до твердження, що газ із дрібнодисперсною рідиною, що перекачуються трубопроводом, будуть прагнути охолодитись або нагрітись до температури оточуючого середовища. Водночас природний ефект Джоуля-Томсона спонукатиме газ до охолодження в умовах падіння робочого тиску. Оскільки більш ніж в 90% прокладання трубопроводу здійснюється за підземною схемою, то температура газозового потоку буде прагнути стати під час транспортування такою як температура ґрунту, отже на відкритих ділянках трубопроводу газ охолоджуватиметься або нагріватиметься до температури повітря [3, 6].

Навіть підігрітій після компримування до достатньо високої температури, газ із високою температурою точки роси швидко охолоджується до температури ґрунту і на певній відстані від початку газопроводу його температура стає нижчою, ніж виміряна температура точки роси за умов 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 є незавантаженою внаслідок великого діаметру трубопроводу. Це формування відбувається до певного моменту, зменшуючи вільний переріз трубопроводу і ніколи його не перекриваючи (рис. 3). З часом пробка буде чинити все більший гідравлічний опір, швидкість газу над дзеркалом рідини буде зростати, характер течії буде змінюватися від розшарованого (форма 3) до хвильового, коли газовий потік підхоплюватиме частину рідини у вигляді хвиль і переноситиме її в наступну за ходом газу природну пастку рідини (балку, яр, урочище, або будь-яке інше понижене місце в рельєфі, через яке прокладено трасу трубопроводу) – форма 2, та в кінці пробкового, коли об'єм рідини досягне свого критичного значення – форма 1 [3].



1 – пробково-диспергована,  
2 – розшарована з хвильовою поверхнею,  
3 – розшарована з гладкою поверхнею

**Рисунок 3 – Структурні форми руху газорідинного потоку**

Після подібного стрибку (табл. 1) падає кінцевий тиск або підвищується початковий, і велика маса рідини переміщується в наступну в напрямку руху потоку природну пастку, виштовхуючи певний об'єм рідини із неї і так далі до кінцевого пункту призначення, в нашому випадку ГРС, де рідинний потік потрапляє у «вузькі» технологічні трубопроводи, переповнює збірник забруднень сепаратора, призводячи до аварійної відмови обладнання та припинення подачі газу. Цей довготривалий процес формування і подальшого перерозподілу рідини в часі характеризується мінімальним надходженням рідини в порожнину трубопроводу і призводить до «залпового» викиду рідини до технологічного обладнання об'єктів наземної частини родовищ і газотранспортної мережі. За

Таблиця 1 – Оперативні дані диспетчерської служби щодо режимів роботи ГРС по трасі магістрального газопроводу

Число	ГРС 1			ГРС 2			ГРС 3			ГРС 4		
	факт.	факт.	факт.	факт.	факт.	факт.	факт.	факт.	факт.	факт.	факт.	
	Q <sub>доб.</sub> , тис.м <sup>3</sup>	P <sub>п</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	T <sub>п</sub> , °С	Q <sub>доб.</sub> , тис.м <sup>3</sup>	P <sub>п</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	T <sub>п</sub> , °С	Q <sub>доб.</sub> , тис.м <sup>3</sup>	P <sub>п</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	T <sub>п</sub> , °С	Q <sub>доб.</sub> , тис.м <sup>3</sup>	P <sub>п</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	T <sub>п</sub> , °С
6	182,2	10,5	8	44,1	8	4	16,0	8,5	1,6	148,0	8,6	1,6
7	187,3	10,5	8	48,2	8	6	20,0	8,6	2,6	156,0	8,6	2,6
8	188,3	11	9	48,7	7,5	6	19,0	8,7	3,3	153,0	8,6	3,3
9	178,5	11	8	47,4	7,5	6	18,0	8,8	3,7	153,0	8,7	3,7
10	198,6	10,5	8	49,9	7,5	6	19,0	8,6	3,2	164,0	8,6	3,2
11	179,3	10,5	9	49,7	5,5	6	18,0	9,1	4,4	151,0	9,1	4,4
12	161,9	13	9	50,0	5,5	6	17,0	10,9	4	146,0	10,9	4
13	149,2	11,5	9	0,0			16,0	11,2	5,2	130,0	11,2	5,2
14	145,5	13,8	8	0,0			16,0	11,8	3,5	136,0	11,6	3,5
15	143,5	14,8	9	34,4	9,5	5	18,0	13,8	3,8	139,0	13,5	3,8

останні 5 років процеси залпових викидів рідини зафіксовані щонайменше 5 разів, тобто фактично щорічно. Певним каталізатором процесу є те, що періоди проходження залпових викидів рідини припадають на листопад-грудень, а саме періоди зростання споживання газу, які характеризуються зміною робочого тиску (зазвичай зростання його величини) та збільшенням продуктивності газопроводів.

Якщо на вхід газопроводу надійде великий обсяг рідини за короткий час і з високим робочим тиском, перерозподіл мас рідини може відбутися в короткий термін за великої потужності із зростанням швидкості газу вище швидкості звуку на коротких ділянках (особливо невеликого діаметру та із наявністю великої кількості місцевих опорів). Такий швидкий перерозподіл мас рідини, що характеризується надходженням великої маси рідини на вхід трубопроводу, має назву «гідралічного удару» і може призвести до руйнування технологічного обладнання.

Для газу із певним компонентним складом за умов високого тиску та низьких температур газу в порожнині трубопроводу (лінійній частині) та в місцевих звуженнях (будь-які місцеві опори) формуються гідрати – тверді кристалічні відкладення, що складаються із замерзлих часток води, конденсату і бульбашок газу, процес формування яких є доволі стрімким. Це єдиний процес, що може призвести до повного перекриття перерізу трубопроводу [3].

Отже, найнебезпечнішими проявами нехтування моніторингом гідралічного стану трубопроводів, що в підсумку призводять до аварійних ситуацій, є:

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

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

- гідратуотворення.

Крім того, в процесі експлуатації газопроводів формування в понижених місцях траси газопроводів рідинних утворень певного об'єму чинить додатковий гідралічний опір, що проявляється у збільшених втратах тиску на транспортування продукції. 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 розтищеному ШР;

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

- збільшення вихідного тиску з ДКС (у разі формування рідини в МГ за ДКС);

- 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 на УКПГ тощо [3, 7, 8].

На графіку (рис. 4) відображено зростання видобутку газу після впровадження методів збільшення пропускної здатності трубопроводів за рахунок зменшення надлишкових втрат тиску, та зміни конфігурації потоків. Цей інвестиційний проект було впроваджено на Солохівській ДКС за рахунок будівництва нового газопроводу та очищення внутрішніх порожнин діючих колекторів[3].

## Висновки

В результаті проведеної роботи можна зробити висновок, що навіть для однієї групи родовищ усунення негативного впливу надмірних втрат тиску є рекомендованим заходом щодо збільшення обсягів вилучення вуглеводнів з пластів родовищ, які розробляються в газовому режимі на виснаження. Саме на пошук цих надмірних втрат спрямовано моніторинг

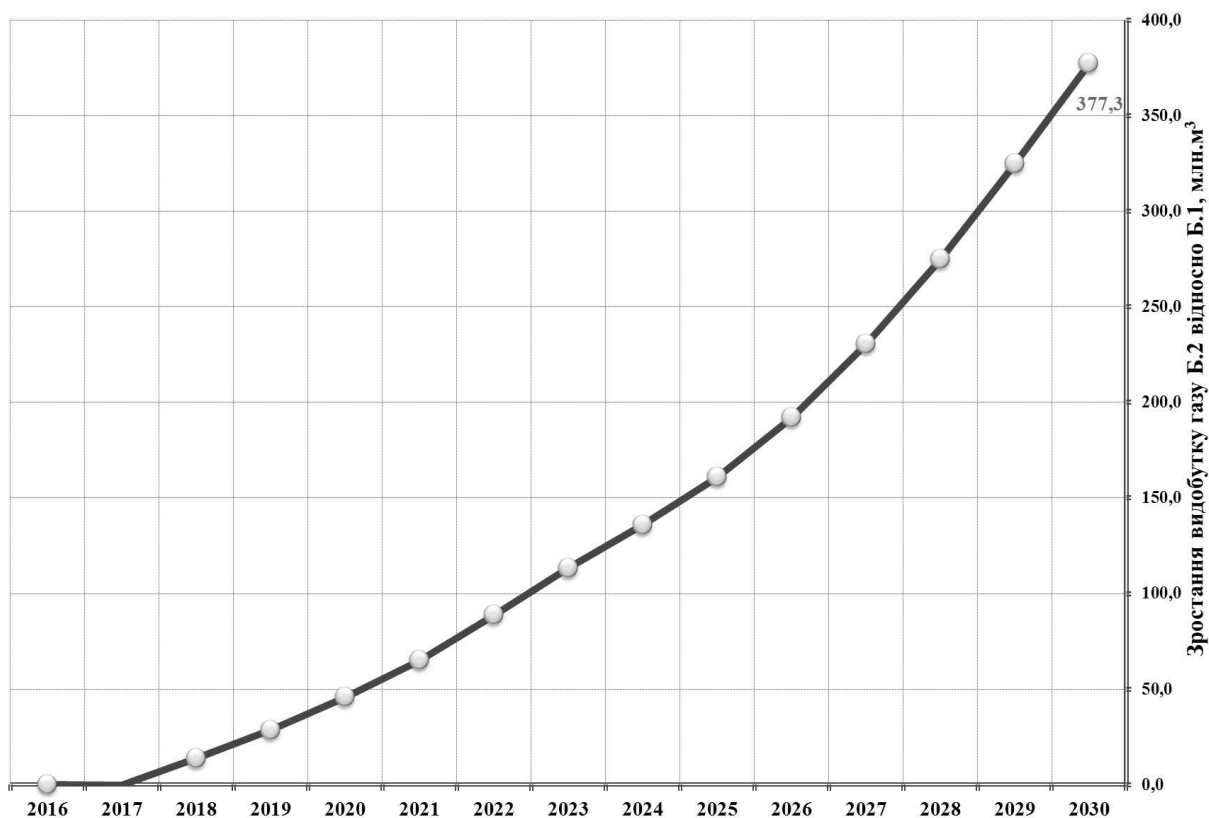


Рисунок 4 – Додатковий видобуток газу за варіантом зміни конфігурації газозбірної системи газопромислового управління (за результатами техніко-економічного обґрунтування)

гідралічного стану газозбірних систем, що базується на параметричному діагностуванні параметрів у контрольних точках. Ці надмірні втрати формують резерв робочого тиску на гірлі свердловин, що може бути спрацьований (зменшений) для прискорення вилучення вуглеводнів.

### Література

1 Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / В. С.Бойко, Р. М.Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Київ, Львів, Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу, 1996. – 620 с.

2 Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г. С. Лутошкин: Изд. 2 перераб. и доп., М.: Недра, 1979. – 319 с.

3 Братах М. І. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу / М. І. Братах, І. М. Рузіна, А. В. Соболева // Питання розвитку газової промисловості України. – 2009. – № 37. – С. 287-293.

4 Довідник працівника нафтогазового підприємства / В.В. Розгонюк [та ін.] – Київ: Росток, 2001. – 1092 с.

5 Гусейнов Ч. С. Влияние конденсата на производительность газопровода / Ч. С. Гусейнов // Трубопроводный транспорт нефти и газа. – 1963. вып. 45. – С. 12-15.

6 Чарный И. А. Влияние рельефа местности и неподвижных включений жидкости или газа на пропускную способность трубопрово-

дов / И. А. Чарный // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 6. – С.51-55.

7 Капцов И. И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах / И. И. Капцов, М.: Недра, 1988. – 160 с.

8 Капцов І. І. Зниження втрат тиску в системі газопроводів як один із чинників збільшення обсягів видобутку газу на родовищах / І. І. Капцов, С. О. Саприкін, М. І. Братах, В. Є. Співак // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 2. – С. 58-59.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
28.08.17

Рекомендована до друку  
професором **Кондратом О.Р.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Фиком І.М.**  
(Харківський національний університет  
ім. В.Н.Каразіна, м. Харків)

# Наука — виробництву

УДК 622.691

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ШВИДКОСТІ СТРУМИНИ ВОДО-ПОВІТРЯНО-ПІЩАНОЇ СУМІШІ

Є.І. Крижанівський, М.М. Лях, І.В. Добровольський, В.М. Вакалюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,  
e-mail: no@nuing.edu.ua

Розглядається питання пошуку шляхів покращення технічних показників устаткування для гідроабразивного відрізання обладнання з фонтануючої нафтогазової свердловини. Одним з напрямків отримання можливого позитивного ефекту вибрано напрям, пов'язаний з дослідженням зміни параметрів струменя водо-повітряно-піщаної суміші, що витікає крізь отвір за рахунок перепаду тиску.

Створено математичну модель для дослідження та визначення зміни потужностей, швидкості та температури струменя водо-повітряно-піщаної суміші в залежності від перепаду тиску. Побудовані графічні залежності швидкості та кінетичної потужності від тиску для водо-повітряно-піщаної суміші, для повітря і водо-піщаного струменя. Наведено графік зміни температури від тиску для струменя водо-повітряно-піщаної суміші, що витікає з отвору. Теоретично встановлено, що всі основні технічні показники, необхідні для різання у струмені водо-повітряно-піщаної суміші значно кращі, ніж у водо-піщаній.

Ключові слова: потужність струменя, швидкість струменя водо-повітряної суміші, ліквідація нафтогазових фонтанів, відкрите фонтанування, гирлове обладнання, трубна головка, гідроабразивна установка, гідроабразивне різання.

Рассматривается вопрос поиска путей улучшения технических показателей оборудования для гидроабразивной резки оборудования с фонтанирующей нефтегазовой скважины. Одним из направлений получения возможного положительного эффекта выбрано исследование изменения параметров струи водо-воздушно-песчаной смеси, вытекающей сквозь отверстие за счет перепада давления. Создана математическая модель для исследования и определения изменения мощностей, скорости и температуры струи водо-воздушно-песчаной смеси зависимости от перепада давления. Построены графические зависимости скорости и кинетической мощности от давления для водо-воздушно-песчаной смеси, для воздуха и водо-песчаной струи. Приведен график изменения температуры от давления для струи водо-воздушно-песчаной смеси, вытекающей из отверстия. Теоретически установлено, что все основные технические показатели, необходимые для резки в струе водо-воздушно-песчаной смеси, значительно лучше, чем в водо-песчаной.

Ключевые слова: мощность струи, скорость струи водо-воздушной смеси, ликвидация нефтегазовых фонтанов, открытый фонтан, устьевое оборудование, трубная головка, гидроабразивная установка, гидроабразивная резка.

The issue of finding ways to improve the technical parameters of equipment for waterjet cutting of equipment from fountain oil and gas wells is considered. One of the directions for obtaining a possible positive effect is the direction of the necessity of conducting a study of changes in the parameters of the water-air-sand mixture flow that goes through the hole due to differential pressure. A mathematical model for studying and determining the change in power, velocity and temperature of water-air-sand mixture flow based on differential pressure has been developed. The graphic dependences of speed and kinetic power on the pressure for the water-air-sand mixture, for air and water-sand jet are developed. The graph of the temperature change due to the the pressure for the water-air-sand mixture flow that goes from the hole is shown. It has been established theoretically that all the basic technical parameters required for cutting in a water-air-sand mixture flow are much better than in a water-sand mixture.

Keywords: jet power, jet speed of water-air mixture, elimination of oil fountains, open flow, wellhead equipment, tubing head, waterjet equipment, waterjet cutting.

**Вступ.** Під час буріння, експлуатації та капітального ремонту нафтогазових свердловин внаслідок впливу різних чинників трапляються складні техногенні аварії – відкрите нафтогазо-

ве фонтанування, що потребує для ліквідації великих матеріальних витрат і надлюдських зусиль.

Процес ліквідації відкритого фонтану складається з таких етапів:

- локалізація відкритого полум'я;
- забирання зруйнованого обладнання з гирла фонтануючої свердловини;
- демонтаж пошкодженого гирлового обладнання для створення компактного струменя фонтанування;
- наведення нового спеціального гирлового обладнання;
- глушіння свердловини.

Демонтаж пошкодженого гирлового обладнання для створення компактного струменя фонтанування – це роботи підвищеної складності, оскільки даний вид робіт зазвичай проводиться в умовах відкритого полум'я, або у умовах вибухонебезпечного середовища. Для створення компактного струменя необхідно зруйнувати (роз'єднати) гирлове обладнання у визначеному місці щоб припинити розпилювання полум'я на гирлі свердловини, та отримати можливість для проведення подальших робіт на фонтануючій свердловині.

У роботі Лойцянского Л.Г. «Механіка рідини та газу» вказано, що при дозвуковому русі газу (як і у випадку нестискуваної рідини) у випадку збільшення площі перерізу  $S$  труби швидкість руху зменшується, і навпаки, зі зменшенням перерізу швидкість течії збільшується. Тоді при надзвуковому русі газу у трубі, що звужується, швидкість руху зменшується, а в трубі, що розширюється, відбувається прискорення руху. Це наче б то парадоксальне явище можна пояснити тим, що під час розширення газу густина  $\rho_r$  його настільки різко зменшується, що добуток  $\rho_r \cdot v_r \cdot S = const$  порівняно зі збільшенням площі  $S$  все ж зменшується, що і призводить до зростання швидкості  $v_r$ . Це явище лягло в основу для проведення даних досліджень.

**Мета дослідження.** Метою дослідження є визначення шляху покращення технічних показників устаткування для гідроабразивного відрізання обладнання з фонтануючої нафтогазової свердловини. Для досягнення поставленої мети проведено дослідження потужності, швидкості та температурних змін струменя водоповітряно-піщаної суміші.

**Основний матеріал досліджень.** Струмину водно-повітряно-піщаної суміші, що витікає із отвору, наближено можна розглядати як сукупність двох компонентів: струмין водопіщаної суміші і розміщений в ній струмין повітря.

Розглянемо спочатку явище витікання із отвору повітряної компоненти в умовах значних перепадів тиску. В цьому випадку вважатимемо зміну стану повітря при витіканні адиабатним. Це припущення є достатньо обґрунтованим, оскільки за значної різниці тисків внаслідок перетворення потенціальної енергії в кінетичну в отворі виникає настільки велика швидкість, що потік повітря при витіканні не

встигає віддати своє тепло оточуючому середовищу.

Якщо в першому наближенні знехтувати впливом тертя, то до процесу витікання повітряної (газової) компоненти можна застосувати рівняння Бернуллі для нев'язкої стискуваної рідини:

$$\frac{p}{\rho_r} \cdot \frac{\gamma}{\gamma-1} = \frac{p_0}{\rho_{r0}} \cdot \frac{\gamma}{\gamma-1} + \frac{v_r^2}{2}, \quad (1)$$

де  $p$  – тиск в посудині (камері) до отвору;  
 $\rho_r$  – густина повітря в камері;  $p_0$  – атмосферний тиск;

$\rho_{r0}$  – густина повітря за атмосферного тиску;

$\gamma = 1,4$  – показник адиабати для повітря;  
 $v_r$  – швидкість витоку повітряної (газової) компоненти з отвору.

Розв'язавши рівняння (1) відносно швидкості, знаходимо

$$v_r = \sqrt{\frac{2\gamma}{\gamma-1} \cdot \left( \frac{p}{\rho} - \frac{p_0}{\rho_0} \right)}. \quad (2)$$

Згідно з рівнянням стану ідеального газу

$$p = \frac{\rho_r R T}{\mu}. \quad (3)$$

З врахуванням рівняння (3) рівняння (2) отримує такий вигляд:

$$v_r = \sqrt{\frac{2\gamma}{\gamma-1} \cdot \frac{R}{\mu} \cdot (T - T_0)}, \quad (4)$$

де  $T$  – температура повітря в камері;  
 $T_0$  – температура повітря, яке витікає із отвору;

$R = 8,31$  Дж/(моль·К) - універсальна газова стала;

$\mu = 29 \cdot 10^{-3}$  кг/моль - молярна маса повітря.

Використавши для адиабатного розширення термодинамічне співвідношення

$$\frac{T_0}{T} = \left( \frac{p_0}{p} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}, \quad (5)$$

отримаємо визначення для швидкості витоку з отвору повітряної компоненти остаточної формулу:

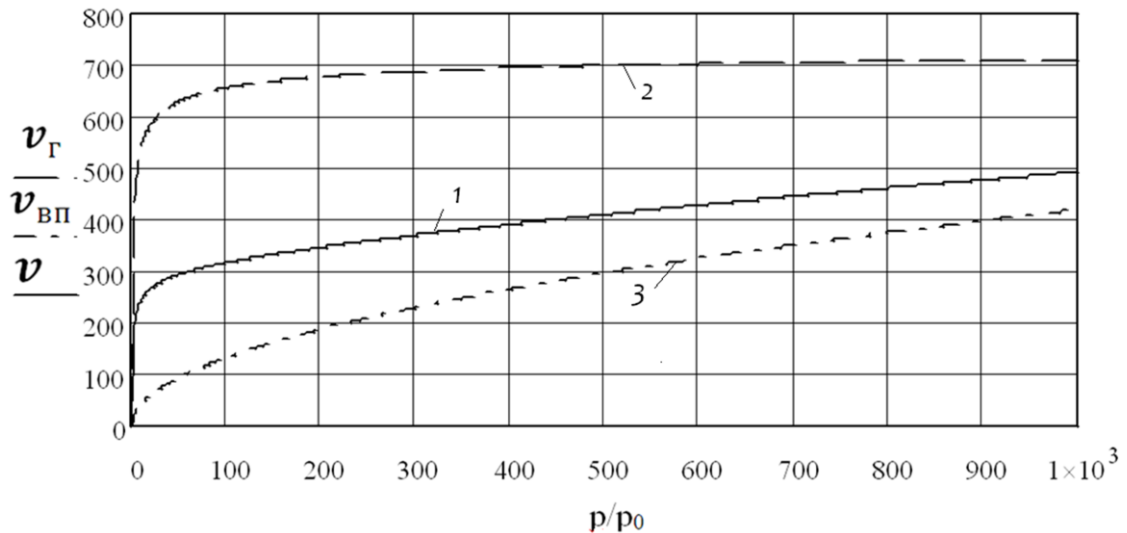
$$v_r = \sqrt{\frac{2\gamma}{\gamma-1} \cdot \frac{R}{\mu} \cdot T \left[ 1 - \left( \frac{p_0}{p} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right]}. \quad (6)$$

Густина водно-повітряно-піщаної суміші доцільно розраховувати за формулою:

$$\rho = \frac{m_g + m_n + m_z}{V_g + V_n + V_z} = \frac{1 + k_n + k_z}{\frac{1}{\rho_g} + \frac{k_n}{\rho_n} + \frac{k_z}{\rho_z}}, \quad (7)$$

де  $k_n = \frac{m_n}{m_B}$  – відношення маси піску до маси води в суміші;

$k_r = \frac{m_r}{m_B}$  – відношення маси повітря до маси води в суміші;



**Рисунок 1 – Графічні залежності швидкості від тиску в камері для водо-повітряно-піщаної суміші (суцільна крива 1), її повітряної (пунктирна крива 2) та водо-піщаної компоненти (штрих-пунктирна крива 3) за температури суміші  $T=293\text{ K}$ ,  $k_r = 0,3$ ;  $k_p = 0,2$ ;  $\rho_{\text{п}} = 3,5 \cdot 10^3\text{ кг/м}^3$**

$\rho_{\text{в}}$ ,  $\rho_{\text{п}}$  – густина води та піску в суміші відповідно;

$\rho_{\text{г}}$  – густина повітря в суміші, яка залежить від тиску та температури згідно з формулою (3).

Знаючи масову витрату води  $Q_{\text{в}}$ , можна розрахувати кінетичну потужність повітряної компоненти струмини, що витікає із отвору, за формулою:

$$N_{\text{г}} = \frac{1}{2} k_{\text{г}} Q_{\text{в}} v_{\text{г}}^2 \quad (8)$$

Нехтуючи тертям, до процесу витікання водо-піщаної суміші застосуємо рівняння Бернуллі для нестикуваної невязкої рідини:

$$\frac{p}{\rho_{\text{ВП}}} = \frac{p_0}{\rho_{\text{ВП}}} + \frac{v_{\text{ВП}}^2}{2} \quad (9)$$

Із рівняння (9) отримуємо наближену формулу для швидкості витікання водо-піщаної компоненти суміші:

$$v_{\text{ВП}} = \sqrt{\frac{2(p-p_0)}{\rho_{\text{ВП}}}} \quad (10)$$

тут  $\rho_{\text{ВП}}$  – густина водно-піщаної суміші, яку можна визначити за формулою (7) при  $k_{\text{г}} = 0$ .

Кінетичну потужність водо-піщаної компоненти суміші, що витікає із отвору, розрахуємо за формулою:

$$N_{\text{ВП}} = \frac{1}{2} (1 + k_{\text{п}}) Q_{\text{в}} v_{\text{ВП}}^2 \quad (11)$$

Кінетична потужність водо-повітряно-піщаної суміші дорівнюватиме сумі кінетичних потужностей її компонентів:

$$N = N_{\text{ВП}} + N_{\text{г}} \quad (12)$$

Також цю кінетичну потужність можна розрахувати за формулою

$$N = \frac{1}{2} (1 + k_{\text{п}} + k_{\text{г}}) Q_{\text{в}} v^2 \quad (13)$$

де  $v$  – швидкість витікання із отвору водо-повітряно-піщаної суміші.

Розв'язавши систему рівнянь (8) і (11) – (13), отримуємо формулу для розрахунку швидкості витікання із отвору водо-повітряно-піщаної суміші:

$$v = \sqrt{\frac{k_{\text{г}} v_{\text{г}}^2 + (1 + k_{\text{п}}) v_{\text{ВП}}^2}{1 + k_{\text{п}} + k_{\text{г}}}} \quad (14)$$

Експериментально швидкість витікання із отвору водо-повітряно-піщаної суміші можна визначити, знаючи масову витрату води. Згідно з формулою для масової витрати суміші:

$$Q = (1 + k_{\text{п}} + k_{\text{г}}) Q_{\text{в}} = \rho v_1 w \quad (15)$$

звідки

$$v_1 = \frac{(1 + k_{\text{п}} + k_{\text{г}}) Q_{\text{в}}}{\rho w} \quad (16)$$

де  $w = \pi d^2 / 4$  – площа поперечного перерізу отвору;

$\rho$  – густина суміші, яка визначається за формулою (7), в якій густина повітряної компоненти згідно з формулою (3)  $\rho_{\text{г}} = \frac{\mu p_0}{RT_0}$  обчислюється за атмосферного тиску  $p_0$  і температури  $T_0$ , яка визначається через температуру суміші в камері за формулою (5).

На рисунку 1 представлені криві залежності швидкості від тиску в камері для водо-повітряно-піщаної суміші (суцільна крива 1), її повітряної (пунктирна крива 2), та водо-піщаної компоненти (штрих-пунктирна крива 3). Як видно з наведених графічних залежностей, наявність повітряної компоненти досить суттєво збільшує швидкість суміші.

На рисунку 2 зображено криві залежності кінетичної потужності від тиску в камері для водо-повітряно-піщаної суміші (суцільна

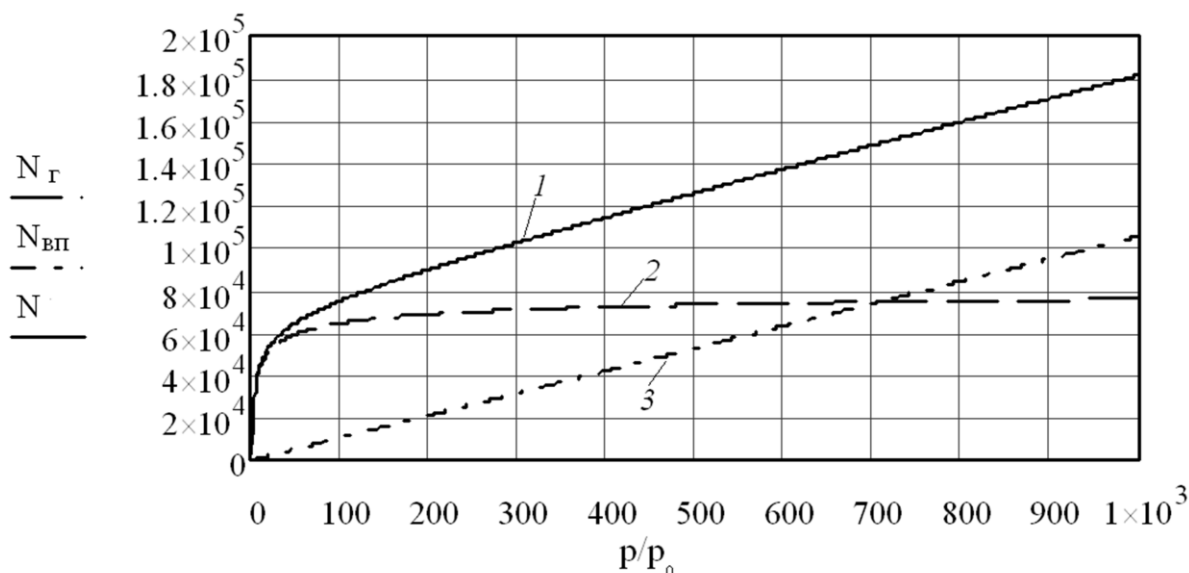


Рисунок 2 – Графічні залежності кінетичної потужності від тиску в камері для водо-повітряно-піщаної суміші (суцільна крива 1), її повітряної (пунктирна крива 2) та водо-піщаної компоненти (штрихпунктирна крива 3) при масовій витраті води  $Q_b=1\text{кг/с}$  за температури суміші  $T=293\text{ К}$ ,  $k_T = 0,3$ ;  $k_T = 0,2$ ;  $\rho_{п} = 3,5 \cdot 10^3\text{кг/м}^3$

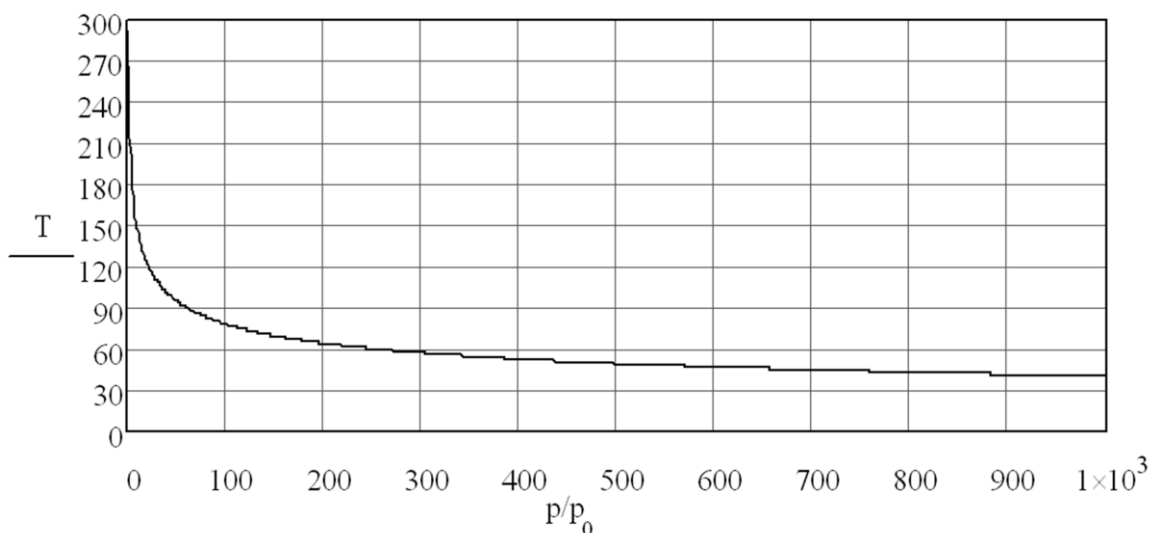


Рисунок 3 – Графічні залежності температури від тиску в камері повітряної компоненти суміші, що витікає із отвору, за температури  $T=293\text{ К}$

крива 1), її повітряної (пунктирна крива 2), та водо-піщаної компоненти (штрихпунктирна крива 3) при масовій витраті води  $Q_b=1\text{кг/с}$ .

Дані графічні залежності показують, що наявність повітря в суміші дозволяє досягти необхідної для різання кінетичної потужності струмینی за набагато менших тисків в камері, ніж це можна зробити, використовуючи тільки водо-піщану суміш.

Необхідно також відмітити, що адиабатне розширення повітряної компоненти в суміші призводить до значного охолодження струменя суміші, що витікає з отвору. На рисунку 3 наведено графік залежності температури повітряної компоненти суміші, що витікає з отвору, від тиску в камері.

Ефект від суттєвого зниження температури буде позитивно впливати на процес гідроабразивного різання металу або іншого матеріалу за рахунок замерзання краплинок води.

### Висновки

Дані дослідження проводяться з метою покращення технічних показників устаткування для гідроабразивного відрізання обладнання з фонтануючої нафтогазової свердловини, що дасть змогу провести надійний, оперативний демонтаж пошкодженого гирлового обладнання. Результати даних досліджень є основою для проектування, виготовлення та подальших експериментальних та промислових досліджень устаткування для гідроабразивного відрізання

обладнання з фонтануючої свердловини за допомогою водо-повітряно-піщаної суміші. Це дасть можливість створити високоефективне устаткування для демонтажу пошкодженого обладнання, яке забезпечить значне прискорення ліквідації складних техногенних аварій – відкритих нафтогазових фонтанів.

Крім цього, результати вище наведених досліджень можуть бути основою для продовження та розвитку досліджень в інших галузях промисловості.

### *Література*

1 Гукасов Н.А. Механика жидкости и газа: Учебное пособие для ВУЗов / Н.А. Гукасов. – М.: Недра, 1996. – 443 с.

2 Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа / Л.Г. Лойцянский. – М.: Наука, 1970. – 904 с.

3 Смыслов В.В. Гидравлика и аэродинамика: учебник для ВУЗов / Смыслов В.В. – К.: Вища школа, 1979. – 336 с.

4 Добровольський І.В. Дослідження технічних показників устаткування для гідроабразивного відрізання обладнання з фонтануючої свердловини / І.В. Добровольський, М.М. Лях, Н.В. Федоляк, Т.М. Яцишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2017. – № 1(62). – С. 35-42.

5 Римчук Д.В. Нові технології і механізми для ліквідації відкритих фонтанів / Д.В. Римчук, І.В. Добровольський // Проблеми нафтогазової промисловості НАК ДП «Науканафтогаз»: збірник наукових праць. – 2012. – Вип. 10. – С. 260 -266.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
10.10.17*

*Рекомендована до друку  
професором Чудиком І.І.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Яцишиним А.В.  
(Інститут проблем моделювання в енергетиці  
ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ)*

## ВПЛИВ НЕРІВНОМІРНОСТІ ОБЕРТАННЯ КРИВОШИПА НА ДИНАМІКУ РОБОТИ ВЕРСТАТА-ГОЙДАЛКИ

В. М. Сенчішак, В. Я. Попович, В. В. Буй

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727147,  
e-mail: mechmach@nimg.edu.ua

У роботі проведені дослідження закону руху кривошипа привода верстата-гойдалки з врахуванням реального навантаження на балансир, взятого з динамограми роботи верстата-гойдалки на діючій свердловині.

Для цього використано нелінійне диференціальне рівняння руху всього агрегату. Вказане диференціальне рівняння розв'язане числовим методом. Досліджено вплив реального закону руху кривошипа на динамічне навантаження балансира верстата-гойдалки. За результатами досліджень скориговано величини мас противаг кривошипа.

Ключові слова: верстат-гойдалка, векторний контур, нелінійне диференціальне рівняння, точка підвісу штанг, закон руху.

В работе проведены исследования закона движения кривошипа привода станка-качалки с учетом действительной нагрузки на балансир, взятой из динамограммы работы станка-качалки на действующей скважине. Для этого использовано нелинейное дифференциальное уравнение движения всего агрегата. Указанное дифференциальное уравнение решено численным методом. Исследовано влияние реального закона движения кривошипа на динамическую нагрузку балансира станка-качалки. По результатам исследований скорректированы величины масс противовесов кривошипа.

Ключевые слова: станок-качалка, векторный контур, нелинейное дифференциальное уравнение, точка подвеса штанг, закон движения.

The study of the motion law of the pumping unit crank drive, taking into account the actual loads on the balance, taken from the dynamogram of the pumping unit operation on the active well is conducted.

For this purpose, the nonlinear differential equation of the whole unit movement is used. The given differential equation is solved by a numerical method. The influence of the real law of motion of the crank on the dynamic load of the pumping unit balancer is studied. According to the results of the research, the corrections of the counter-balance weight values of the crank are made.

Key words: pumping unit, vector path, non-linear differential equation, rod hanger center, motion law.

**Вступ.** Штангова насосна експлуатація свердловин займає чільне місце серед інших способів видобування нафти. Широке застосування обумовлене їх відносною простотою і зручністю експлуатації мало- і середньодебітних свердловин.

Верстат-гойдалку приводить у дію електродвигун, який з'єднаний через клинопасову передачу з двоступеневим зубчастим редуктором. Шестиланковий важільний механізм перетворює обертальний рух вала двигуна у зворотньо-поступальний рух колони штанг.

Штангові насосні установки не постачаються комплектно: їх збирають із окремих вузлів індивідуально для конкретної свердловини. Основні вузли штангової насосної установки такі: насос, штанги, верстат-гойдалка.

Для оснащення свердловини насосним обладнанням важливим є вірний вибір вузлів за заданими параметрами свердловини. Розроблено багато таблиць і діаграм для вибору штангового насосного обладнання, вихідні дані яких є умовами експлуатації родовищ з найбільшим числом штангових насосних установок.

На інших родовищах, де використовують такі установки, вихідні дані, такі як в'язкість рідини, газовий фактор, коефіцієнт наповнення насоса, занурення насоса під динамічний рівень та інші можуть значно відрізнитися від взятих

за таблицями. Виникає необхідність у перевірці роботи вузлів установки за характеристикою свердловини у реальних умовах експлуатації.

**Аналіз сучасних досліджень.** Питання кінематики і динаміки верстатів-гойдалок достатньо ґрунтовно розглянуті у роботах [1, 2]. Методи розрахунку кінематичних і динамічних параметрів побудовані на уточнених, але дещо спрощених залежностях, які допускають деякі відхилення від реальних показників. Але з появою ЕОМ з'явилась можливість обчислювати кінематичні та динамічні параметри, відмовившись від прийнятих спрощень.

Незважаючи на велику кількість підходів до визначення навантаження у точці підвісу штанг верстата-гойдалки, неможливо точно врахувати всі фактори, які створюють навантаження на балансир. Найбільш обґрунтованими та експериментально підтвердженими є формули А. С. Вірновського [3].

Уточнені значення навантаження, що діють у точці підвісу штанг з врахуванням реальних експлуатаційних факторів свердловини, визначають за допомогою динамограм [4]. Рівень навантажень, визначених за допомогою динамограми роботи верстата-гойдалки, можна брати для досліджень динамічних параметрів штангових насосних установок.

Так, у роботі [5] запропонована методика коректування зрівноваження верстата-гойдалки за реальним навантаженням, визначеним із динамограм для свердловин, які експлуатуються.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** Важливою характеристикою, яка дозволяє оцінити навантаженість наземної частини глибинонасосної установки, є обертальний момент, що діє на валу кривошипа. У більшості випадків розрахунки обертального моменту кривошипа виконують наближеними методами без врахування впливу кінематики верстата-гойдалки. Обертальний момент, розрахований за умови рівномірного обертання кривошипа, має суттєву відмінність від осцилограм обертальних моментів, знятих на свердловині.

У зв'язку з цим, для отримання реальної картини зміни обертального моменту кривошипного вала, необхідно проводити його аналіз з врахуванням реального закону руху кривошипа і реальних експлуатаційних факторів свердловини.

Щоб оцінити інерційне навантаження колони штанг на балансір і всі вузли штангової насосної установки, необхідно знати дійсний характер обертання кривошипа.

**Мета роботи.** Визначити реальний закон обертання кривошипа з врахуванням реальних навантажень на балансір, взятих з динамограми роботи верстата-гойдалки на діючій свердловині. Дослідити вплив нерівномірного обертання кривошипа на швидкість і прискорення точки підвісу штанг. Встановити, як впливає нерівномірний рух кривошипа на динамічне навантаження балансіра у порівнянні з його рівномірним обертанням.

За результатами динамічних досліджень виконати коректування параметрів зрівноваження верстата-гойдалки і встановити, як це вплине на рух кривошипа.

**Висвітлення основного матеріалу досліджень.** Навантаження на головку балансіра зі сторони колони штанг глибинного насоса змінюється за величиною і залежить від напрямку їх руху. Така зміна навантаження є причиною нерівномірного руху кривошипа верстата-гойдалки і, як наслідок, нерівномірного руху колони штанг (точки їх підвісу).

При дослідженні руху точки підвісу штанг необхідно розв'язати дві задачі. У першій задачі визнають закон руху кривошипа з урахуванням реальних навантажень у точці підвісу штанг. Потім, знаючи реальну кутову швидкість і прискорення кривошипа, визначають кінематичні параметри точки підвісу колони штанг.

Почнемо дослідження з кінематичного аналізу механізму привода верстата-гойдалки для заданої середньої кутової швидкості кривошипа  $\omega_{1cp}$ .

На рис. 1 зображена розрахункова схема механізму привода верстата-гойдалки. Для дослідження кінематики точки підвісу штанг заміна просторового механізму плоским є достатньо коректним у поставленій задачі.

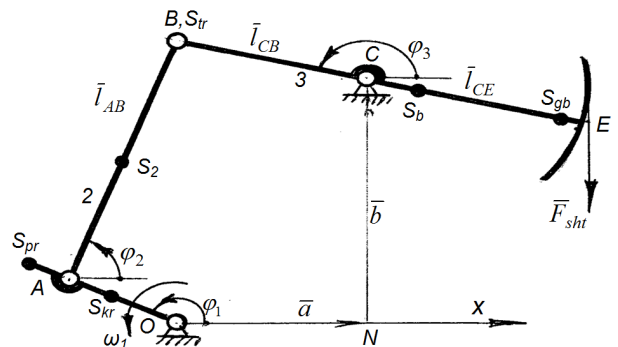


Рисунок 1 – Кінематична схема верстата-гойдалки

На схемі зазначені розміщення центрів мас шатунів, траверси, балансіра, головки балансіра, кривошипа і його противаг.

Швидкості ланок визначають за методом векторного замкненого контуру [6]. Розглянемо контур OABCNO

$$\vec{l}_{OA} + \vec{l}_{AB} = \vec{a} + \vec{b} + \vec{l}_{CB} \quad (1)$$

Векторне рівняння (1) проєкціюють на осі декартової системи координат

$$l_{OA} \cos \varphi_1 + l_{AB} \cos \varphi_2 = a + l_{CB} \cos \varphi_3, \quad (2)$$

$$l_{OA} \sin \varphi_1 + l_{AB} \sin \varphi_2 = b + l_{CB} \sin \varphi_3. \quad (3)$$

Виключають з рівняння кут  $\varphi_2$  і отримують рівняння

$$x \cos \varphi_3 + y \sin \varphi_3 = A, \quad (4)$$

де

$$x = 2al_{CB} - 2l_{OA}l_{CB} \cos \varphi_1,$$

$$y = 2bl_{CB} - 2l_{OA}l_{CB} \sin \varphi_1,$$

$$A = l_{AB} - a^2 - b^2 - l_{CB}^2 - l_{OA}^2 + 2al_{OA} \cos \varphi_1 + 2bl_{OA} \cos \varphi_1.$$

З рівняння (4) отримують

$$\varphi_3 = \pi - \arcsin\left(\frac{A}{\sqrt{x^2 + y^2}}\right) - \arctg\left(\frac{x}{y}\right). \quad (5)$$

З рівняння (2)

$$\varphi_2 = \arcsin\left(\frac{b + l_{CB} \cos \varphi_3 - l_{OA} \cos \varphi_1}{l_{AB}}\right) - \arctg\left(\frac{x}{y}\right). \quad (6)$$

$$\text{Рівняння (2), (3) диференціюють за часом } t - \omega_1 l_{OA} \sin \varphi_1 - \omega_2 l_{AB} \sin \varphi_2 = -\omega_3 l_{CB} \sin \varphi_3, \quad (7)$$

$$\omega_1 l_{OA} \cos \varphi_1 + \omega_2 l_{AB} \cos \varphi_2 = \omega_3 l_{CB} \cos \varphi_3. \quad (8)$$

Із системи рівнянь (2), (3) визначають кутові швидкості шатуна 2 і коромисла 3

$$\omega_2 = \frac{l_{OA} \sin(\varphi_3 - \varphi_1)}{l_{AB} \sin(\varphi_2 - \varphi_3)} \omega_1, \quad \omega_3 = \frac{l_{OA} \sin(\varphi_2 - \varphi_1)}{l_{CB} \sin(\varphi_2 - \varphi_3)} \omega_1. \quad (9)$$

Положення і швидкості центрів мас ланок:

- кривошипа

$$x_{Skr} = OS_{kr} \cos \varphi_1, y_{Skr} = OS_{kr} \sin \varphi_1,$$

$$V_{Skr}^x = -\omega_1 OS_{kr} \sin \varphi_1, V_{Skr}^y = \omega_1 OS_{kr} \cos \varphi_1,$$

$$V_{Skr} = \sqrt{(V_{Skr}^x)^2 + (V_{Skr}^y)^2};$$

- противаг

$$x_{Spr} = OS_{pr} \cos \varphi_1, y_{Spr} = OS_{pr} \sin \varphi_1,$$

$$V_{Spr}^x = -\omega_1 OS_{pr} \sin \varphi_1, V_{Spr}^y = \omega_1 OS_{pr} \cos \varphi_1,$$

$$V_{Spr} = \sqrt{(V_{Spr}^x)^2 + (V_{Spr}^y)^2},$$

- шатуна

$$x_{S_2} = l_{OA} \cos \varphi_1 + l_{AS_2} \cos \varphi_2,$$

$$y_{S_2} = l_{OA} \sin \varphi_1 + l_{AS_2} \sin \varphi_2,$$

$$V_{S_2}^x = -\omega_1 l_{OA} \sin \varphi_1 - \omega_2 l_{AS_2} \sin \varphi_2,$$

$$V_{S_2}^y = \omega_1 l_{OA} \cos \varphi_1 + \omega_2 l_{AS_2} \cos \varphi_2,$$

$$V_{S_2} = \sqrt{(V_{S_2}^x)^2 + (V_{S_2}^y)^2};$$

- траверси

$$x_{Str} = a + l_{CB} \cos \varphi_3, y_{Str} = b + l_{CB} \sin \varphi_3,$$

$$V_{Str}^x = -\omega_3 l_{CB} \sin \varphi_3, V_{Str}^y = \omega_3 l_{CB} \cos \varphi_3,$$

$$V_{Str} = \sqrt{(V_{Str}^x)^2 + (V_{Str}^y)^2};$$

- балансира

$$x_{S_3} = a - l_{CS_3} \cos \varphi_3, y_{S_3} = b - l_{CS_3} \sin \varphi_3,$$

$$V_{S_3}^x = \omega_3 l_{CS_3} \sin \varphi_3, V_{S_3}^y = -\omega_3 l_{CS_3} \cos \varphi_3,$$

$$V_{S_3} = \sqrt{(V_{S_3}^x)^2 + (V_{S_3}^y)^2};$$

- головки балансира

$$x_{Sgb} = a - l_{CSgb} \cos \varphi_3, y_{Sgb} = b - l_{CSgb} \sin \varphi_3,$$

$$V_{Sgb}^x = \omega_3 l_{CSgb} \sin \varphi_3, V_{Sgb}^y = -\omega_3 l_{CSgb} \cos \varphi_3,$$

$$V_{Sgb} = \sqrt{(V_{Sgb}^x)^2 + (V_{Sgb}^y)^2};$$

- точки підвісу колони штанг

$$x_{sht} = a + l_{CE}, y_{sht} = a + l_{CE} (\varphi_3 - \varphi_0),$$

$$V_{sht} = \omega_3 l_{CE}, s_{sht} = l_{CE} (\varphi_3 - \varphi_0).$$

Запишемо рівняння руху кривошипа у диференціальній формі [7]

$$J_{36} \frac{d\omega}{dt} + \frac{\omega^2}{2} \frac{dJ_{36}}{d\varphi} = M_{36}^p + M_{36}^0. \quad (10)$$

де  $\omega$  - кутова швидкість кривошипа, рад/с;

$\varphi$  - кут повороту кривошипа, рад.

$J_{36}$  - зведений до кривошипа момент інерції мас ланок привода верстата-гойдалки, мас колони штанг і рідини,  $\text{кг}\cdot\text{м}^2$ .

У правій частині рівняння руху механізму верстата-гойдалки (10) входять, зведені до кривошипа, обертовий момент рушійних сил електродвигуна  $M_{36}^p$  і сил опору, ваги ланок і противаг  $M_{36}^0$ .

Зведений момент сил опору  $M_{36}^0$  визначається з врахуванням реального навантаження у точці підвісу колони штанг, яке взяте з динамограми записаної під час роботи верстата-гойдалки 7СК12 - 2,5 - 5600. Навантаження балансира у точці підвісу колони штанг наведено на рис. 2.

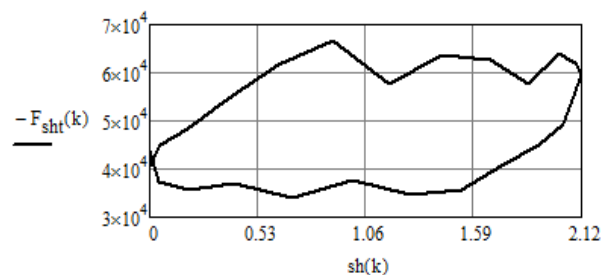


Рисунок 2 – Навантаження балансира у точці підвісу штанг

Запишемо аналітичний вираз для  $M_{36}^0$

$$M_{36}^0 = F_{sht} \frac{V_{sht}}{\omega_{1cp}} + G_{gb} \frac{V_{Sgb}^y}{\omega_{1cp}} + \quad (11)$$

$$+ G_b \frac{V_{Sb}^y}{\omega_{1cp}} + G_{tr} \frac{V_{Str}^y}{\omega_{1cp}} + 2G_2 \frac{V_{S_2}^y}{\omega_{1cp}} +$$

$$+ 2G_1 \cdot OS_{kr} \cos(\varphi_1 + \varphi_0) + 2G_{pr} \cdot OS_{pr} \cos(\varphi_1 + \varphi_0).$$

Кут  $\varphi_0 = 92,25^0$  відповідає початку руху точки підвісу штанг угору. При цьому значенні кутів  $\varphi_1 = \varphi_0 = 92,25^0$  кривошип і шатун витягнуті в одну лінію.

Робота сили  $\bar{F}_{sht}$ , сил ваги ланок  $\bar{G}_i$  і противаг  $\bar{G}_{pr}$  під час руху колони штанг угору буде від'ємною, а вниз – додатною.

Робоча частина механічної характеристики електродвигуна може бути виражена лінійною функцією, і тому обертальний момент на роторі електродвигуна можна записати у такому вигляді

$$M_o = a + b\omega_o, \quad (12)$$

$$\text{де } a = M_n \frac{n_{oc}}{n_{oc} - n_{он}}, \quad b = -M_n \frac{30n_{oc}}{\pi(n_{oc} - n_{он})};$$

$n_{oc}$ ,  $n_{он}$  - синхронна і номінальна частота обертання ротора електродвигуна;

$M_{\delta}$  - момент двигуна, що відповідає кутовій швидкості  $\omega_{\delta}$ ;

$M_n$  - номінальний момент на валу двигуна.

При зведенні рушійного моменту  $M_{\delta}$  електродвигуна до вала кривошипа будемо мати

$$M_{36}^p = (a + b\omega_{\delta})u_{np}, \quad (13)$$

де  $u_{np}$  - загальне передавальне число привода.

Запишемо аналітичні вирази для  $J_{36}$ .

$$J_{36} = J_{kr} + J_p + 2 \left[ m_2 \left( \frac{V_{S_2}}{\omega_1} \right)^2 + J_{S_2} \left( \frac{\omega_2}{\omega_1} \right)^2 \right] + J_C \left( \frac{\omega_3}{\omega_1} \right)^2 + (m_{sh} + m_p) \left( \frac{V_E}{\omega_1} \right)^2, \quad (14)$$

де  $J_{kr}$  - момент інерції кривошипа і противаг відносно осі обертання, кгм<sup>2</sup>;

$J_p$  - зведений момент інерції зубчастих коліс редуктора і ротора електродвигуна, кгм<sup>2</sup>;

$m_2$  - маса шатуна, кг;

$m_p$  - маса рідини (під час руху штанг вниз у формулі (11) маса рідини відсутня), кг;

$m_{sh}$  - маса колони штанг, кг;

$J_{S_2}$  - момент інерції шатуна відносно осі, що проходить через центр маси, кгм<sup>2</sup>;

$J_C$  - момент інерції балансира разом з його головою і траверсою відносно осі обертання, кгм<sup>2</sup>.

Момент інерції кривошипа і противаг відносно осі обертання

$$J_{kr} = 2 \left( m_{kr} \frac{l_{kr}^2}{12} + m_{kr} (OS_{kr})^2 + m_{pr} (OS_{pr})^2 \right). \quad (15)$$

Зведений до кривошипа момент інерції зубчастих коліс редуктора і ротора електродвигуна

$$J_p = J_{\delta} u^2 + J_{шк} u_p^2 + J_{\epsilon} u_1^2 + J_T, \quad (16)$$

де  $J_{\delta}$  - момент інерції ротора електродвигуна разом з ведучим шківом клинопасової передачі, кгм<sup>2</sup>;

$J_{шк}$  - момент інерції зубчастих коліс швидкохідного вала редуктора і веденого шківа, кгм<sup>2</sup>;

$J_{\epsilon}$  - момент інерції зубчастих коліс проміжного вала редуктора, кгм<sup>2</sup>;

$J_T$  - момент інерції тихохідного вала редуктора із зубчастим колесом, кгм<sup>2</sup>;

$u$  - передавальне число редуктора;

$u_1$  - передавальне число першої ступені редуктора.

Рівняння (10) може бути проінтегроване числовими методами. Для даного випадку застосуємо метод, запропонований Г. Г. Барановим [8]. Зміст його полягає у тому, що кут повороту  $\varphi_1$  ланки зведення розбивається на достатньо малі інтервали  $\Delta\varphi$ , що приймаються за крок інтегрування. У кожному інтервалі задані функції зведених моментів рушійних сил  $M_{36}^p$  і сил опору  $M_{36}^o$  приймаються постійними, а зведений момент інерції  $J_{36}$  змінюється лінійно.

Оскільки

$$\frac{d\omega_1}{dt} = \frac{d\omega_1}{d\varphi_1} \frac{d\varphi_1}{dt} = \omega_1 \frac{d\omega_1}{d\varphi_1},$$

то рівняння (10) можна переписати у такому вигляді

$$2J_{36} d\omega_1 + \omega_1 dJ_{36} = \frac{2(M_{36}^p + M_{36}^o)}{\omega_1} d\varphi_1. \quad (17)$$

У рівнянні (17)  $d\varphi_1$  крок інтегрування  $\Delta\varphi$ . Тоді величина  $d\omega$  приросту швидкості може бути замінена різницею  $(\omega_{1(i+1)} - \omega_{1(i)})$ , а величина  $dJ_{36}$  приросту зведеного моменту інерції – різницею  $(J_{36(i+1)} - J_{36(i)})$ , де  $i$  і  $i+1$  - два положення ланки зведення, які відповідають початку і кінцю інтервалу  $\Delta\varphi$ . Враховуючи вже згадане, рівняння (17) набуде вигляду:

$$2J_{36} (\omega_{1(i+1)} - \omega_{1(i)}) + \omega_{1(i)} (J_{36(i+1)} - J_{36(i)}) = \frac{2(M_{36(i)}^p + M_{36(i)}^o)}{\omega_{1(i)}} \Delta\varphi. \quad (18)$$

Розв'язуємо рівняння (18) відносно невідомої швидкості  $\omega_{i+1}$

$$\omega_{1(i+1)} = \frac{(M_{36(i)}^p + M_{36(i)}^o) \Delta\varphi}{J_{36(i)} \omega_{1(i)}} + \frac{3J_{36(i)} - J_{36(i+1)}}{2J_{36(i)}} \omega_{1(i)}. \quad (19)$$

Дослідження закону руху виконувалось для верстата-гойдалки 7СК12-2,5-4000, паспортні дані його такі [9]:

1) геометричні розміри ланок важільного механізму:  $OA = 865 \text{ мм}$ ;  $AB = 3000 \text{ мм}$ ;  $CB = 2500 \text{ мм}$ ;  $CE = 3000 \text{ мм}$ ;  $OS_{pr} = 1000 \text{ мм}$ ;  $OS_{kr} = 725 \text{ мм}$ ;  $CS_b = 250 \text{ мм}$ ;  $CS_{bal} = 2550 \text{ мм}$ .

2) маси рухомих ланок механізму: одного кривошипа  $m_{kr} = 1425 \text{ кг}$ ; одного шатуна  $m_2 = 130 \text{ кг}$ ; траверси  $m_{tr} = 495 \text{ кг}$ ; балансира  $m_{bal} = 1280 \text{ кг}$ ; головки балансира  $m_{gb} = 390 \text{ кг}$ .

3) привод верстата-гойдалки складається із електродвигуна АОП2-72-4У2. Паспортні дані

електродвигуна:  $P = 30 \text{ кВт}$ ,  $T_n / T_n = 2$ ,  
 $n_{oc} = 750 \text{ об/хв}$ ,  $n_{он} = 735 \text{ об/хв}$ ,  
 $J_o = 0,347 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ .

$T_n$ ,  $T_n$  - пусковий і номінальний момент двигуна;  $J_o$  - момент інерції ротора двигуна; передаточне число редуктора  $u_p = 38$ ; передаточне число клинопасової передачі  $u_{кл} = 4,5$  (діаметри шківів  $d_1 = 200 \text{ мм}$ ,  $d_2 = 900 \text{ мм}$ ).

Відповідно до наведених параметрів число обертів кривошипа (число подвійних ходів) верстата-гойдалки буде

$$n_1 = \frac{n_n}{u_p u_{кл}} = \frac{735}{38 \cdot 4,5} = 4,3 \text{ об/хв}.$$

Вище описаний алгоритм дослідження закону руху кривошипа привода верстата-гойдалки реалізований програмним пакетом Mahtcad. За формулою (19) покроково виконувались обчислення кутової швидкості  $\omega_{1(i)}$  і отримано функцію  $\omega_1 = \omega_1(\varphi_1)$ , графік якої зображений на рис. 3.

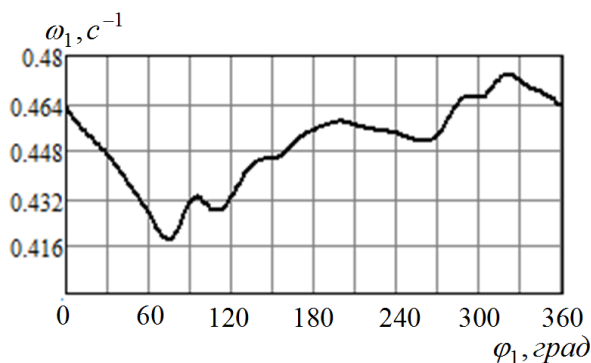


Рисунок 3 – Залежність кутової швидкості кривошипа від кута його повороту

Обертальний рух кривошипа нерівномірний. Найбільша кутова швидкість становить  $\omega_{1max} = 0,474 \text{ с}^{-1}$ , а найменша –  $\omega_{1min} = 0,418 \text{ с}^{-1}$ .

Кутова швидкість рівномірного обертального руху кривошипа визначається за номінальною кутовою швидкістю ротора електродвигуна

$$\omega_{cp} = \frac{\pi n_n}{30 u_{np}} = \frac{3,14 \cdot 735}{30 \cdot 171} = 0,45 \text{ с}^{-1}.$$

Отже, коефіцієнт нерівномірності руху кривошипа становить

$$\delta = \frac{\omega_{1max} - \omega_{1min}}{\omega_{cp}} = \frac{0,474 - 0,418}{0,45} = 0,126.$$

Кутове прискорення  $\varepsilon_{1(i)}$  кривошипа

$$\varepsilon_{1(i)} = \frac{\omega_{1(i+1)} - \omega_{1(i)}}{\Delta\varphi} \omega_{1(i)}. \quad (20)$$

Графік зміни кутового прискорення кривошипа наведений на рис. 4.

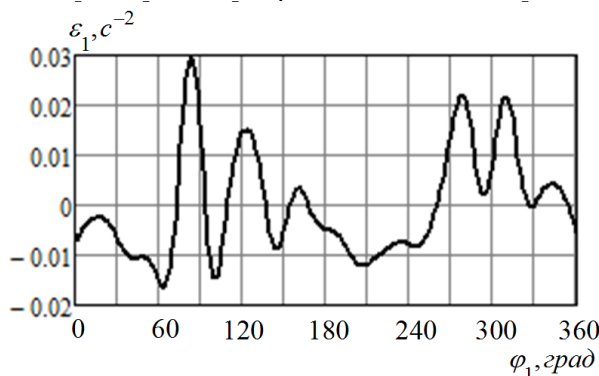


Рисунок 4 – Залежність кутового прискорення кривошипа від кута його повороту

За допомогою програмного пакету Mahtcad і наведеного вище алгоритму була обчислена швидкість руху точки підвісу штанг з урахуванням нерівномірності обертання кривошипа. Результати вказують на те, що нерівномірність руху кривошипа мало впливає на швидкість руху точки підвісу штанг. В окремих положеннях кривошипа максимальна різниця між цими швидкостями не перевищує 5%.

На рис. 5 наведені результати обчислень прискорення точки підвісу колони штанг. Суцільною лінією зображене прискорення точки підвісу штанг при нерівномірному обертанні кривошипа (графік 1), а пунктирною лінією зображено прискорення при рівномірному обертанні кривошипа (графік 2).

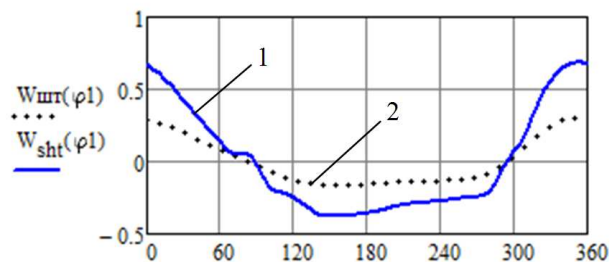
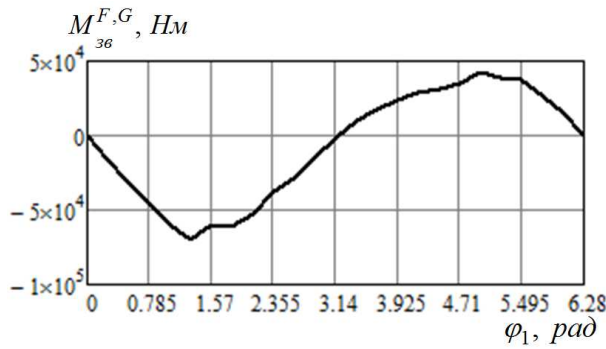


Рисунок 5 – Графіки прискорення точки підвісу штанг

З графіків (рис. 5) видно, що нерівномірний рух кривошипа удвічі збільшує прискорення колони штанг в її крайніх положеннях. Це означає, що у нижньому положенні динамічні осьові напруження у поперечному перерізі труб збільшуються удвічі.

Навантаження, які передаються на головку балансира зі сторони колони штанг глибинного насоса під час руху колони угору і вниз, значно відрізняються між собою (рис. 2). Відповідно змінюється за величиною зведених до кривошипа моменту  $M_{36}^{F,G}$  від навантаження у точці підвісу штанг  $\bar{F}_{шт}$  і сил ваги ланок  $\bar{G}_i$  важільного механізму привода (рис. 6).



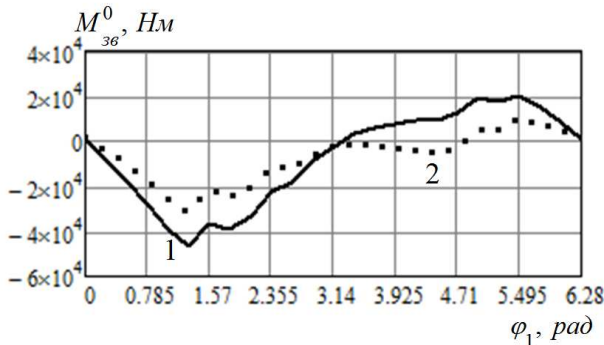
**Рисунок 6 – Графік зведеного до кривошипа моменту від навантаження у точці підвісу штанг і сил ваги ланок без урахування ваги противаг**

Графік зміни зведеного моменту  $M_{36}^{F,G}$ , коли відсутні противаги, вказує на знакозмінний характер навантаження на кривошип. Під час руху колони штанг угору зведений момент на кривошипі від’ємний, а під час руху вниз – додатний. Робота верстата-гойдалки без зрівноваження призводить до того, що під час руху штанг угору необхідно витратити значну енергію на піднімання штанг і рідини, а під час руху вниз частину енергії треба гасити. Момент на валу двигуна під час руху колони вниз набуває від’ємного значення, і електродвигун переходить у генераторний режим роботи. При такому режимі роботи знижуються енергетичні показники електродвигуна [10].

Для того, щоб навантаження на двигун стало більш рівномірним і завдяки цьому покращились його енергетичні показники та зменшити зусилля, які передаються на зубчасту і пасову передачі привода, здійснюють зрівноваження верстата-гойдалки.

З цією метою на обох гілках кривошипа верстата-гойдалки 7СК – 2,5 – 5600 встановлені противаги масою по  $m_{pr} = 760 \text{ кг}$  на відстані від осі обертання кривошипа  $OS_{pr} = 1000 \text{ мм}$ .

На рис. 7 наведені графіки зведеного до кривошипа моменту без противаг (графік 1) і з противагами (графік 2).



- 1) – без урахування ваги противаг;  
2) – з урахуванням ваги противаг

**Рисунок 7 – Графіки зведених моментів сил опору**

Очевидним є те, що для даної свердловини необхідно відкоректувати параметри зрівноваження так, щоб під час руху колони штанг вниз зведений момент на кривошипі був від’ємним або близьким до нуля.

Формулу (11) перепишемо

$$M_{36}^0(\varphi_1) = M_{36}^F(\varphi_1) + M_{36}^G(\varphi_1) + 2G_{pr} \cdot OS_{pr} \cdot \cos(\varphi_1 + \varphi_0). \quad (21)$$

Праву частину рівності (21) прирівняємо до нуля

$$M_{36}^F(\varphi_1) + M_{36}^G(\varphi_1) + 2G_{pr} \cdot OS_{pr} \cdot \cos(\varphi_1 + \varphi_0) = 0. \quad (22)$$

Звідси визначимо відкоректоване значення мас противаг на кривошипі

$$m_{pr} = \frac{M_{36}^F(\varphi_1) + M_{36}^G(\varphi_1)}{2 \cdot g \cdot OS_{pr} \cdot \cos(\varphi_1 + \varphi_0)}. \quad (23)$$

За графіком 2 (рис. 7) встановлено, що максимальне додатне значення  $M_{36}^0(\varphi_1)$ , під час руху колони штанг вниз, відповідає куту повороту кривошипа  $\varphi_1 = 5,495 \text{ рад}$ . У цьому положенні кривошипа значення моментів

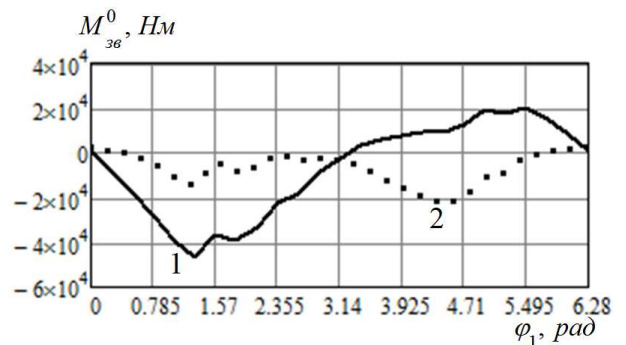
$$M_{36}^G(\varphi_1) = -1,715 \times 10^4 \text{ Нм},$$

$$M_{36}^F(\varphi_1) = 3,737 \times 10^4 \text{ Нм}.$$

За формулою (23) обчислюємо відкоректоване значення мас противаг  $m_{pr}$

$$m_{pr} = \frac{3,737 \times 10^4 - 1,715 \times 10^4}{2 \cdot 10 \cdot 1 \cdot \cos(5,945 + 1,61)} = 1484 \text{ кг}.$$

На рис. 8 наведено результати зведеного моменту сил опору після коректування ваги противаг на кривошипі. На графіку 2 (рис. 8) відсутня ділянка з додатним значенням зведеного моменту на кривошипі. Це означає, що момент на валу електродвигуна протягом одного подвійного ходу колони штанг не мінятиме знак. Електродвигун працюватиме у сприятливому режимі роботи.



- 1) – без урахування ваги противаг;  
2) – з урахуванням відкоректованої ваги противаг

**Рисунок 8 – Графіки зведених моментів сил опору**

Дослідимо, як вплине скоригована вага противаг на рух кривошипа верстата-гойдалки. У формулу (19) підставимо зведений момент

$M_{зв(i)}^o$  з урахуванням відкоректованої ваги противаг.

Якщо порівняти графіки на рис. 3 і рис. 9, то стає очевидним, що амплітуда зміни кутової швидкості кривошипа зменшилась після коригування маси противаг. Так, найбільша кутова швидкість становить  $\omega_{1max} = 0,463c^{-1}$ , а мінімальна -  $\omega_{1min} = 0,430c^{-1}$ . Коефіцієнт нерівномірності руху кривошипа зменшився до  $\delta = 0,073$ .

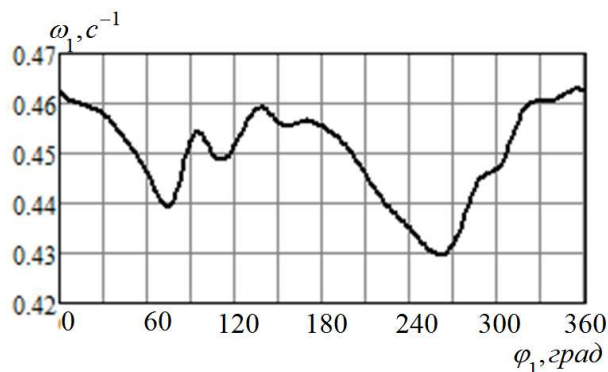


Рисунок 9 – Залежність кутової швидкості кривошипа від кута його повороту

### Висновки

В результаті проведених досліджень встановлено, що коефіцієнт нерівномірності обертання кривошипа становить  $\delta = 0,126$ . Нерівномірний рух кривошипа, у крайніх положеннях колони штанг збільшує динамічні навантаження на балансір майже удвічі.

Коректування мас противаг кривошипа з врахуванням реальних умов експлуатації свердловини, зменшує нерівномірність обертання кривошипа.

### Література

- 1 Чичеров Л. Г. Нефтепромысловые машины / Л. Г. Чичеров. – М.: Недра, 1983. – 308 с.
- 2 Дреготеску Н. Д. Глубинно-насосная добыча нефти / Пер. с румын. П. А. Петрова. – М.: Недра, 1966. – 417 с.
- 3 Вирновский А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти / А.С. Вирновский. – М.: Недра, 1971. – 165 с.
- 4 Заміховський Л. Діагностування глибиннонасосних штангових установок (ШГНУ) при малоінерційних (тиххідних) режимах роботи / Заміховський Л., Калмиков О., Шумада В. // Методи і засоби техніч. діагностики: Зб. праць міжвуз. шк.-сем. – Івано-Франківськ, 1999. – С. 123-130.
- 5 Харун В.Р. Обґрунтування раціональних параметрів виконавчих механізмів верстатів-качалок: дис. канд. техн. наук: 24.12.04 / Харун Віктор Романович. – Івано-Франківськ, 2004. – 213 с.

- 6 Зиновьев В.Я. Аналитические методы расчета плоских механизмов / В.Я. Зиновьев. – М.: Издат. технико-теоретической литературы, 1949. – 208 с.

- 7 Артоболевский И. И. Теория механизмов и машин: учеб. для вузов; 4-е изд. / И. И. Артоболевский. – М.: Наука, 1988. – 640 с.

- 8 Баранов Г. Г. Курс теории механизмов и машин / Г. Г. Баранов. – М.: Машиностроение, 1967. – 508 с.

- 9 Станки-качалки 7СК12-2,5-4000 и 7СК8-3,5-4000. Каталог. Запасные части к нефтяному оборудованию. – М.: Недра, 1973. – 28 с.

- 10 Маляр А. В. Оптимізація збалансованості верстата-гойдалки елетроприводу штангової нафтовидобувної установки / А. В. Маляр // Елетротехніка і електромеханіка. – 2009. – № 3 С. 29-31.

- 11 Сенчішак В.М. Дослідження кінематики і динаміки важільного механізму верстата-гойдалки [Текст] / В. М. Сенчішак, В. Я. Попович, О. В. Прозур // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 4(61). – С. 55-64.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
05.10.17

Рекомендована до друку  
професором **Івасівим В.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Прозуром О.В.**  
(НГВУ «Чернігівнафтогаз», м. Чернігів)

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КОНСТРУКТИВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ДВООПОРНИХ ЗАМКОВИХ З'ЄДНАНЬ БУРИЛЬНИХ ТРУБ НА ЇХ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН

*В.І. Артим, О.Я. Фафлей, Р.О. Дейнега, В.В. Михайлюк*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,  
e-mail: no@nimg.edu.ua*

*Під час спорудження свердловин часто спостерігаються відмови свердловинного обладнання, особливо колон бурильних труб. Найчастіше відмови колон бурильних труб відбуваються на викривлених ділянках свердловин. Ліквідація наслідків аварій, пов'язаних з відмовами елементів бурильних труб, вимагає значної витрати коштів та часу.*

*Для підвищення терміну експлуатації колон бурильних труб за кордоном розроблено нові конструкції замкових з'єднань – двоопорні. На жаль, з доступних джерел інформації неможливо з'ясувати, завдяки чому двоопорним замковим з'єднанням може сприйматися більший (до 70%) момент згинчування порівняно із аналогічним одноопорним, не призводячи до руйнування з'єднання. З метою дослідження напружено-деформованого стану двоопорного з'єднання у статті наведено послідовність його імітаційного моделювання та порівняння з одноопорним. Дійсно, у двоопорному з'єднанні спостерігається рівномірніший розподіл напружень по впадинах витків різьби ніпеля. Це є кращим варіантом з огляду на термін їх експлуатації у свердловинах при знакозмінних циклічних навантаженнях. Також встановлено оптимальне значення величини натягу додаткового опорного торця ніпеля, відхилення від якого може призвести до руйнування з'єднання. Однак, під час використання двоопорного з'єднання слід жорстко контролювати величину натягу додаткового опорного торця ніпеля.*

*Встановлено, що у конструкції двоопорного замкового з'єднання найнебезпечнішими зонами (порівняно із аналогічним одноопорним з'єднанням) є розвантажувальна канавка муфти та додатковий опорний торець ніпеля. З метою розвантаження цих зон запропоновано та досліджено три різні конструктивні рішення. Порівняння результатів імітаційного моделювання вказують на те, що найефективнішим конструктивним рішенням для розвантаження небезпечних зон є використання скосу додаткового опорного торця ніпеля.*

*Ключові слова: обважені бурильні труби, імітаційне моделювання, двоопорне з'єднання, момент згинчування, напружено-деформований стан.*

*При сооружении скважин часто наблюдаются отказы скважинного оборудования, особенно колонн бурильных труб. Чаще всего отказы колонн бурильных труб происходят на искривленных участках скважин. Ликвидация последствий аварий, связанных с отказами элементов бурильных труб, требует значительных затрат средств и времени.*

*Для повышения срока эксплуатации колонн бурильных труб за рубежом разработаны новые конструкции замковых соединений – двухупорные. К сожалению, из доступных источников информации невозможно определить, благодаря чему двухупорное замковое соединение может воспринимать больший (до 70%) момент свинчивания по сравнению с аналогичным одноупорным, не приводя к разрушению соединения. С целью исследования напряженно-деформированного состояния двухупорного соединения в статье приведены последовательность его имитационного моделирования и сравнение с одноупорным. Действительно, в двухупорном соединении наблюдается равномерное распределение напряжений по впадинах витков резьбы нипеля. Это является лучшим вариантом с точки зрения срока их эксплуатации в скважинах при знакопеременных циклических нагрузках. Также установлено оптимальное значение величины натяжения дополнительного упорного торца нипеля, отклонение от которого может привести к разрушению соединения. Однако, при использовании двухупорного соединения необходимо жестко контролировать величину натяжения дополнительного упорного торца нипеля.*

*Установлено, что в конструкции двухупорного замкового соединения опасными зонами (по сравнению с аналогичным одноупорным соединением) является разгрузочная канавка муфты и дополнительный упорный торец нипеля. С целью разгрузки этих зон предлагается к использованию и исследованию три различных конструктивных решения. Сравнение результатов имитационного моделирования указывают на то, что наиболее эффективным конструктивным решением для разгрузки опасных зон является использование скоса дополнительного упорного торца нипеля.*

*Ключевые слова: утяжеленные бурильные трубы, имитационное моделирование, двухупорное соединение, момент свинчивания, напряженно-деформированное состояние.*

*During the construction of wells, there are often failures in borehole equipment, especially in drilling strings. The failures in drilling strings most often occur on distorted sections of wells. The elimination of failures in drill pipe elements requires significant cost and time.*

*New designs of tool joints (double shoulder) have been developed abroad to increase the term of exploitation of drilling strings. However, unfortunately, it is not possible to find out from available sources of information, how a double shoulder tool joint can take up more than 70% of the make-up torque compared to a similar single shoulder connection, without causing the joint damage. Aimed at defining the strain stress state of double shoulder tool joints, the article presents a sequence of its simulation modeling and its comparison with single shoulder*

connection. Indeed, there is a more even distribution of stresses in a double shoulder tool joint in the cavities of the pin threads. This is the best as for the term of their exploitation in the wells with alternating cyclic stresses. Besides, the optimal tension value of the additional thrust face of the pin is set, the deviation of which can lead to the joint destruction. However, using a double shoulder tool joint, it is necessary to control strictly the tension value of the additional thrust face of the pin.

It has been established that the most dangerous zones in the design of the double shoulder tool joint in comparison with the similar single shoulder connection is the stress-relief groove of the box and the additional thrust face of the pin. Therefore, in order to unload these zones, three different constructive solutions have been offered and studied. The comparison of the simulation results indicates that the most effective constructive solution for unloading dangerous zones is the use of the slope of the additional thrust face of the pin.

Key words: drill collar, simulation modeling, double shoulder tool joint, make-up torque, strain stress state.

### Вступ

Паливні та енергетичні ресурси складають життєвоважливу основу існування економіки України. Саме тому відновлення роботи вітчизняної нафтогазовидобувної галузі, її стимулювання, реконструкція і модернізація є одним із стратегічних напрямків зміцнення енергетичної незалежності нашої держави. Підвищення ефективності нафтогазовидобувної галузі вимагає збільшення глибини буріння та значного підвищення надійності обладнання, що використовується при розробці нових родовищ. Із збільшенням об'єму буріння глибоких і надглибоких свердловин має першочергове значення забезпечення роботоздатності елементів бурильних колон.

Із збільшенням глибини буріння значна кількість свердловин містять нахилені, горизонтальні та криволінійні ділянки. Також на таких свердловинах збільшується час проведення спуско-підймальних операцій. Колона бурильних та обважнених труб за таких умов сприймає значні поперечні деформації, циклічні навантаження. Виникнення високих напружень у найбільш небезпечних місцях колони бурильних труб стають причиною втомних руйнувань її елементів, особливо різьбових з'єднань.

Тому актуальним стає більш детальна оцінка впливу існуючих навантажень на елементи бурильної колони при глибокому бурінні, дослідження напружено-деформованого стану та вдосконалення конструкцій різьбових з'єднань бурильних труб.

### Аналіз попередніх досліджень і публікацій

Проведений аналіз відмов елементів бурильних колон [1, 2, 3] свідчить, що незважаючи на постійне вдосконалення конструкції їх різьбових з'єднань відсоток відмов по різьбах не зменшується. Сьогодні світовими виробниками розроблено нові конструкції замкових з'єднань – двоопорні, які містять додаткову опору ніпеля та муфти. Виробники стверджують, що за рахунок використання додаткової опори покращується розподіл навантажень у різьбовому з'єднанні. Також є можливість згвинчувати двоопорне з'єднання з моментом, більшим до 70%, порівняно із аналогічним одноопорним з'єднанням.

Однак, викликає сумнів те, що збільшений момент згвинчування двоопорних з'єднань не призведе до такого перерозподілу напружень, при якому виникне ймовірність швидкого руйнування конструкції як ніпеля, так і муфти у зоні додаткового опорного торця. Для перероз-

поділу напружень у двоопорному з'єднанні очевидно застосовуються конструктивні методи, які не вказуються в жодних інформаційних джерелах.

Наприклад, з'єднання типу DP-Master Double Lever Connection (DS) (рис. 1) [4] є більш міцним та довговічним порівняно із стандартним одноопорним з'єднанням за API. Перевагами цього з'єднання є: більший крутний момент порівняно зі аналогічними одноопорними з'єднаннями за API; менший гідравлічний опір та турбулентність під час руху через нього бурового розчину; можливість приєднання до інших типів з'єднань (API, DSTJ та GPDS). На рис. 2 та 3 зображено розподіл напружень у поперечному перерізі одноопорного та відповідно двоопорного з'єднань [4].

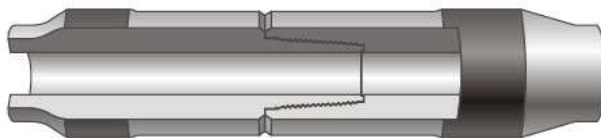


Рисунок 1 – З'єднання типу DP-Master Double Lever Connection

Порівнюючи зображення на рис. 2 та 3, можна зробити висновок, що додатковий опорний торець спричиняє значну зміну розподілу навантажень по витках різьби.

Згідно з [5] (рис. 4) додаткова опора покращує стійкість з'єднання до втомного руйнування від дії згинального моменту, що виникає внаслідок обертання бурильної труби у викривленій ділянці свердловини.

Конструкція цього з'єднання згідно [5] порівняно із аналогічними з'єднаннями API може передавати більший обертовий момент (до 1,5 ... 2 рази); має більший коефіцієнт запасу міцності; дає змогу заощадити 16% часу на проведення спуско-підймальних робіт і відповідно зменшує витрати на експлуатацію.

### Мета роботи та обґрунтування необхідності її виконання

Мета роботи полягає у дослідженні впливу конструктивних елементів двоопорних замкових з'єднань обважнених бурильних труб на їх напружено-деформований стан шляхом застосування імітаційного моделювання.

Завдання роботи:

1. Проаналізувати напружено-деформований стан стандартного та двоопорного різьбового з'єднання з врахуванням точності виготовлення додаткового упорного торця на розподіл напружень по впадинах витків різьби.

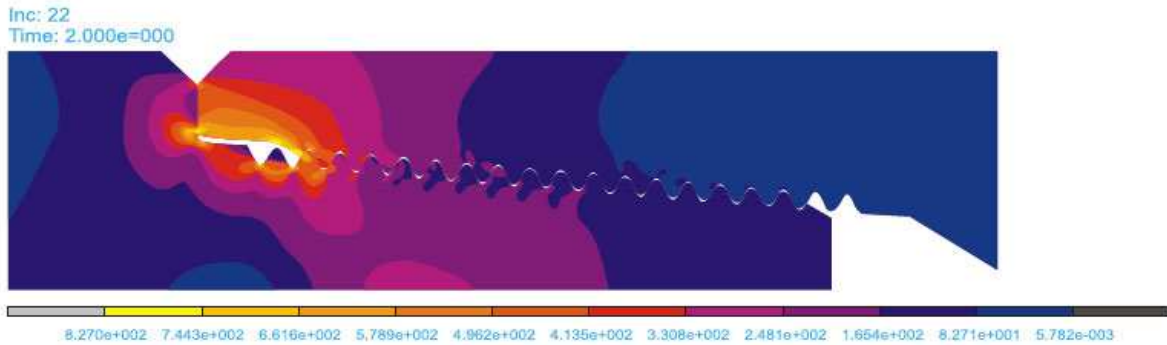


Рисунок 2 – Розподіл напружень у поперечному перерізі одноопорного з'єднання

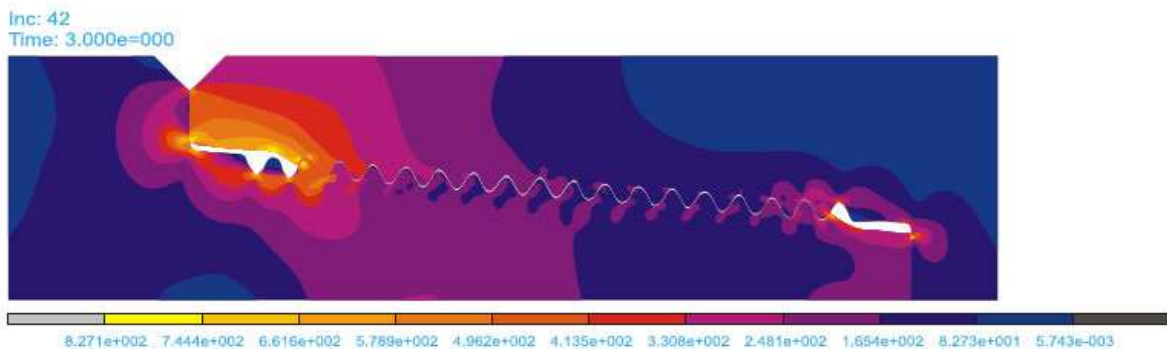
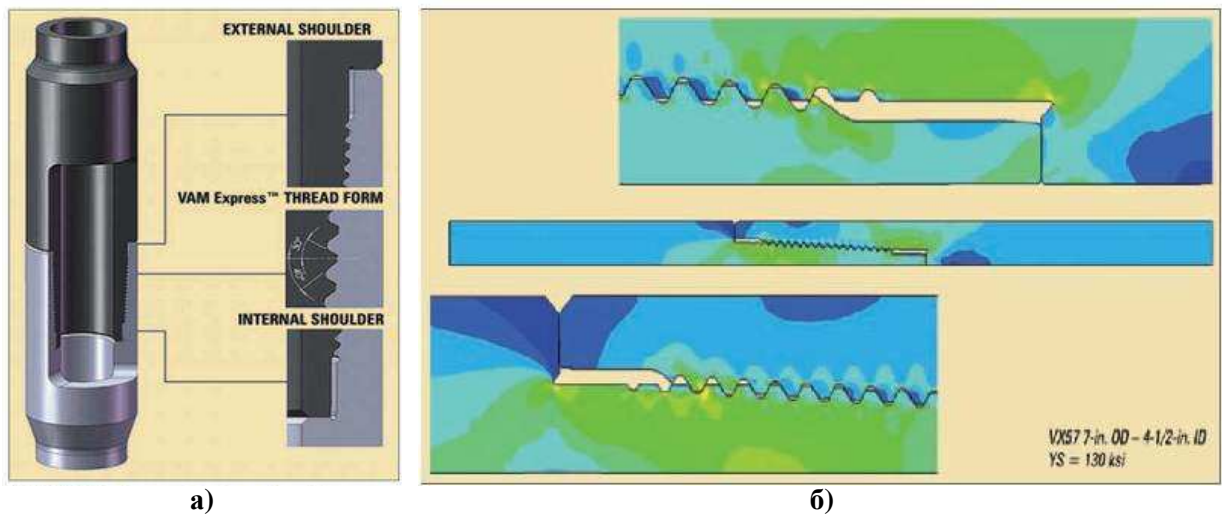


Рисунок 3 – Розподіл напружень у поперечному перерізі двоопорного з'єднання



а – конструкція; б – розподіл напружень у поперечному перерізі

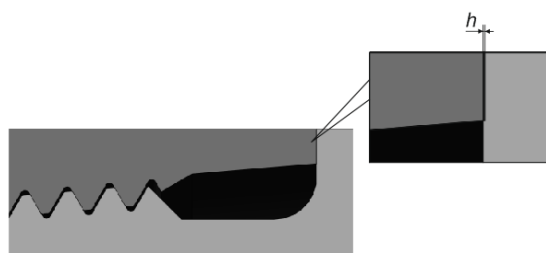
Рисунок 4 – Двоопорне замкове з'єднання

2. Запропонувати конструктивні методи для розвантаження зон концентрації напружень у двоопорному різьбовому з'єднанні обважнених бурових труб.

#### Викладення основного матеріалу

Для дослідження напружено-деформованого стану замкових з'єднань обважнених бурових труб (ОБТ) вибрано програму SolidWorks та використано алгоритм лінійного статичного розрахунку. Однак, виходячи з того, що статичний лінійний аналіз тримірної моделі замково-

го з'єднання вимагає значних затрат часу, то з метою спрощення використано осесиметричну 2D-модель. Також застосування осесиметричної 2D-моделі є доцільним при її навантаженні осьовим зусиллям. Для імітації моменту згинчування 2D-моделі замкового з'єднання застосовано перекриття торців ніпеля та муфти (рис. 5). Ця величина перекриття  $h$  може бути визначена з відомого кута повороту ніпеля відносно муфти з'єднання для досягнення необхідного моменту їх згинчування.



**Рисунок 5 – Прикладання моменту згвинчування перекриттям упорних торців ніпеля та муфти**

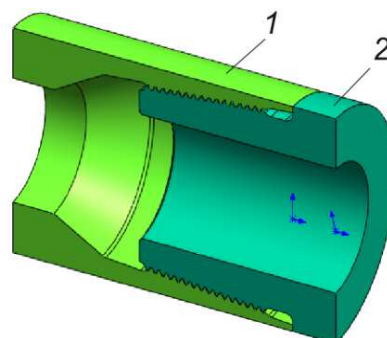
Для дослідження напружено-деформованого стану різьбового з'єднання ОБТ (типу 3-147) побудовано тримірні моделі його ніпельної та муфтової частини, які згідно з алгоритмом лінійного статичного розрахунку спрощено до осесиметричних (рис. 6).

Виходячи з того, що мінімальне значення коефіцієнту запасу міцності для різьбових з'єднань становить 1,5, а границя міцності матеріалу з якого вони виготовлені – 758 МПа, то до з'єднання прикладається такий момент згвинчування, при якому напруження, що виникають у ньому, не повинні перевищувати 505 МПа. За таких умов перекриття торців ніпеля та муфти становить 0,1 мм. Також під час дослідження враховано коефіцієнт тертя між всіма елементами замкового з'єднання, величина якого становить 0,2. Будь які додаткові кріплення досліджуваної моделі – відсутні.

Розподіл еквівалентних напружень за теорією Мізеса у замковому з'єднанні наведений на рис. 7.

Згідно з І.А. Біргером розподіл навантажень і відповідно напружень у різьбовому з'єднанні відбувається нерівномірно [6]. Для більш наглядного відображення залежності величин напружень по витках різьби ніпеля побудовано графічні залежності, показані на рис. 8.

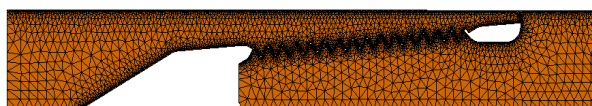
Як видно з отриманих залежностей, навантаження сприймаються тільки першими 8 витками. Найнебезпечнішою ділянкою цього з'єднання залишається перша впадина витка різьби ніпеля (по якій може найшвидше зруйнуватися з'єднання).



а)



б)



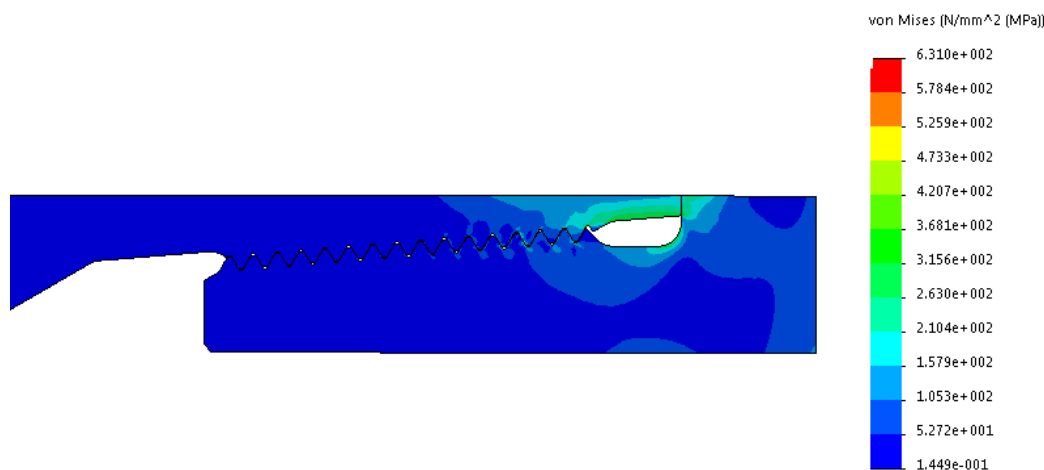
в)

а – 3D-модель, б – осесиметрична 2D-модель, в – сітка кінцевих елементів на 2D-моделі  
1 – муфта, 2 – ніпель

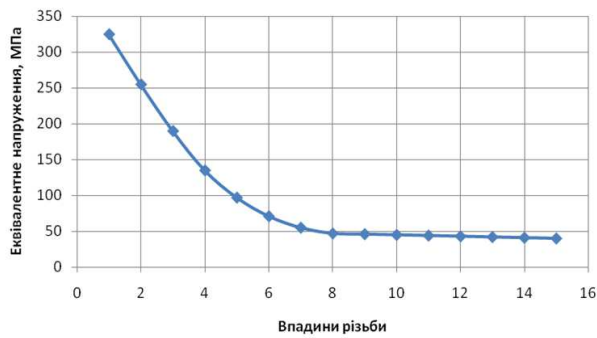
**Рисунок 6 – Моделі для імітаційного моделювання замкового з'єднання ОБТ**

На відміну від стандартних замкових з'єднань обважених бурильних труб, використання додаткового опорного торця змінює картину розподілу напружень по витках різьби, за рахунок чого підвищується момент згвинчування з'єднання та втомна міцність під дією знакозмінних навантажень.

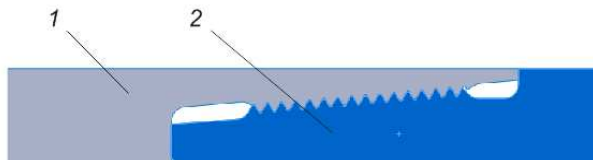
Для дослідження двоопорного замкового з'єднання використано стандартну конструкцію ніпеля та муфти (3-147). Відмінністю є тільки наявність додаткового опорного бурта (рис. 9). Геометричні параметри опорного бурта



**Рисунок 7 – Розподіл еквівалентних напружень за Мізесом**



**Рисунок 8 – Розподіл еквівалентних напружень по впадинах витків різьби ніпеля**



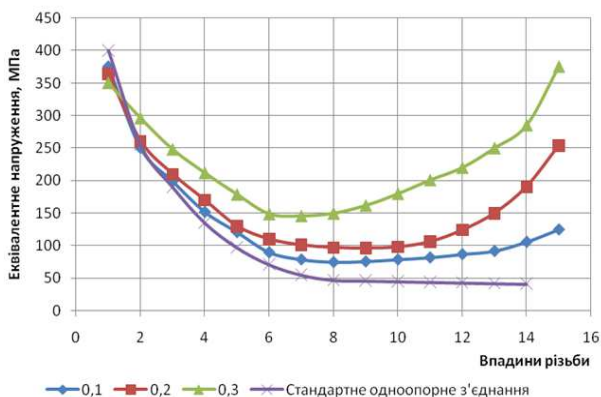
1 – муфта; 2 – ніпель

**Рисунок 9 – Двоопорна модель замкового з'єднання ОБТ**

вибиралися довільно, виходячи із розглянутих закордонних аналогів.

Також з метою визначення розподілу напружень по витках різьби ніпеля при різних величинах перекриття додаткового опорного торця (врахування похибки виготовлення додаткового опорного торця) проведені дослідження при трьох різних величинах перекриття – 0,1; 0,2 та 0,3 мм.

На рис. 10 наведено графічні залежності розподілу напружень по впадинах витків різьби ніпеля для одноопорного замкового з'єднання (3-147) та з'єднання з додатковим опорним торцем при трьох різних величинах його перекриття.



**Рисунок 10 – Графічні залежності розподілу напружень по впадинах витків різьби ніпеля для стандартного одноопорного замкового з'єднання (3-147) та з'єднання з додатковим опорним торцем при трьох різних величинах його перекриття**

Отже, проаналізувавши отримані залежності, маємо висновок, що найкращий розподіл напружень по витках різьби ніпеля спостерігається при натягу на базовому торці 0,1 мм і натягу на додатковому торці 0,3 мм. При цій картині розподілу напружень замкове з'єднання матиме змогу працювати значно довше під дією циклічного знакозмінного навантаження. Однак, виходячи з результатів імітаційного моделювання, впливає, що при натягу на додатковому торці 0,3 мм різко зростають напруження у зоні контактування додаткового торця ніпеля і муфти та у розвантажувальній канавці муфти. Величини напружень, що виникають є критичними, оскільки перевищують границю плинності матеріалу, з якого виготовлено ніпельну та муфтову частини.

Зважаючи на це (рис. 11), наведено розподіл еквівалентних напружень у розвантажувальній канавці муфти із вказанням їх точних значень у окремих точках.

На рис. 12 подано напружено-деформований стан з граничним значенням напружень 505 МПа, тобто у всіх зонах наведених червоним кольором напруження перевищують це значення.

Отже, критичні значення напружень спостерігаються саме у зоні додаткового опорного торця, причому як у муфті, так і у ніпелі. Однак, у цьому випадку напруження у муфті є більш небезпечними для з'єднання бурильних труб особливо за умов циклічного знакозмінного навантаження згинальним моментом, який присутній при роботі колони бурильних труб на викривлених ділянках свердловини.

Тому наступним етапом дослідження двоопорних з'єднань об'єднаних бурильних труб є визначення впливу їх конструктивних елементів на напружено-деформований стан.

Для розвантаження як муфтової, так і ніпельної частини у зоні додаткового опорного торця пропонується:

- 1) виконати скіс торця ніпеля під кутом;
- 2) змінити форму розвантажувальної канавки муфти;
- 3) виконати розвантажувальну канавку на конічній частині додаткового опорного бурта.

Нижче розглянемо запропоновані варіанти.

**Варіант 1. Скіс торця ніпеля**

Виходячи з конструктивних міркувань, приймаємо величину скосу торця рівною 0,25<sup>0</sup>. Вхідні дані для моделювання залишаються незмінними (натяги 0,1 та 0,3 мм відповідно на основному та додатковому торцях, коефіцієнт тертя – 0,2).

Результати імітаційного моделювання подані на рис. 13.

**Варіант 2. Зміна форми розвантажувальної канавки муфти**

Вхідні дані аналогічні варіанту 1.

**Варіант 3. Розвантажувальна канавка на конічній частині додаткового опорного бурта**

Вхідні дані аналогічні варіанту 1.

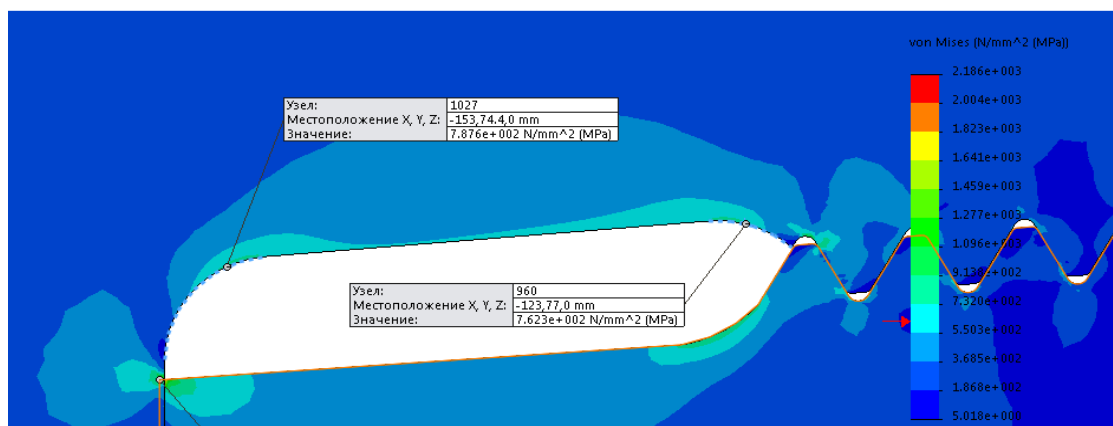


Рисунок 11 – Розподіл еквівалентних напружень у розвантажувальній канавці муфти при натягу на торці 0.1 мм і на додатковому торці 0.3 мм

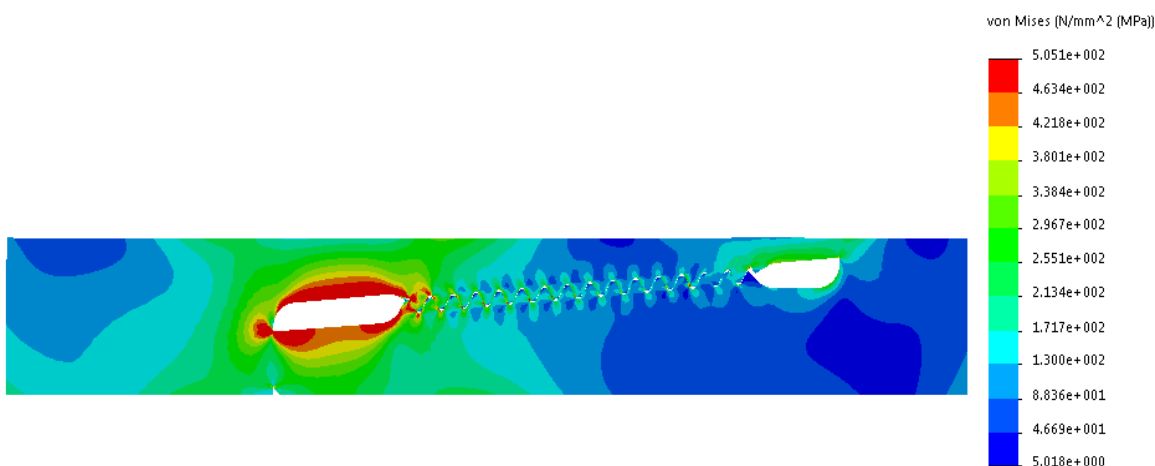


Рисунок 12 – Розподіл еквівалентних напружень у поперечному перерізі з'єднання з граничним значенням напружень 505 МПа

На рис. 16 подано графічні залежності для трьох запропонованих варіантів зміни конструктивних елементів двоопорного замкового з'єднання та стандартного одноопорного з'єднання 3-147.

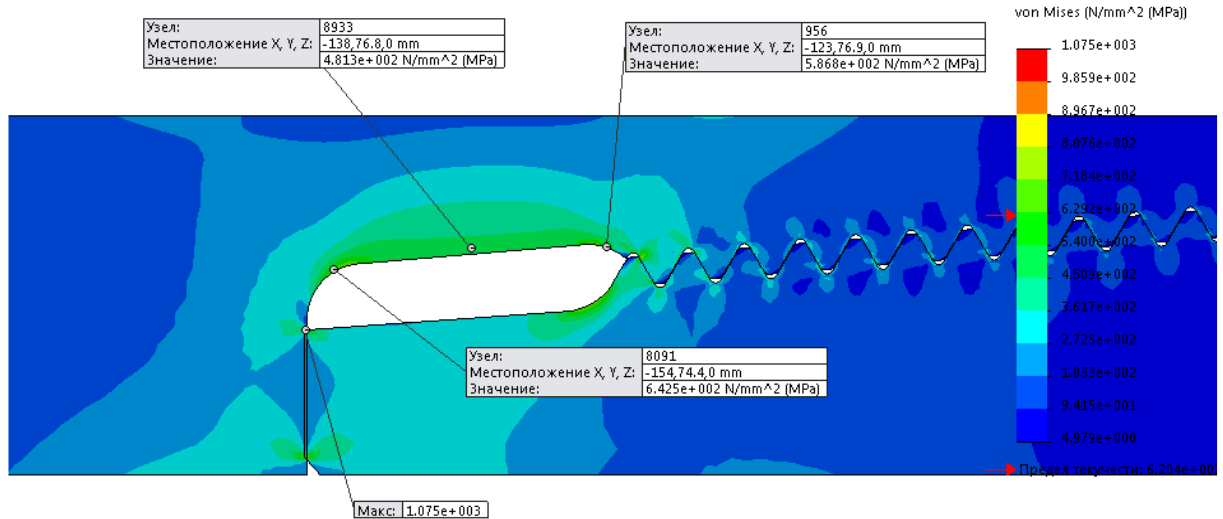
Отже, з графічних залежностей (рис. 16) можна зробити висновок, що найкращий варіант розподілу еквівалентних напружень по впадинах витків ніпеля спостерігається при виконанні скосу торця додаткового опорного бурта або при виконанні розвантажувальної канавки на його конічній частині. Однак, виходячи з табл.1, при порівнянні запропонованих конструктивних варіантів за виникаючими максимальними величинами напружень, що спостерігаються у небезпечних зонах розвантажувальної канавки муфти, перевагу має скіс торця додаткового опорного бурта.

З метою зменшення концентрації напружень у небезпечних зонах двоопорного замкового з'єднання обважнених бурильних труб доцільно провести оптимізацію запропонованих конструктивних елементів з'єднання (визначити оптимальні геометричні параметри: кут скосу додаткового опорного торця; форму і розміри розвантажувальної канавки на додатковому опорному торці ніпеля), на що буде звернено увагу в подальших дослідженнях.

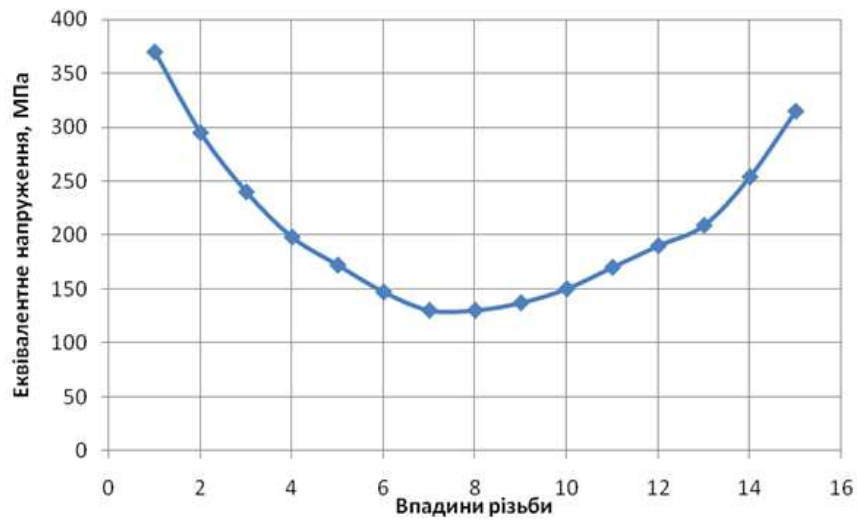
## Висновки

Проведено аналіз відмов елементів бурильних колон, який свідчить, що відсоток відмов по різбових з'єднаннях не зменшується, що пояснюється недосконалістю існуючих конструкцій. Конструкції ж закордонних аналогічних замкових з'єднань, на відміну від вітчизняних, містять додаткову опору ніпеля, яка впливає на розподіл навантажень по впадинах витків різби як ніпеля, так і муфти. Це, в свою чергу, дає змогу проводити згинчування таких з'єднань із моментом більшим до 70%, а також такі з'єднання згідно з інформаційними джерелами мають змогу працювати більший термін, оскільки мають підвищений опір втомному руйнуванню.

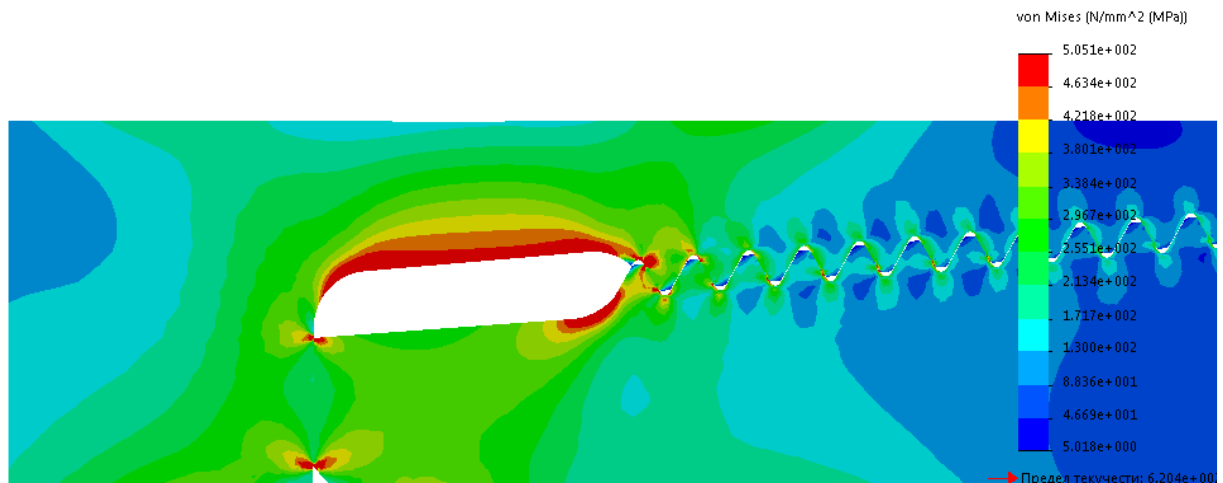
Викликає сумнів те, що збільшений момент згинчування двоопорних з'єднань не призводить до такого перерозподілу напружень, за якого відбудеться руйнування конструкції ніпеля або муфти у зоні додаткового опорного торця. Для перерозподілу напружень у двоопорному з'єднанні очевидно застосовуються конструктивні методи, які не вказуються в жодних інформаційних джерелах.



а)



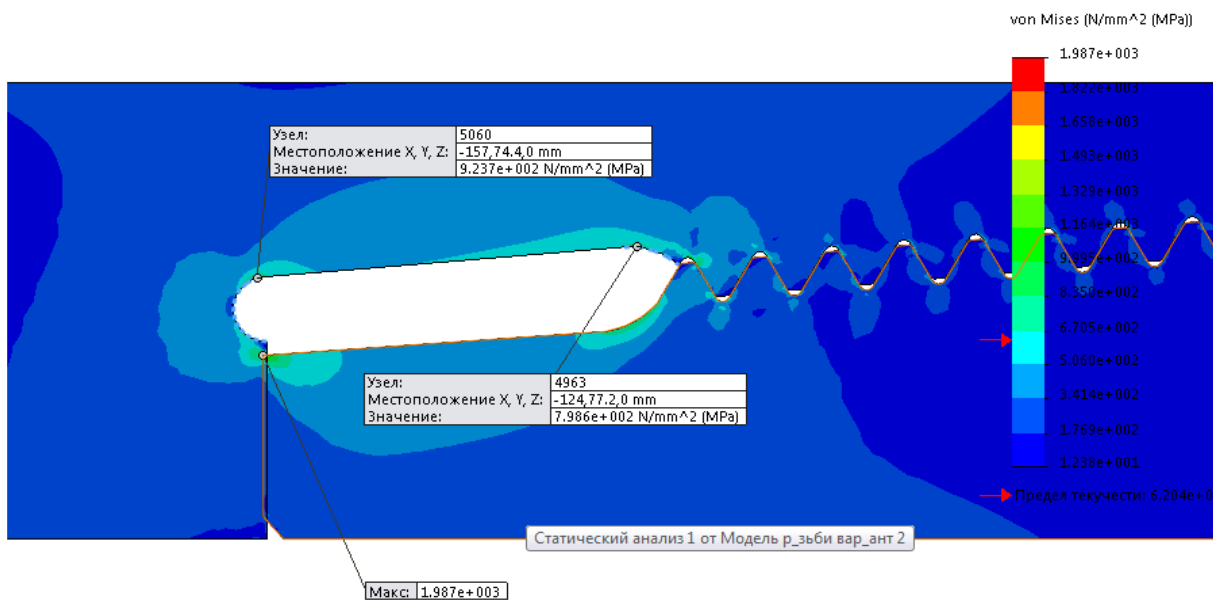
б)



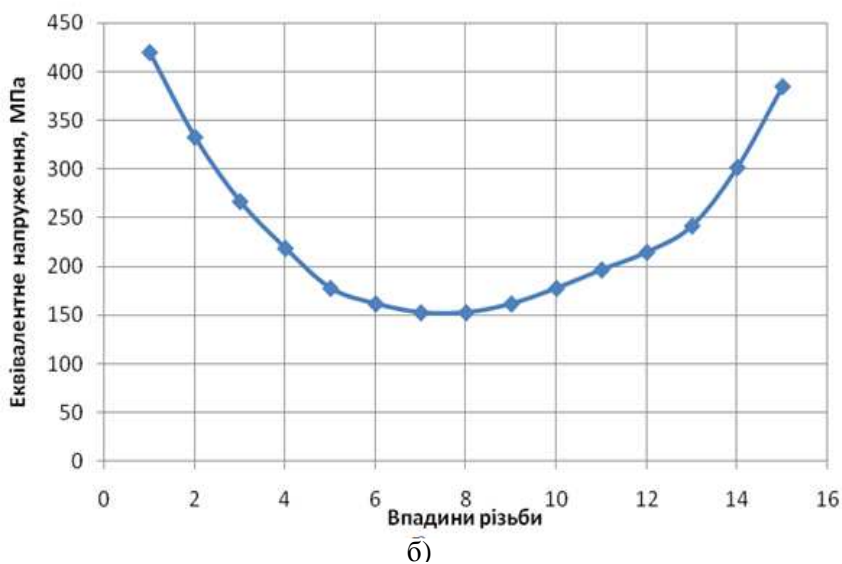
в)

а) – епюра; б) – по впадинах витків ніпеля; в) – з граничним значенням напружень 505 МПа

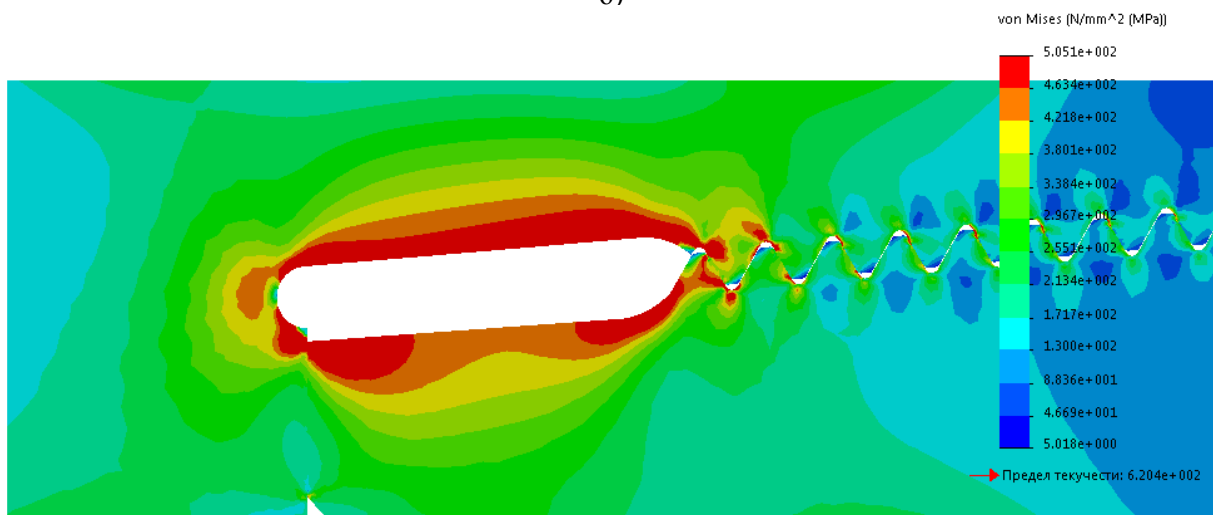
Рисунок 13 – Розподіл еквівалентних напружень при величині натягу на базовому торці 0,1 на додатковому 0,3 та скосом додаткового торця ніпеля 0,25°



а)



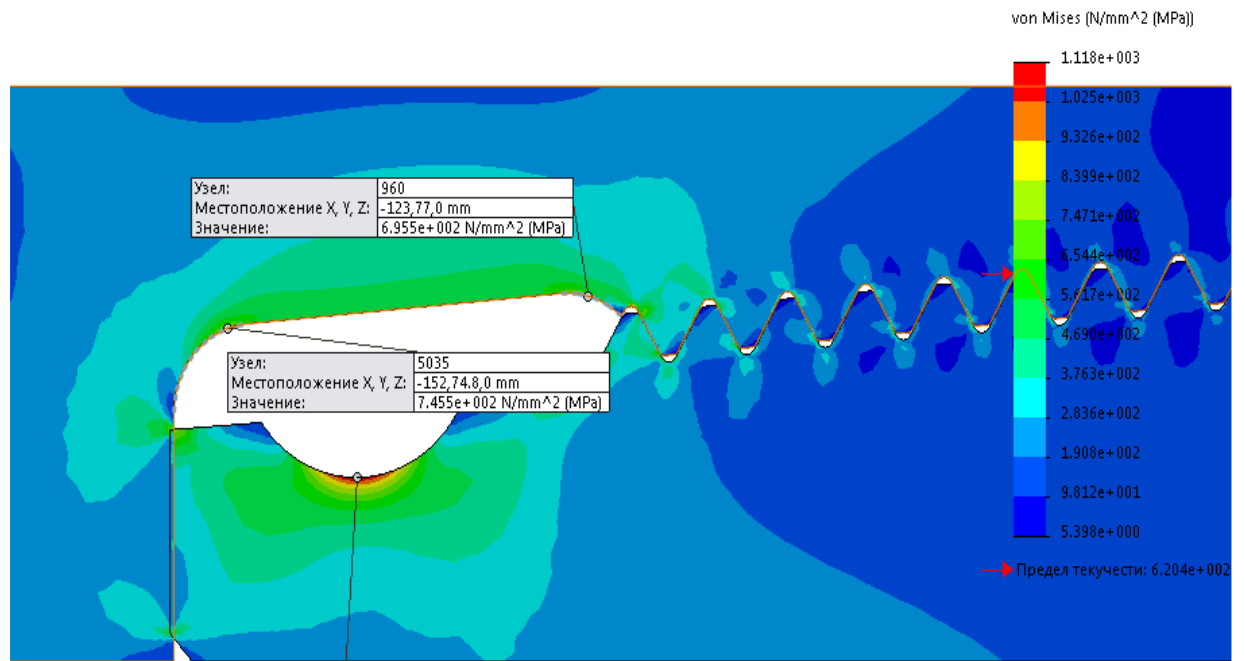
б)



в)

а) – етюра; б) – по впадинах витков нипеля; в) – з граничним значенням напружень 505 МПа

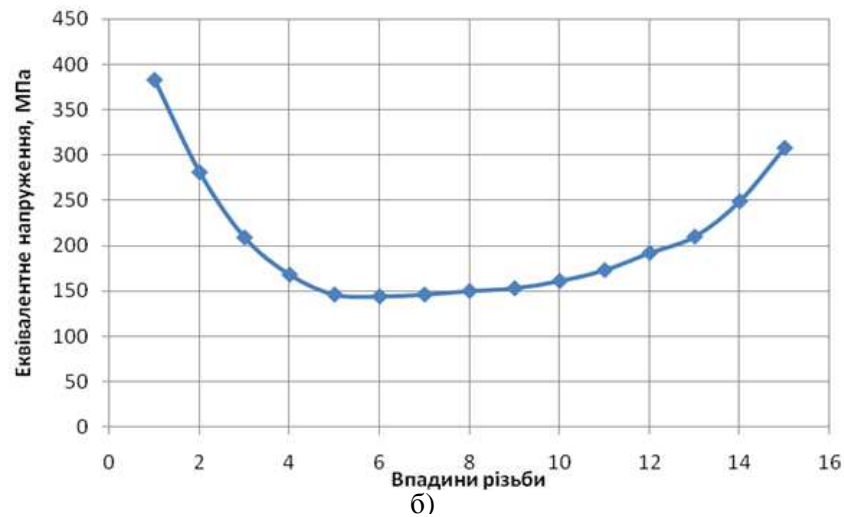
Рисунок 14 – Розподіл еквівалентних напружень при величині натягу на базовому торці 0,1 на додатковому 0,3 та зміненою формою розвантажувальної канавки, виконаної на муфті



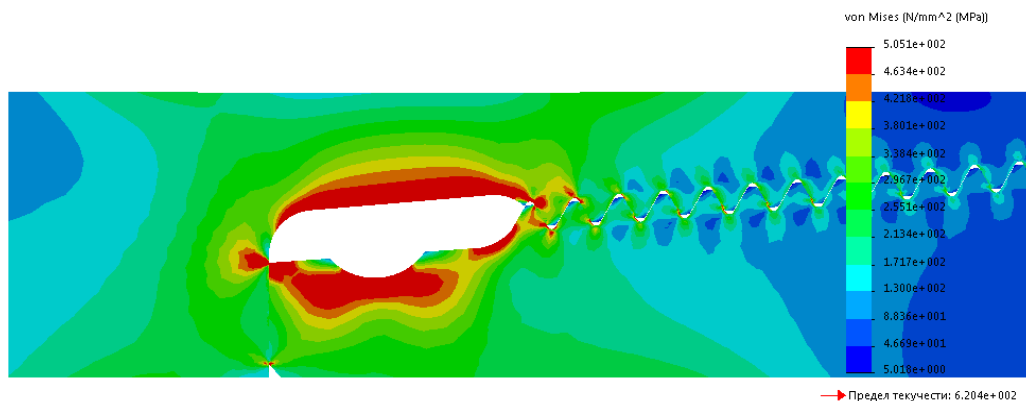
→ X

Макс: 1.118e+003

а)



б)



в)

а) – епюра; б) – по впадинах витків ніпеля; в) – з граничним значенням напружень 505 МПа  
**Рисунок 15 – Розподіл еквівалентних напружень при величині натягу на базовому торці 0,1 на додатковому 0,3 та розвантажувальною канавкою на конічній частині додаткового опорного бурта**

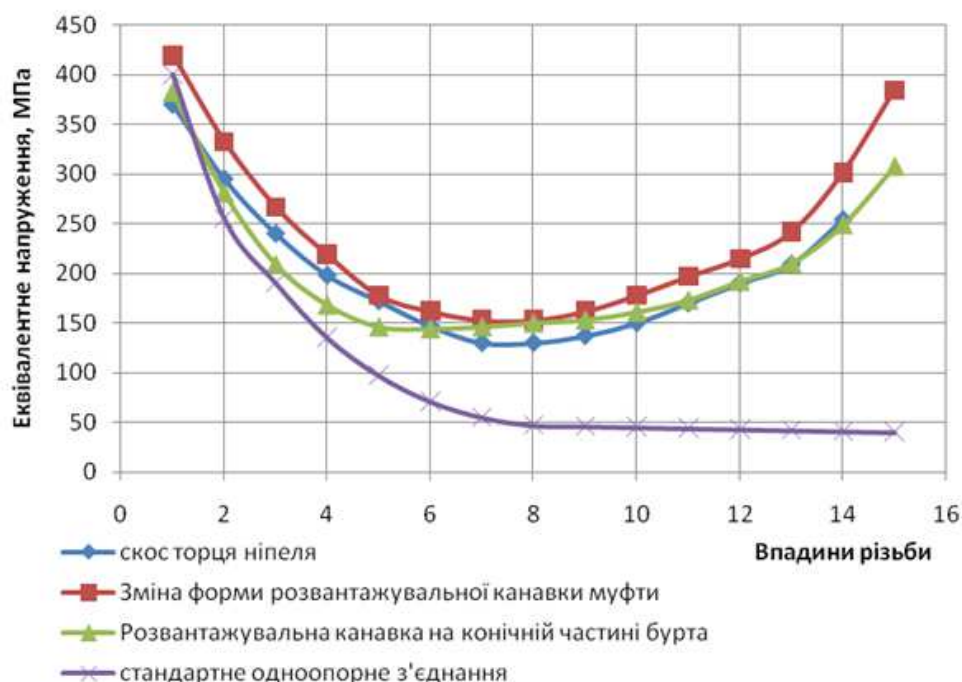


Рисунок 16 – Графічні залежності для трьох запропонованих варіантів зміни конструктивних елементів двоопорного замкового з'єднання та стандартного одноопорного з'єднання 3-147

Таблиця 1 – Величини максимальних напружень у небезпечних зонах розвантажувальної канавки муфти (МПа)

Небезпечна зона розвантажувальної канавки муфти	Скіс торця ніпеля	Зміна форми розвантажувальної канавки ніпеля	Розвантажувальна канавка на конічній частині бурта ніпеля
Радіус біля опорного торця	643	923	745
Радіус біля різьби	586	798	695

Тому з метою визначення розподілу напружено-деформованого стану стандартного та двоопорного замкового з'єднання, розроблено їх тримірні моделі та застосовано метод кінцевих елементів, за результатами якого використання додаткового торця покращує розподіл напружень по впадинах витків з'єднання, але величина перекриття додаткових торців повинна бути строго регламентована.

Згідно з результатами використання додаткового торця покращується розподіл напружень по впадинах витків з'єднання. Але величина перекриття торців повинна бути строго регламентована. Визначено, що оптимальною величиною перекриття основного опорного торця 0,1, а додаткового - 0,2 мм. Величина перекриття додаткового торця 0,3 мм призведе до руйнування з'єднання по тілу муфти або додатковий торець ніпеля буде zdeформований і не виконуватиме призначеної функції. Його перекриття на 0,1 мм призводитиме до руйнування ніпеля по першому його витку. Отже, для використання розглянутої конструкції двоопорного з'єднання обважнених труб слід жорстко контролювати величину його натягу.

З метою дослідження впливу конструктивних елементів двоопорних замкових з'єднань бурильних труб на їх напружено-деформований

стан побудовано їх 2D-моделі із запропонованими трьома варіантами розвантажень зон концентрації напружень. Порівняльний аналіз отриманих результатів вказує на більшу ефективність застосування скосу додаткового опорного торця ніпеля і виконання розвантажувальної канавки на торці ніпеля, однак, уточнивши величини напружень у небезпечних зонах муфти, найефективнішим вибрано виконання скосу додаткового опорного торця ніпеля.

Однак кут скосу додаткового опорного торця ніпеля був вибраний інтуїтивно, і тому в подальших дослідженнях планується виконати імітаційне моделювання для визначення оптимального його значення.

### Література

1 Артим В. І. Аналіз корозійно-втомних руйнувань елементів бурильної колони / В. І. Артим, І. І. Яциняк, В. В. Гриців, А. Р. Юрич, Р. В. Рачкевич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 2(43). – С. 197 – 200.

2 Воронецкий М.К. Результаты применения неразрушающего контроля качества труб / М.К. Воронецкий, Д.А. Романуха, В.М. Дитчук // Бурение. – 1981. – № 7. – С. 12-13.

3 Отчет ВНИИТ нефть «Анализ эксплуатации и долговечности буровых труб на предприятиях объединений «Укрнефть» и «Белоруснефть».

4 <http://www.texasdrilltools.com/api-drill-pipe/dpds.html>

5 <https://drilleng-group6-casingstringdesign-1.wikispaces.com/04.1+New+drill+string+innovation>

6 Биргер И.А. Резьбовые и фланцевые соединения / И.А. Биргер, Г. Б. Иосилевич. – М.: Машиностроение, 1990. – 368 с.

7 Буровые трубы: без права на разрыв / С. И. Билан, А. П. Быков, А. В. Емельянов // Бурение и нефть. – 2010. – № 9. – С. 38-39.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
17.11.17*

*Рекомендована до друку  
професором **Івасівим В.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Маруцаком П.О.**  
(Тернопільський національний технічний  
університет імені Івана Пулюя, м. Тернопіль)*

## ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ДОЦІЛЬНОСТІ ПЕРЕОБЛАДНАННЯ ДИЗЕЛЬНИХ ДВИГУНІВ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ НА АЛЬТЕРНАТИВНІ ПАЛИВА

М.М. Гнип, С.І. Криштопа, І.М. Микитій

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: auto.ifntung@ukr.net

*Досліджені економічні переваги переведення дизельних силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту на моногазові двигуни. Вивчено досвід переобладнання дизельних двигунів у газіві з іскровим запалюванням провідними світовими виробниками автомобільних двигунів та автомобілів, які вже широко використовуються на автомобільному транспорті. Розглянуті сучасні тенденції переобладнання дизельних двигунів вантажних автомобілів, автобусів та спецтехніки на газомоторні палива. Досліджено шляхи конвертації дизельних двигунів нафтогазової галузі на стиснені та зріджені газові палива за різними варіантами. Показано, що наведені теоретичні дослідження переведення дизельних силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту на моногазові двигуни добре узгоджуються з практичними результатами. Встановлено, що при конвертації дизельних двигунів силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту на газомоторне паливо можна знизити витрати на паливно-мастильні матеріали, в середньому, на 30-40 %. Розраховано, що термін окупності при переобладнанні дизельних двигунів силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту на газомоторне паливо буде складати близько двох-трьох місяців з врахуванням витрат часу на технічне обслуговування та ремонт установок.*

Ключові слова: альтернативні палива, дизельний двигун, бурова установка, переобладнання на газ, економічна ефективність, термін окупності.

*Исследованы экономические преимущества перевода дизельных силовых приводов буровых установок, технологического оборудования и нефтегазового технологического транспорта на моногазовые двигатели. Изучен опыт переоборудования дизельных двигателей в газовые с искровым зажиганием ведущими мировыми производителями автомобильных двигателей и автомобилей, которые уже широко используются на автомобильном транспорте. Рассмотрены современные тенденции переоборудования дизельных двигателей грузовых автомобилей, автобусов и спецтехники на газомоторные топлива. Исследованы разные варианты конвертации дизельных двигателей нефтегазовой отрасли на сжатые и сжиженные газовые топлива. Показано, что проведенные теоретические исследования перевода дизельных силовых приводов буровых установок, технологического оборудования и нефтегазового технологического транспорта на моногазовые двигатели хорошо согласуются с практическими результатами, которые уже получены на автомобильном транспорте. Установлено, что при конвертации дизельных двигателей силовых приводов буровых установок, технологического оборудования и нефтегазового технологического транспорта на газомоторное топливо, можно снизить затраты на горюче-смазочные материалы, в среднем, на 30-40 %. Рассчитано, что срок окупаемости при переоборудовании дизельных двигателей силовых приводов буровых установок, технологического оборудования и нефтегазового технологического транспорта на газомоторное топливо будет составлять около двух-трех месяцев с учетом затрат времени на техническое обслуживание и ремонт установок.*

Ключевые слова: альтернативные топлива, дизельный двигатель, буровая установка, переоборудование на газ, экономическая эффективность, срок окупаемости.

*The economic advantages of transfer of diesel power drives of drilling rigs, technological equipment and oil and gas technological transport to mono-gas engines are studied. The experience of the conversion of diesel engines into spark-ignited gas ones of leading world automobile and engine manufacturers, which are already widely used in motor vehicles, is studied. The modern tendencies of re-equipment of diesel engines for trucks, buses and special equipment into gas-engine fuels are considered. The ways of conversion of diesel engines of the oil and gas industry into compressed and liquefied gas fuels in different variants are studied. It is shown that the theoretical studies of the transfer of diesel power drives of drilling rigs, technological equipment and oil and gas technological transport to mono-gas engines are in agreement with the practical results already obtained in automobile transport. It is established that when converting diesel engines for power drives of drilling rigs, technological equipment and oil and gas technological transport to gas motor fuels, it is possible to reduce the costs of fuel and lubricants, on average, by 30-40 %. It is calculated that the payback period for the re-equipment of diesel engines of power drives for drilling rigs, technological equipment and oil and gas technological transport to gas motor fuels will be about two to three months, taking into account the time spent on rigs maintenance.*

Key words: alternative fuel, diesel engine, drilling rig, re-equipment into gas, economic efficiency, payback period.

## Вступ

Значна частка силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту використовують двигуни внутрішнього згорання з дизельними системами живлення. Дизельні двигуни нафтогазової галузі – це двигуни з потужністю у сотні кВт з питомою ефективною витратою дизельного палива понад 300 г/(кВт · год). Зазначені показники вимагають при роботі двигунів у нафтогазовій галузі великих витрат дизельного палива, вартість якого має тенденцію до постійного зростання. Тому очевидно є економічна доцільність переходу для силових приводів нафтогазової галузі на дешевші альтернативні види палив.

Серед них на особливу увагу заслуговує переведення дизельних силових приводів нафтогазової галузі на газові палива, які є більш дешевою альтернативою дизельного палива. Конвертація дизельних двигунів на газомоторне паливо можлива за різними схемами. В даний час вже є добре відомою та достатньо відпрацьованою технологія переведення дизелів на газодизельний режим, коли одночасно використовується подача як газу, так і дизпалива. Ця технологія разом з певними перевагами має і багато недоліків, один з головних – залишається необхідність подачі дизельного палива, що погіршує економічну доцільність переобладнання. Як свідчить практика, витрата дизельного палива в газодизельних двигунах є досить високою та для деяких режимів досягає 50 %.

Другий, поки що мало апробований варіант конвертації дизельних двигунів на газомоторне паливо – це чисто газовий або моногазовий режим, де конвертовані дизельні двигуни додатково обладнуються системами з іскровим запалюванням. Економічні переваги переведення дизельних силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту на моногазовий режим пов'язані з наступним:

- моногазове паливо, в середньому, на 30-40 % дешевше за дизельне паливо, а дизельне паливо не подається взагалі;

- ресурс циліндропоршневої групи конвертованих двигунів, за рахунок більш плавного зростання тисків згорання, збільшується в 1,3-1,5 рази;

- приблизно вдвічі зростає періодичність заміни моторних олив та масляних фільтрів моногазових двигунів, за рахунок зниження нагароутворення, відсутності процесу змивання оливної плівки та зменшення розрідження моторної оливи;

Тому конвертація дизельних силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту на моногазові двигуни з точки зору зниження витрат на паливно-мастильні матеріали та капітальний ремонт двигунів є актуальним завданням.

## Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Про суттєві перспективи переобладнання дизельних двигунів у газові з іскровим запалюванням свідчить створення моногазових двигунів провідними світовими виробниками автомобільних двигунів та автомобілів, які вже широко використовуються на автомобільному транспорті. Причому переобладнання дизельних двигунів здійснюється як на зріджену пропан-бутанову суміш (рис. 1), так і на стиснений або зріджений природний газ (рис. 2) [1].



Рисунок 1 – Freightliner 120 на пропан-бутані



Рисунок 2 – Автомобіль Volvo-460 на зрідженому метані

В зазначеному напрямку проводять роботи такі відомі світові концерни як Freightliner, Cummins, Volvo, MAN, Mercedes, Scania, Iveco та інші, які вже розробили для комерційної техніки на основі існуючих дизельних двигунів газові з іскровим запалюванням.

Більш детально зупинимось на аналогічних роботах з переобладнання дизельних двигунів у газові, які проводились в країнах пострадянського простору.

Одним з найбільш потужних автовиробників, де здійснюється конвертація дизельних двигунів є автозавод КамАЗ, де вже до десятка моделей автомобілів пропонуються для роботи на газомоторному паливі. Наприклад, автозавод пропонується споживачам автомобіль КамАЗ-65115-32 (рис. 3), дизельний двигун якого конвертований під стиснений природний газ [2]. У конвертованому двигуні демонтовані дизельні форсунки та встановлені свічки запалювання з індивідуальними котушками, а камера згорання в поршні розточена так, щоб ступінь

стиску двигуна знизилась з 17,0 до 12,0. У впускній системі двигуна встановлений газоповітряний змішувач та два дозатори подачі газоповітряної суміші на кожний ряд циліндрів. Паливна система автомобіля КамАЗ-65115-32 складається з балонів стисненого газу в кількості 9 штук, загальний об'єм балонів складає  $182 \text{ м}^3$  стисненого природного газу при максимальному тиску 20 МПа. Потужність конвертованого двигуна залишилась такою ж самою, як і у базового дизельного двигуна – 221 кВт (300 к.с.)



Рисунок 3 – Автомобіль КамАЗ-65115-32

Цікавою є тенденція обладнання автобусів дизельними двигунами конвертованими на газ. Наприклад, тільки Нефтекамський автомобільний завод на даний момент випускає сім! моделей автобусів, які працюють на газомоторному паливі [3]. В гамі продукції Нефтекамського автомобільного заводу є міські, приміські і навіть шкільні автобуси. Для прикладу розглянемо модель автобуса НЕФАЗ-5299-0000040-51 (рис. 4). Пасажиромісткість автобуса – 116 чол., повна маса – 18800 кг. Двигун встановлюється виробництва Мерседес-Бенц, моделі М906 LAG.EEV/1, робочим об'ємом – 6,8 л, потужністю – 205 кВт. Паливо у автобуса НЕФАЗ-5299-0000040-51 – стиснений природний газ.



Рисунок 4 – Автобус НЕФАЗ-5299-0000040-51

Досить нетрадиційну концепцію LNG, тобто криогенно-зріджений метан вирішили впроваджувати на Мінському автомобільному заводі [4] на шасі з мотором ЯМЗ-536 (рис.5). Головна перевага перед стисненим метаном в криогенно-зрідженому – більший запас ходу. Середня витрата палива автомобіля – 35 літрів на 100 км, що забезпечує запас ходу в 1440 км. Крім того, криогенно-зріджений метан дещо дешевше за стиснений природний газ.



Рисунок 5 – Газобалонна система автомобіля МАЗ-536 на зрідженому метані

Бак для криогенно-зрідженого метану об'ємом 450 літрів та вміщує паливо, кількість якого еквівалентна 308 кубічним метрам стиснутого природного газу. Інакше кажучи, для стисненого природного газу це був би тридцять один 50-літровий балон, маса яких складала би близько двох тонн. Виграш в цій масі дає прибавку в вантажопідйомності автомобіля і одночасно суттєво спрощує компоновку газової апаратури. Основна проблема криогенно-зрідженого метану: зріджений газ зберігається криогенним способом при температурі близько  $-190 \text{ }^{\circ}\text{C}$ . Бак може витримати ці параметри за температури навколишнього середовища плюс  $20-40 \text{ }^{\circ}\text{C}$  до двох тижнів, після чого аварійні клапани почнуть скидання тиску.

Ще однією цікавою тенденцією є обладнання спецтехніки дизельними двигунами конвертованими на газ.

Наприклад, АТ „Клинцевський автокрановий завод” випускає модель автокрана КС-55713-5К-1 (рис. 6) вантажопідйомністю 25 тон на стисненому метані [5]. За інформацією від заводу-виробника витрати на паливо знижуються на 70 % при забезпеченні потужності конвертованого двигуна на тому ж рівні, як і у базового дизеля. Згідно технічної документації АТ „Клинцевський автокрановий завод” крім зменшення витрат на паливно-мастильні матеріали також додатково знижуються викиди шкідливих речовин більше, як в два рази. Загальний об'єм встановлених балонів складає  $1040 \text{ літрів}$  ( $9 \cdot 80 \text{ л} + 2 \cdot 160 \text{ л}$ ), що дозволяє закачувати в систему живлення двигуна  $208 \text{ м}^3$  метану.



**Рисунок 6 – Автокран моделі КС-55713-5К-1 з двигуном на стисненому метані**

Досить амбітну програму випуску спецмашин реалізовує Арзамаський завод комунального машинобудування [6], де зараз споживачам пропонуються три моделі автомобілів з спеціальними кузовами, які призначені для роботи на стисненому природному газі. Наприклад, заводом випускається модель КО-829БГ для обслуговування та ремонту автомобільних доріг (рис. 7). Паливна система автомобіля КО-829БГ складається з балонів для стисненого газу в кількості 13 штук, які змонтовані в спеціальному каркасі за кабіною автомобіля. Загальний об'єм балонів складає 1120 літрів або 224 м<sup>3</sup> стисненого природного газу (при тиску 20 МПа). Двигун – конвертований на метан сучасний дизель під екологічні норми Євро-4 з турбонаддувом та охолоджувачем надвального повітря (інтерклердом) робочим об'ємом 11.76 літра та максимальною потужністю 221 кВт (300 к.с.)

Є досвід використання конвертованих дизельних двигунів в газіві, що встановлені на спецтехніку і в Україні. Наприклад, на КрАЗі випускається модель КрАЗ-5401 з двигуном Mercedes-Benz M906LAG (рис. 8), що працює на метані, потужністю 280 к.с. [7]. Паливна система автомобіля КрАЗ-5401 складається з балонів для стисненого газу в кількості 9 штук, загальний об'єм яких складає 1155 літрів стисненого природного газу за максимального тиску 20 МПа. Були виконані промислові випробування автомобіля та встановлено, що витрата метану, в середньому, для автомобіля КрАЗ-5401 складає 35 м<sup>3</sup> газу. Витрата дизпалива в

тих же умовах для аналогічного автомобіля КрАЗ-Н12.2 на дизпаливі, склала в середньому 32 літра.



**Рисунок 7 – Спецавтомобіль КО-829БГ**



**Рисунок 8 – Спецавтомобіль КрАЗ-5401**

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Необхідно зазначити, що поки набутий початковий досвід в напрямку конвертації дизельних двигунів у моногазові і для вирішення питання доцільності переобладнання в нафтогазовій галузі дизельних двигунів у газіві потрібно дати відповіді на багато питань науково-технічного та комерційного характеру. Необхідна, для конвертації дизельних двигунів в газіві, розробка сучасних електронних систем запалення з комп'ютерним керуванням; потрібне вивчення шляхів оптимізації робочих процесів конвертованих в газіві дизельних двигунів з метою підвищення їхньої надійності, економічності та потужності; доцільною є розробка багатопаливних систем, які б дозволяли забезпечувати роботу конвертованих двигунів як на газі, так і, у випадку можливих перебоїв з доставкою газового палива, в резервному дизельному режимі; потрібне дослідження економічної доцільності переобладнання дизельних двигунів нафтогазової галузі при їхньому переведенні на альтернативні палива.

### Формулювання цілей статті

Переобладнання дизельних двигунів нафтогазової галузі може здійснюватись на стисне-

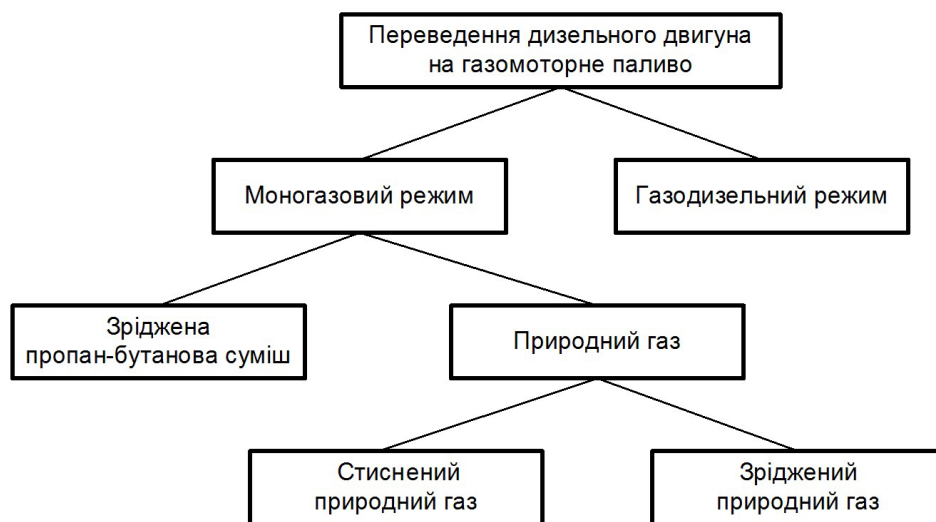


Рисунок 9 – Напрямки конвертації дизеля на газ

ний або зріджений природний газ або на зріджену пропан-бутанову суміш. Може використовуватись вакуумна (механічна) система подачі газомоторного палива або електронна. Може встановлюватись газова апаратура першого, другого, третього, четвертого або п'ятого покоління. Точна вартість переобладнання та терміну окупності залежить від динаміки цін на паливо, конструктивних особливостей та режимів роботи конвертованого двигуна, виду та моделі газобалонного обладнання, об'єму і кількості газових балонів, інших чинників і може змінюватись в широких межах. Тому метою даної статті є дослідження економічної доцільності переобладнання дизельних двигунів нафтогазової галузі при їхньому переведенні на використання газомоторних палив.

### Основний матеріал дослідження

Дизельний двигун можна переобладнати на газодизельний або моногазовий режими. В першому випадку до газового палива подається запальна доза дизельного палива, яка виробниками газодизельних систем позиціонується в межах 25-40 %, а в реальних умовах експлуатації досягає і 50 %. Очевидно, що з врахуванням необхідності подачі дорогого дизельного палива більш вигідною альтернативою газодизельного режиму є подавання тільки чистого газу або моногазовий режим. Дизельний двигун за своєю конструкцією може бути переобладнаний для роботи з газобалонним обладнанням як на метані (на стисненому або зрідженому), так і на пропан-бутані. На сьогоднішній день вартість пропан-бутанової суміші на заправках України є навіть нижчою за метан.

Варіанти переобладнання дизельних двигунів у газові зображені на рис. 9. Вивчення досвіду зарубіжних і вітчизняних розробок свідчить, що дизельні двигуни, які конвертовані в газові, мають високі тягово-динамічні та економічні характеристики, а за показниками екологічної безпеки істотно перевершують базові дизельні двигуни.

Конвертація дизельного двигуна в моногазовий, на відміну від переобладнання бензинових двигунів, вимагає серйозних змін в конструкції базового дизеля.

Оскільки дизельний двигун є двигуном, займання палива в якому здійснюється при нагріванні від стиснення, то стандартний дизельний двигун не може працювати на газовому паливі, так як газомоторне паливо має істотно більш високу температуру займання у порівнянні з дизельним паливом (наприклад, дизпаливо – 300-330 °С, пропан – 466 °С), яка не може бути досягнута при ступенях стиску, що використовуються в дизельних двигунах.

Другою причиною, за якою дизельний двигун не зможе працювати на газовому паливі є явище детонації – це вибухоподібне горіння палива, яке виникає при високій ступені стиснення. Для дизельних двигунів використовуються ступінь стиснення паливо-повітряної суміші від 14 до 22, а газовий двигун повинен мати ступінь стиску від 12 до 13.

Необхідно відмітити, що зменшення ступені стиску у переобладнаних дизельних двигунах, що переобладнувались в газові, було виконано, як правило, за рахунок розточування камери згорання в поршні базового дизеля. Однак експериментальні дослідження показують, що навіть незначні зміни форми камер згорання в поршнях призводять до значних змін у процесах теплогазомасообміну та згорання. Тому оптимізація камери згорання конвертованого двигуна потребує серйозних розрахункових і експериментальних робіт для забезпечення високих потужних, економічних та екологічних показників двигуна.

В загальному для конвертації дизельних двигунів нафтогазової галузі на газове паливо необхідно виконати таке:

- 1) встановити газобалонну апаратуру;
- 2) зменшити ступінь стиснення базового дизельного двигуна;
- 3) змонтувати систему запалення;
- 4) виконати налаштування системи управління двигуном.



Рисунок 10 – Загальна будова системи запалення для конвертації дизельного двигуна

Газобалонне обладнання пропонується та необхідно монтувати на профільних сертифікованих підприємствах з метою максимального забезпечення вимог техніки безпеки. Вартість моделей газобалонного балонного обладнання та його монтажу бралась як середня по станціях технічного обслуговування і монтажу ГБО України.

Для довготривалої експлуатації двигуна ступінь стиснення треба знижувати до 12-13 за рахунок збільшення внутрішнього об'єму камери згоряння. Це реалізовується шляхом розточки днища поршнів або під головку блока циліндрів додатково встановлюються прокладки. Демонтаж головки блока та встановлення додаткових прокладок під головку блока циліндрів є порівняно не складною операцією і може виконуватись, наприклад, на базах виробничого обслуговування УБР. При розрахунках другого пункту конвертації дизельних двигунів нафтогазової галузі на газ використовувалась середня вартість таких робіт по станціях технічного обслуговування автомобілів України.

Реалізація третього та четвертого пунктів конвертації дизельних двигунів нафтогазової галузі на газ потребує більш серйозних зусиль. Кафедрою нафтогазового технологічного транспорту ІФНТУНГ пропонується обладнати дизельні двигуни сучасними електронними цифровими системами запалення власної розробки та виробництва (рис. 10) та виконувати настройку системи управління двигуном. На даний момент є досвід встановлення розробленої електронної системи запалення на чотирициліндровий дизельний двигун.

Економія досягається в результаті використання газового палива, як різниця між витратами на одну мотогодину або на сто кілометрів пробігу на дизельне паливо до конвертації двигуна і витратами на газове паливо після конвертації з врахуванням витрат на газобалонне обладнання та монтаж. Переобладнання можливе

як на метан, так і пропан-бутан залежно від побажань замовника. В залежності від конструктивних особливостей конвертованого двигуна можливе залишення штатної дизельної системи живлення, яка буде використовуватись як резервна у випадку проблем з постачанням газу (в дизельному режимі двигун буде працювати з нижчою потужністю у зв'язку зі зниженням ступеня стиску конвертованого двигуна).

У зв'язку з нестабільним курсом національної грошової одиниці розрахунки окупності будемо проводити в доларах США за курсом Національного банку України на 06.10.2017 р. (26,80 грн./1 долар США).

Точна вартість переобладнання та терміну окупності розраховується у залежності від динаміки цін на паливо, конструктивних особливостей та режимів роботи конвертованого двигуна, виду газового палива, моделі газобалонного обладнання, об'єму і кількості газових балонів, інших чинників і може змінюватись в широких межах. Так, наприклад, вартість газобалонного обладнання першого покоління для 8-циліндрового двигуна починається від 300 доларів США, а четвертого покоління для того ж двигуна – від 900 доларів США.

Середня вартість одного літра дизельного палива на автозаправках України станом на 06.10.2017 року була 0,900 доларів США (24 грн. 13 коп.), вартість одного кубічного метра метану – 0,548 доларів США (14 грн. 68 коп.) або 60,8 % від вартості дизпалива, вартість пропан-бутанової суміші – 0,493 доларів США (13 грн. 22 коп.) або 54,8 % від вартості дизпалива. Тому, з врахуванням ряду інших переваг пропан-бутанових газових систем, переобладнання дизельних двигунів нафтогазової галузі на даний момент представляється більш доцільним на пропан-бутанову суміш.

Для прикладу проведемо розрахунок окупності для підйомної установки УПА-60/80 з максимальним навантаженням на гаку 800 кН на

**Таблиця 1 – Середня вартість палива на автозаправках України станом 06.10.2017 та співвідношення між витратою дизельного та газомоторних палив**

Функціонування переобладнаного двигуна на видах палива	Відносна витрата палива, %	Середня вартість палива на автозаправках станом 06.10.2017 р., доларів США / грн. (%)	Відносна вартість витраченого після конвертації газу у відношенні до вартості дизпалива, %
На дизпаливі до конвертації	100	0,900 / 24,13 (100)	100
На метані після конвертації, ГБО 1,2 покоління	105-110	0,548 / 14,68 (60,8)	63,84-66,88
На метані після конвертації, ГБО 4 покоління	100-105		60,8-63,84
На пропан-бутані після конвертації, ГБО 1,2 покоління	120-130	0,493 / 13,22 (54,8)	65,76-71,24
На пропан-бутані після конвертації, ГБО 4 покоління	110-120		60,28-65,76

**Таблиця 2 – Середня собівартість переобладнання дизельного двигуна в моногазовий**

Назва обладнання та робіт	Вартість, дол. США	Примітка
Газобалонне обладнання четвертого покоління, для восьмициліндрового двигуна, виробник – Італія, обладнання + монтаж	900	Газобалонне обладнання другого покоління, для чотирьохциліндрового двигуна італійського виробництва – 300 доларів США
Комплектуючі електронної цифрової системи запалювання для восьмициліндрового двигуна, монтаж системи запалювання та дефорсування для восьмициліндрового двигуна	1500	Комплектуючі системи запалення для чотирьохциліндрового двигуна, монтаж системи запалення та дефорсування для чотирьохциліндрового двигуна, орієнтовно – 1000 доларів США

шасі автомобіля КрАЗ-63221 із двигуном ЯМЗ-238. Згідно паспортних даних установки, вона споживає 0,05 кг/год·кН. Приймемо, що підйомна установка УПА-60/80 буде експлуатуватись при виконанні технологічних процесів з середнім навантаженням на гаку 600 кН, тоді витрата палива складе 30 кг/год. При середній густині дизельного палива 835 кг/м<sup>3</sup> витрата дизельного палива в літрах складе 35,92 л/год. Заокруглимо цю цифру до 36 л/год.

Одним з основних чинників, які впливають на економічну доцільність переобладнання дизельних двигунів нафтогазової галузі при їхньому переведенні на газомоторні палива є співвідношення між витратою дизельного та газового палив. Зазначене співвідношення між витратою дизельного та газомоторного палив залежить, в основному, від виду газового палива (стиснений природний газ або зріджена пропан-бутанова суміш) та покоління газобалонної апаратури. Авторами статті проведений аналіз відносних витрат газомоторних палив, усереднені результати якого наведені в таблиці 1. В зазначеній таблиці не наводяться дані по третьому та п'ятому поколіннях газобалонної апаратури. Це пов'язано з тим, що в даний момент третє покоління газобалонної апаратури вже фактично не встановлюється фірмами-установниками газобалонного обладнання, а п'яте покоління газобалонної апаратури ще на погляд авторів статті є не достатньо доведеним газобалонним обладнанням, а тому автори вважають монтаж п'ятого покоління газобалонної апаратури на сучасному етапі не виправданим з точки зору надійності.

Приймаємо, що конвертацію будемо здійснювати на пропан-бутанову газобалонну установку першого покоління. У середньому, згідно таблиці 1 приймаємо, що дизельний двигун ЯМЗ-238 при роботі на пропан-бутановій зрідженій суміші буде використовувати газомоторне паливо з розрахунку на один літр споживання дизельного палива в дизельному режимі до 1,25 літра пропан-бутанової суміші в газомоторному режимі. Згідно проведених розрахунків для підйомної установки УПА-60/80 на шасі автомобіля КрАЗ-63221 із двигуном ЯМЗ-238 з середнім навантаженням на гаку 600 кН витрата дизельного палива становить, в середньому, 36 л/год. Тоді після конвертації дизельного двигуна для роботи на пропан-бутановій суміші витрата газового палива складе 45 л/год.

При ціні одного літра дизельного палива (табл. 1) 0,90 доларів США (24,13 грн.), витрати на дизельне паливо на одну мотогодину роботи підйомної установки УПА-60/80 до конвертації складуть 32,42 доларів США (869 грн.), а після конвертації, при вартості одного літра пропану 0,493 доларів США (13,22 грн.), витрати на паливо на одну мотогодину роботи підйомної установки УПА-60/80 будуть становити 22,20 доларів США (595 грн.). Економія складе 10,22 доларів США на одну мотогодину роботи технологічної установки або 31,5 %.

Орієнтовна собівартість переобладнання наведена в табл. 2. В розрахунку для восьмициліндрового двигуна ЯМЗ-238 для монтажу обране газобалонне обладнання четвертого покоління італійського виробництва, як оптимальне з точки зору співвідношення ціна-якість.

Час роботи до окупності технологічної установки на шасі автомобіля КраЗ із двигуном ЯМЗ-238, згідно проведених розрахунків та собівартості конвертації при використанні газобалонного обладнання четвертого покоління (табл. 2), становить  $(1500+900)/10,22=234$  мотогодини або два-три місяці експлуатації УПА-60/80 з врахуванням часу на технічне обслуговування та ремонт установки.

При розрахунках економічної ефективності не враховувалась додаткова економія від збільшення ресурсу циліндропоршневої групи та зменшення витрат на мастильні матеріали.

Ресурс конвертованого двигуна дещо збільшиться оскільки:

- зростання тиску в циліндрах двигуна при згоранні газоповітряної суміші відбувається більш плавно, ніж для дизельного палива;

- ступінь стиснення газового двигуна менше, ніж у дизельного;

- газ майже не містить, на відміну від дизельного палива, сторонніх домішок.

Витрати на мастильні матеріали дещо зменшаться, оскільки газові двигуна менш вимогливі до якості моторних олів та допускають збільшені інтервали заміни. Крім того, якщо є можливість, бажано використовувати спеціальні моторні оливи типу Лукойл Еффорсе 4004 або ShellMysella LA SAE 40. Це не обов'язково, але з ними інтервали заміни моторних олів можна ще додатково збільшити.

Крім цього, необхідно зупинитись ще на деяких додаткових перевагах конвертованих на газове паливо дизельних двигунів:

- високий ресурс вихідного дизельного двигуна, призначеного для роботи з ступенем стиснення 14-22 і високе октанове число газового палива дозволяють використовувати ступінь стиснення конвертованого двигуна – 12-13, а тому переобладнанні на газ дизельні двигуни дозволяють зберегти заводську потужність, а в деяких випадках її можна і дещо збільшити;

- максимальна величина крутного моменту не зміниться і навіть може бути трохи збільшена. При цьому точка досягнення максимального крутного моменту зміститься у бік більш високих оборотів колінчастого вала двигуна;

- рівень шуму конвертованого дизельного двигуна знизиться на 10-15 Дб.

### Висновки

З наведених розрахунків можна зробити такі висновки.

З врахуванням динаміки цін в Україні на стиснений природний газ та зріджений пропан-бутан, зниження тривалості роботи техніки на одній заправці метаном у порівнянні з пропан-бутаном та інших чинників більш оптимальним для нафтогазової галузі України, на думку авторів, є конвертація дизельних двигунів на зріджену пропан-бутанову суміш.

При конвертації дизельних двигунів силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту на газомоторне паливо можна

знизити витрати на паливно-мастильні матеріали, в середньому, на 30-40 %.

Термін окупності при переобладнанні дизельних двигунів силових приводів бурових установок, технологічного устаткування та нафтогазового технологічного транспорту на газомоторне паливо буде складати близько двох-трьох місяців з врахуванням витрат часу на технічне обслуговування та ремонт установок.

При розрахунках економічної ефективності не враховувалась додаткова економія від збільшення ресурсу циліндропоршневої групи та зменшення витрат на мастильні матеріали, тому реальний термін окупності при переобладнанні дизельних двигунів нафтогазової галузі буде ще дещо менший.

### Література

1 Марков В.А. Работа дизелей на нетрадиционных топливах / В.А. Марков, А.И. Гайворонский, Л.В. Грехов. – М.: Изд-во «Легион-Автодата». – 2008. – 464 с.

2 Автомобиль-самосвал КамАЗ-65115-32 [Электронный ресурс]. – Электрон. текст. дан. – Режим доступа к источнику: <http://kamaz33.ru/motor-vehicle-kamaz/gazomotorne-avtomobili/avtomobili-samosval-na-metane/samosval-kamaz-65115-32.html>

3 Каталог продукции ООО „НЕФАЗ” [Электронный ресурс]. – Электрон. текст. дан. – Режим доступа к источнику: <http://www.nefaz.ru/products/buses/>

4 Выставка „Газ на транспорте-2015” (GasSuf-2015) [Электронный ресурс]. – Электрон. текст. дан. – Режим доступа к источнику: <http://rusautomobile.ru/2015/10/tri-v-odnom/>

5 Автокран КС-55713-5К-1 на метане. [Электронный ресурс]. – Электрон. текст. дан. – Режим доступа к источнику: [http://www.oaokaz.ru/catalog/Kranyi\\_na\\_gazotomornom\\_toplive\\_cory/KS-55713-5K-1\\_Na\\_metane/](http://www.oaokaz.ru/catalog/Kranyi_na_gazotomornom_toplive_cory/KS-55713-5K-1_Na_metane/)

6 Завод Коммаш. Комбинированная дорожная машина КО-829БГ [Электронный ресурс]. – Электрон. текст. дан. – Режим доступа к источнику: [https://www.kommash.ru/ru/catalogue/production/na\\_metane\\_kdm/ko\\_829bg/](https://www.kommash.ru/ru/catalogue/production/na_metane_kdm/ko_829bg/)

7 Автомобиль модели КраЗ-5401 [Электронный ресурс]. – Электрон. текст. дан. – Режим доступа к источнику: <https://mpark.pro/specialization/258-kraz-5401-skip-lift.html>

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
22.11.17

*Рекомендована до друку професором Артимом В.І. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук Скрипником В.С. (Надвірнянський коледж Національного транспортного університету, м. Надвірна)*

# Виробничий досвід

УДК 550.832

## ОСНОВНІ НАПРЯМКИ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ЗАВОДНЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ ЯК ОДНОГО З ПЕРСПЕКТИВНИХ ШЛЯХІВ ЇХ РОЗРОБКИ

Р.І. Нагорняк<sup>1</sup>, Я.М. Коваль<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НДПІ ПАТ “Укрнафта”; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний Бульвар, 2, тел. (03422) 46011, e-mail: RNahorniak@ndpi.ukrnafta.com

<sup>2</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123, e-mail: geophys@nung.edu.ua

Розробка родовищ шляхом заводнення є актуальним рішенням для більшості родовищ, що знаходяться на пізній стадії розробки, тому важливим питанням є вивчення шляхів обводнення, простеження руху флюїду в пласті та закономірності розповсюдження колекторів в межах родовища. Авторами роботи проведено аналіз чинників, від яких залежить ефективність заводнення, а саме: якість води, яку нагнітають в продуктивну товщу, ефективність методів дослідження інтервалів поглинання в зоні фільтра нагнітальної свердловини, ефективність дослідження шляхів розповсюдження реагента від нагнітальної свердловини до ряду видобувних свердловин та ін.

У статті проведено порівняльний аналіз існуючих фізико-хімічних вимог щодо норм води, яку нагнітають у пласт з метою підтримання пластового тиску з реальними показниками, отриманими в промислових умовах та запропоновано шляхи оптимізації і вирішення проблеми покращення якості реагента для закачування в нагнітальні та поглинальні свердловини.

Для дослідження інтервалів поступлення реагента в зоні фільтра нагнітальної свердловини запропоновано застосовувати комплексні методи геофізичних досліджень свердловин. Для визначення інтервалів прошарків, які приймають індикаторну рідину і збільшують достовірність контролю міжсвердловинної проникності при проходженні реагента, який нагнітають у пласт рекомендується використовувати динамічні характеристики теплового поля. Здійснювати порівняльний аналіз фільтраційної моделі продуктивної товщі з даними інтерпретації індикаторних досліджень, які проводились з метою вивчення неоднорідності порід та підвищення достовірності прийнятих рішень з метою застосування методів підвищення нафтовіддачі та робіт з інтенсифікації видобутку.

Ключові слова: свердловина, вода, дослідження, термометрія, індикаторні дослідження, заводнення, геофізичні дослідження свердловин, проникність.

Разработка месторождений путем заводнения является актуальным решением для большинства месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, поэтому важным вопросом является изучение путей обводнения, проследить движения флюида в пласте и закономерности распространения коллекторов в пределах месторождения. Авторами работы проведен анализ факторов, от которых зависит эффективность заводнения, а именно: качество воды которую нагнетают в продуктивную толщу, эффективность методов исследования интервалов поглощения в зоне фильтра нагнетательной скважины, эффективность исследования путей распространения реагента от нагнетательной скважины к ряду добывающих скважин и др.

В статье проведен сравнительный анализ существующих физико-химических требований норм воды, которую нагнетают в пласт с целью поддержания пластового давления с реальными показателями, полученных в промышленных условиях и предложены некоторые пути оптимизации та решения проблемы улучшения качества реагента для закачки в нагнетательные и поглощающие скважины.

Для исследования интервалов поступления реагента в зоне фильтра нагнетательной скважины предложено применять комплексные методы геофизических исследований скважин. Для определения интервалов слоев, которые принимают индикаторную жидкость и увеличивают достоверность контроля межскважинной проницаемости при прохождении реагента, который нагнетают в полосты рекомендуется использовать динамические характеристики теплового поля. Осуществляют сравнительный анализ

фльтрационной модели продуктивной толщи с данными интерпретации индикаторных исследований, которые проводились с целью изучения неоднородности пород и повышения достоверности принятых решений с целью применения методов повышения нефтеотдачи и работ по интенсификации добычи.

Ключевые слова: скважина, вода, исследования, термометрия, индикаторные исследования, заводнения, геофизические исследования скважин, проницаемость.

*The development of deposits by flooding is a current solution for most of the mature production fields. That is why the study of the ways of flooding, tracing of fluid motion in the reservoir and principles of reservoir distribution within the field is very important.*

*The analysis of the factors on which the flood efficiency depends, namely: the quality of water which is injected into the productive layer, the efficiency of the methods of researching the absorption intervals in the zone of the injection well, the efficiency of researching the ways of distributing the agent from the injection well to a number of mining wells, etc. has been conducted.*

*The article presents a comparative analysis of the existing physicochemical requirements concerning norms of water, which is injected into the formation for the purpose of maintenance of reservoir pressure with real indices obtained in industrial conditions. Moreover, some ways of optimization and improvement of the quality of the agent in the injection and absorption wells are proposed.*

*The complex geophysical logging techniques are proposed to be applied for studying the intervals of arrival of the agent to the zone of the injection well. To determine the intervals of the layers that accept the indicator liquid and increase the control of the inter-bore permeability during the passage of the agent, which is injected into the formation, it is recommended to use the dynamic characteristics of the thermal field. The comparative analysis of the filtration model of the productive strata with the analysis of the indicator studies, carried out to study the heterogeneity of the rocks and increase the reliability of the decisions taken in order to apply the enhanced oil recovery methods and production stimulation works has been conducted.*

Key words: well, water, research, thermometry, indicator studies, flooding, geophysical well logging, permeability.

**Вступ.** Видобуток вуглеводнів з покладів нафти і газу в Україні бере свій початок ще з XVIII століття, коли використовувався видобуток нафти колодязним способом. З того часу розвиток нафтогазової промисловості набрав великих обертів у всіх своїх аспектах. Здійснено колосальний науково-технічний прогрес, в геологічному плані розвідано тисячі квадратних кілометрів земних надр, розроблено велику кількість родовищ вуглеводнів задля забезпечення людства головним джерелом енергії.

Період найбільш інтенсивного видобутку вуглеводнів на теренах України, а саме в регіоні Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті та в Причорноморсько-Кримській нафтових зонах припадають на початок 70-х років. На даний момент, Україна належить до країн з дефіцитом власних природних ресурсів. За рахунок власного видобутку Україна забезпечує себе природним газом на 40 %, а нафтою на 15-20 % [1].

На сьогоднішній день ситуація в газонафтовидобувній галузі доволі складна, що, в першу чергу, пов'язано із значним скороченням об'ємів геологорозвідувальних робіт та буріння нафтогазових свердловин. Тому з кожним днем все актуальнішим постає питання детального контролю за розробкою та залучення і удосконалення вже існуючих методів інтенсифікації видобутку нафти і газу [2].

Українські нафтовидобувні компанії в реальному часі зустрічаються із серйозними проблемами в процесі контролю за розробкою та зберіганням вуглеводнів, оскільки експлуатація майже виснажених родовищ, не завжди дає можливість підтримувати приріст запасів, який компенсував би обсяги видобутку [1].

**Актуальність.** Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів з покладів нафти і газу було, і є актуальним питанням на сьогоднішній

день. Оскільки за останні декілька десятиліть фундаментальні фізичні основи методик інтенсифікації припливу не змінилися, тому їх удосконалення відбувається практично весь час. Головними методами підвищення продуктивності є: підтримування пластового тиску шляхом заводнення, кислотні обробки, теплові обробки, обробки поверхнево-активними речовинами (ПАР), гідророзрив пласта (ГРП), термогазохімічна дія та ін. [3].

Сучасна ситуація в галузі характеризується великою кількістю родовищ, на яких застосовується заводнення з метою підтримування пластового тиску з тих чи інших технологічних причин. Зокрема, велика кількість родовищ ПАТ "Укрнафта" знаходяться на пізній стадії розробки, яка характеризується виснаженням пластової енергії, падінням темпів видобутку та обводненням продукції свердловин.

У зв'язку з вищевказаним актуальним питанням сьогодення постає застосування нових технологій контролю за вилученням вуглеводнів, які б дали можливість збільшити нафтовіддачу пластів, що вже розробляють, та з яких традиційними методами видобути значну кількість залишкових запасів вуглеводнів вже неможливо [4].

**Аналіз результатів досліджень.** Як вище уже згадувалось на сьогоднішній день існує багато методів підвищення продуктивності пластів-колекторів, що знаходяться на пізній стадії розробки [5, 6, 7], а також рекомендацій щодо подальшого їх впровадження для збільшення ефективності розробки вітчизняних родовищ нафти. Аналіз основних методів підвищення нафтовилучення, які застосовуються на родовищах України, свідчить про значну їх ефективність. Так, автором роботи [7] запропоновано технологію підвищення нафтовилучення з використанням технології тампонування

**Таблиця 1 – Вимоги до якості фізико-хімічних показників вод**

Найменування показника якості води	Значення
1 Вміст завислих речовин, мг/дм <sup>3</sup> , не більше	50
2 Вміст нафтопродуктів, мг/дм <sup>3</sup> , не більше	30
3 Сумісність з породою покладу та пластовою водою	Повинні бути сумісні
4 Концентрація іонів водню (водневий показник), рН	Від 6 до 8
5 Коефіцієнт набухання пластових глин, не більше	0,2
6 Вміст тривалентного заліза, мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається
7 Вміст сірководню, мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається
8 Вміст кисню, мг/дм <sup>3</sup> , не більше	0,05
9 Наявність сульфат-відновлюючих бактерій	Не допускається
10 Корозійна агресивність, мм/рік, не більше	0,1

**Таблиця 2 – Допустимий вміст завислих речовин та нафтопродуктів у воді**

Тип колектора	Проникність, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Пористість, %	Вміст у воді, мг/дм <sup>3</sup> , не більше	
			завислих речовин	нафто-продуктів
Поровий	від 1 до 5	від 10 до 14	20	10
Поровий	від 5 до 50	від 12 до 21	30	15
Поровий	від 50 до 100	від 16 до 25	40	20
Тріщинувато-поровий	від 100 до 1000	від 16 до 23	50	30

високопроникних тріщин заводнюваного нафтового пласта та технології підтримування пластового тиску із застосуванням поверхнево-активних полімервмісних систем. В роботі [8] авторами пропонується, на прикладі Бугруватівського родовища, використовувати для заводнення полімерні розчини. Результати досліджень свідчать, що використання полімерних розчинів забезпечує збільшення коефіцієнта витіснення нафти на 8 %, у порівнянні із застосуванням пластової води в даній системі заводнення. Але все ж такі найбільш перспективним варіантом для підвищення продуктивності пластів-колекторів, що перебувають на пізній стадії розробки є застосування комплексних методів підвищення нафтогазовилучення.

**Дослідження.** Ефективність заводнення залежить від багатьох чинників. Головними з яких є:

- якість води, яка використовується для заводнення;
- дослідження інтервалів поступлення води в інтервалі перфорації нагнітальних свердловин;
- дослідження шляхів розповсюдження води, яку нагнітають, в продуктивній товщі.

Отже, для раціональної та найбільш ефективної розробки певного родовища шляхом заводнення, необхідно мати підготовлений згідно з існуючими нормами реагент, в нашому випадку воду; максимально достовірно дослідити інтервали приймальності в зоні фільтра свердловини; дослідити гідродинамічний зв'язок між нагнітальними і видобувними свердловинами, тобто шляхи витіснення вуглеводневої сировини в продуктивній товщі.

Підтримування пластового тиску шляхом заводнення потребує використання великих об'ємів якісної води. Вирішення проблеми водопостачання зводиться до пошуків надійного і багатого водою джерела з великою кількістю води (з оцінкою запасів і можливих витрат води), обґрунтування якості води і розробки технології її підготовки. Споживання становить 1,5-2 м<sup>3</sup> води на 1 тону видобутої нафти. Витрата закачуваної води визначається стадією розробки родовища.

При заводненні нафтових покладів використовують супутньо-пластові води, пластові води з водоносних горизонтів, нафтопромислові та прісні води відкритих природних водоймищ, які нагнітають у поклади через нагнітальні свердловини.

Якість води характеризується наявністю добрих нафтовитісняючих властивостей, малим вмістом механічних домішок і емульгованої нафти, відсутністю зниження проникності пласта (приймальності нагнітальних свердловин), а також відсутністю сірководню, діоксиду вуглецю, кисню, водоростей і мікроорганізмів.

На сьогоднішній день існують чіткі норми щодо фізико-хімічних показників вод, які використовуються при заводненні родовищ. Вимоги до якості фізико-хімічних показників вод наведені в таблиці 1 [9].

Допустимий вміст завислих речовин та нафтопродуктів у водах, в залежності від проникності і пористості покладів, наведено в таблиці 2 [9].

Однак, існуючі системи очищення та підготовки води не сприяють отриманню високоякісного реагента для витіснення вуглеводневої сировини з продуктивних покладів.

Таблиця 3 – Вміст завислих речовин і нафтопродуктів в системі підтримки пластового тиску родовища за даними НДПІ ПАТ "Укнафта"

Точка і місце відбору проб (прив'язка до місцевості)	Показники			
	Назва	Позначення одиниці вимірювання	Результат вимірювань	
			Згідно з СОУ	Факт
Установка попереднього скиду (УПС)	рН	од. рН	6-8	7,83
	Завислі речовини	мг/дм <sup>3</sup>	20	821,0
	Залізо III	мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається	1,043
	Нафтопродукти	мг/дм <sup>3</sup>	10	191,2
Перший підйом	рН	од. рН	6-8	4,48
	Завислі речовини	мг/дм <sup>3</sup>	20	–
	Залізо III	мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається	< 0,05*
	Нафтопродукти	мг/дм <sup>3</sup>	10	0,52
Після установки деемульсаційної обробки (УДО)	рН	од. рН	6-8	7,34
	Завислі речовини	мг/дм <sup>3</sup>	20	124,0
	Залізо III	мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається	3,14
	Нафтопродукти	мг/дм <sup>3</sup>	10	57,0
Амбар (підземний)	рН	од. рН	6-8	7,51
	Завислі речовини	мг/дм <sup>3</sup>	20	101,0
	Залізо III	мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається	5,22
	Нафтопродукти	мг/дм <sup>3</sup>	10	37,8
Кушова насосна станція (КНС) (після насоса)	рН	од. рН	6-8	7,54
	Завислі речовини	мг/дм <sup>3</sup>	20	53,0
	Залізо III	мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається	10,2
	Нафтопродукти	мг/дм <sup>3</sup>	10	17,5

Примітка: \* – вміст показника менший за мінімальне значення діапазону вимірювання даної методики

Спеціалістами НДПІ ПАТ "Укнафта" проведено дослідження проб води в деяких діючих системах підтримання пластового тиску (табл. 3). Як видно з таблиці, результати вимірювання на вміст нафтопродуктів, завислих речовин, заліза та інших компонентів значно перевищує допустимі норми, що, в свою чергу, негативно впливає на стан промислового обладнання та присвердловинну зону пласта. Розчинений у воді кисень спричиняє інтенсивну корозію металу і сприяє активному розвитку в пласті аеробних бактерій. Діоксид вуглецю знижує рН води і призводить до руйнування захисних окисних плівок на метали, а також до підсилення корозії устаткування. Сірководень, взаємодіючи із залізом, утворює тверді, виносимі потоком води, частинки сірчистого заліза, а за наявності кисню – сірчану кислоту. Він може утворюватися внаслідок відновлення сульфатів кальцію, що містяться у воді, вуглеводнями нафти з виділенням діоксиду вуглецю і у вигляді осаду карбонату кальцію. Наявність його в продукції видобувних свердловин призводить до підсилення корозії нафтовидобувного обладнання. Сульфатопоглинаючі і сульфатотворюючі бактерії спричиняють біокорозію металів. Вони можуть жити за рахунок розщеплення органічних та неорганічних речовин і розвиватися як за відсутності вільного кисню (анаеробні бактерії), так і за наявності розчиненого

у воді кисню (аеробні бактерії). Сульфатотворюючі бактерії здатні повністю відновлювати сульфати, які є у закачуваній воді, і утворювати до 100 мг/л сірководню.

Зниження проникності пласта можливе внаслідок набухання глин у прісних водах, хімічної несумісності за сольовим складом закачуваної води з пластовою, випадання різних осадів та ін. Механічні домішки, сполуки заліза (продукти корозії і сірчисте залізо), водорості і різноманітні мікроорганізми замулюють (кольматують) поверхню фільтрації, вилучають дрібнопористі шари з процесу витіснення.

Згідно результатів вимірювання видно (табл. 3), що вода на виході з кушової насосної станції (КНС), яку закачують в нагнітальну свердловину не відповідає вимогам. В першу чергу, це наявність 3-х валентного заліза, яке утворюється внаслідок взаємодії 2-х валентного з повітрям, що свідчить про недосконалість системи підготовки води. Позбутися 3-х валентного заліза пропонується шляхом пропускання через воду в амбарі повітря, внаслідок чого існуюче 2-х валентне залізо окислиться з наступним утворенням 3-х валентного та випаде в осад шляхом відстоювання води. Також, більш ретельне та довготривале відстоювання води допоможе в деякій степені покращити показники по вмісту завислих речовин та нафтопродуктів у підготовленій воді.

Отже, проаналізувавши сучасні особливості та недоліки систем підтримування пластового тиску, можна сказати, що існуюча ситуація потребує певних удосконалень та змін. З промислової практики відомо, що важливою проблемою з якою дуже часто зустрічаються в цехах підтримання пластового тиску є пориви водогонів від КНС до нагнітальних свердловин. Причиною цього є корозія металу. Ліквідація поривів веде за собою великі затрати людського та грошового ресурсу. Певною мірою покращити ситуацію могла б заміна водопроводів на сучасні металопластикові труби або металеві труби, внутрішня поверхня яких покрита спеціальним антикорозійним захисним покриттям, що в кінцевому результаті скоротило б витрати як на поточний ремонт водогонів, так і зменшення забруднення зони фільтра нагнітальної свердловини.

Після приведення води до відповідних норм та показників, наступним етапом є її закачування у продуктивні горизонти з метою підтримування пластового тиску.

Вивчаючи ситуацію в цілому, встановлено, що впродовж багатьох років нафтогазовидобувної діяльності на теренах України, основна увага сконцентрована на видобувних свердловинах. Тобто головні інвестиції на обладнання, капітальний ремонт, різні методи інтенсифікації припливу сконцентровані на видобувних свердловинах, як основному джерелі прибутку. Як було вище сказано, в умовах застосування заводнення з метою підтримування пластового тиску необхідно також скеровувати інженерний, фінансовий та науковий потенціал на нагнітальні свердловини, оскільки крім головної своєї функції витіснення вуглеводневої сировини, нафтогазовидобувні підприємства за допомогою даних свердловин фактично утилізують видобуту воду.

Отже, наступним, не менш важливим напрямком дослідження ефективності заводнення є вивчення інтервалів поступлення реагенту в зоні фільтра нагнітальної свердловини. Для вирішення даної задачі необхідно застосовувати комплексні методи геофізичних досліджень свердловин (гамма-картаж, локатор муфт, барометрія, термометрія, вологометрія, термокондуктивна витратометрія, резистивиметрія, механічна витратометрія). До основних задач, які необхідно вирішувати при дослідженні стовбура нагнітальних свердловин слід віднести:

- визначення загальної приймальності свердловини;
- визначення інтервалів поглинання;
- визначення профілю приймальності і експлуатаційних характеристик нагнітальних свердловин;
- визначення герметичності колони НКТ та пакера;
- виділення наявності заколонних або внутрішньо пластових перетоків.

Проведення комплексних геофізичних досліджень, зокрема в нагнітальних свердловинах, є фундаментальним процесом для здійснення якісного контролю за розробкою родо-

вищ. Використання термометрії, термодобітометрії та витратометрії дає можливість якісно оцінити інтервали поглинання. В промислових реаліях, через незадовільний технічний стан нагнітальних свердловин та ряд експлуатаційних особливостей вирішення даної задачі значно ускладнюється. Як було вище сказано, головним та першочерговим завданням по дослідженню нагнітальних свердловин є визначення ділянок поступлення води у продуктивну товщу в інтервалі перфорації. Тому, в більшості таких випадків обмежуються дослідженнями нагнітальних свердловин методом термометрії – глибинним термометром-манометром.

Для підвищення ефективності визначення локальних інтервалів поглинання в роботі [10] пропонується проводити дослідження температурного стану свердловини у динамічному режимі. Після припинення нагнітання реагенту у інтервалі пластів, де надходила рідина утворюється додаткова теплова енергія. При досягненні стану урівноваження температури у свердловині будуть виникати теплові аномалії. Покрівельні та непроникні пласти отримають теплову енергію тільки за рахунок води, яка знаходилась у стовбурі свердловини, тобто додаткової теплової енергії не отримали. За таких умов час урівноваження буде менший і частина щільних пластів швидше набуде температури середнього градієнта. При дослідженні температурної характеристики у динамічному режимі визначається точка, коли тепловий баланс у межах щільних порід відбувся, а для прониклих пластів характеризується більшим часом урівноваження. Аномалії будуть більш диференційованими у часі.

Теоретичне обґрунтування і аналіз результатів досліджень теплових аномалій з розповсюдження теплоти з пластів, які приймають нагнітальну рідину свідчать про реальну можливість використання динамічних характеристик теплового поля для визначення локальних інтервалів поступлення витісної вального реагенту в пласт. Особливо ефективно застосування розглянутого напрямку для дослідження продуктивних покладів, які представлені багатопластовими колекторами.

Після проведення дослідження та визначення конкретних інтервалів приймальності постає питання вивчення напрямків руху води яку закачують у продуктивні товщі. Промисловий досвід заводнення свідчить, що при нагнітанні води з метою підтримування пластового тиску, внаслідок неоднорідності продуктивного колектора по товщині і по латералі, має місце нерівномірне витіснення нафти за рахунок утворення промитих зон та зон не охоплених заводненням, а також випереджувальне переміщення води в різних за проникністю пластах. Поява води у нафті, навіть у великій кількості, не є показником вироблення запасів в зоні дренування експлуатаційної свердловини. В загальному випадку, навіть в однорідному пласті з достатньо великою вертикальною проникністю, спостерігається випереджальне обводнення в підшовенній частині та відставання його в по-



Для підвищення ефективності контролю за розробкою родовищ на яких здійснюється підтримання пластового тиску необхідно досліджувати петрофізичні зв'язки ємнісно-фільтраційних параметрів порід-колекторів, тобто будувати фільтраційну модель досліджуваної продуктивної товщі за даними геофізичних досліджень та робити порівняльний аналіз з даними інтерпретації індикаторних досліджень, що в свою чергу дозволить більш диференційовано вивчити неоднорідність порід та підвищити надійність прийнятих рішень по застосуванню методів підвищення нафтовіддачі та робіт з інтенсифікації видобутку.

### **Література**

1 Лысенко В. Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. – М.: Недра, 1991. – 296 с.

2 Дорошенко В. М. Основні напрямки вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / В. М. Дорошенко, Ю. О. Зарубін, В. П. Гришаненко, В.І. Прокопів, О. А. Швидкий // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №2. – С. 27-30.

3 Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

4 Федоришин Д. Д. Застосування індикаторних та геофізичних досліджень свердловин на родовищах, що розробляються з підтриманням пластового тиску / Д. Д. Федоришин, Р. І. Нагорняк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 3(48). – С. 77-83.

5 Чернов Б. О. Оцінка техніко-економічних показників сучасних методів підвищення проникності привибійної зони пласта та розробка технічних засобів інтенсифікації свердловин гідроакустичним методом / Б. О. Чернов, М. М. Западнюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 1(42). – С. 47-57.

6 Возний В. Р. Аналіз методів інтенсифікації припливу вуглеводнів на родовищах НГВУ «Бориславнафтогаз» і оцінка коефіцієнта нафтогазовилучення / В. Р. Возний, О.В. Дудра // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 1(46). – С. 215-225.

7 Купер І. М. Підвищення нафтовилучення на родовищах України / І. М. Купер // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 3(60). – С. 19-25.

8 Дорошенко В. М. Щодо впровадження полімерного заводнення на нафтових родовищах України / В. М. Дорошенко, В.І. Прокопів, М. І. Рудий, Р. Б. Щербій // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №3. – С. 29-33.

9 Свердловини на нафту і газ. Вода для заводнення нафтових покладів і повернення в підземні горизонти. Технічні вимоги: СОУ 09.1-00135390-150:2017. – [Чинний від 2017-04-01]. – ПАТ "Укнафта", 2017. – 41 с.

10 Нагорняк Р.І. Характеристика теплового поля нагнітальних свердловин при дослідженні обводнення продуктивних відкладів // Сборник научных трудов SWorld. – Івано: Маркова А. Д., 2014. – Выпуск 1. Том 32. – С. 21-26.

11 Сургучев М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин [и др.]. – М.: Недра, 1991. – 347 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
31.10.17*

*Рекомендована до друку  
професором Федоришином Д.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук Чорним О.М.  
(ГПУ «Львівгазвидобування», м. Львів)*

# Сертифікація, стандартизація, якість

УДК 620.179

## ОПТИМІЗАЦІЯ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ НИЗЬКОГО ТИСКУ З ВРАХУВАННЯМ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИРОДНОГО ГАЗУ

І.І. Височанський, Н.І. Чабан, С.О. Максим'юк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 506611,  
e-mail: chaban.n11@gmail.com

*Сучасні тенденції розвитку газової галузі України продукують покращення методик оцінки характеристик газотранспортних мереж на стадії їх розрахунку та експлуатації. Роботу націлено на оптимізацію гідравлічного розрахунку газових мереж низького та середнього тисків шляхом врахування питомої теплоты згорання природного газу, що протікає по них. В роботі представлений аналіз стандартів, що нормують метод розрахунку газових мереж на питання з'ясування можливих шляхів їх удосконалення. Також наведено методіку дослідження залежності параметрів мережі від фізичних та хімічних характеристик газу, що по ній протікає. Обґрунтовано доцільність врахування калорійності газу в гідравлічному розрахунку газової мережі.*

Ключові слова: газова мережа, гідравлічний розрахунок, питома теплота згорання газу.

*Современные тенденции развития газовой отрасли Украины производят улучшение методик оценки характеристик газотранспортных сетей на стадии их расчета и эксплуатации. Работа нацелена на оптимизацию гидравлического расчета газовых сетей низкого и среднего давления путем учета удельной теплоты сгорания природного газа, протекающего по ним. В работе представлен анализ стандартов, что нормируют метод расчета газовых сетей на вопрос выяснения возможных путей их совершенствования. Также приведена методика исследования зависимости параметров сети от физических и химических характеристик газа, что по ней протекает. Обоснована целесообразность учета калорийности газа в гидравлическом расчете газовой сети.*

Ключевые слова: газовая сеть, гидравлический расчет, удельная теплота сгорания газа.

*Current trends in the development of Ukraine's gas industry make improvements in the methods for assessing the characteristics of gas transmission networks at the stage of their calculation and operation. The work is aimed at optimizing the hydraulic calculation of gas networks of low and medium pressure by taking into account the specific heat of combustion of natural gas flowing through them. The paper presents an analysis of standards that limit the method of calculating gas networks to the question of finding out possible ways to improve them. Also, a technique is given to investigate the dependence of the network parameters on the physical and chemical characteristics of the gas flowing through it. The advantages of taking into account the calorific value of gas in the hydraulic calculation of the gas network are justified.*

Keywords: gas network, hydraulic calculation, specific heat of gas combustion.

### Вступ

Сучасні системи газопостачання природним газом міст, областей, селищ і промислових підприємств являють собою складний взаємозалежний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій, проміжних регуляторних пунктів, газорозподільних пунктів і установок, устаткування газових мереж, систем очищення та одоризації газу, систем зв'язку і приладів обліку споживання природного газу.

Основним нормативним документом, що регламентує розрахункові витрати газу для різних категорій споживачів є Державні будівельні норми України ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання. Процеси проектування та експлуатації систем газопостачання населених пунктів базуються на результатах гідравлічних розрахунків ділянок газових мереж, що нормуються цим стандартом.

На даний час при сучасному рівні розвитку технологій проектування та експлуатації систем газопостачання населених пунктів, що супроводжується тенденцією ускладнення структури газових мереж, важливе значення має удосконалення існуючих методів і алгоритмів гідравлічних розрахунків газових мереж. Важливим елементом є удосконалення методів розрахунку систем газопостачання шляхом використання більш точних математичних моделей.

#### **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій**

В тематичних наукових працях більшість науковців говорять про те, що один з основних шляхів розвитку газотранспортної галузі є розроблення технічних рішень, які пов'язані із покращенням апарату гідравлічного розрахунку газових мереж. Проаналізувавши закордонні та вітчизняні літературні джерела, можна сказати, що переважна більшість вітчизняних та зарубіжних робіт, присвячених дослідженням способів актуалізації методик гідравлічного розрахунку газових мереж, стосується, здебільшого, магістральних газотранспортних систем і акцентується увагою на удосконаленні розрахунку шляхом врахування особливих параметрів мережі транспортування та розподілу газу.

У роботах [1,2] доведено необхідність урахування впливу профілю траси на пропускну здатність і загальну енерговитратність газових мереж низького тиску довільної структури та запропоновано математичні моделі для урахування зазначеного чинника. Одержані результати стосуються як сталевих, так і поліетиленових газових мереж. У роботі [3] за результатами експериментальних досліджень запропоновано математичні моделі для коефіцієнта гідравлічного опору поліетиленових газових мереж низького і середнього тисків для різних режимів руху у повному діапазоні зміни витрат газу. У роботі [4] проаналізовано наявні методики прогнозування розподілу газу в системах газопостачання та розроблено пропозиції і рекомендації щодо методів їх уточнення на ділянках газової мережі низького та середнього тисків населених пунктів.

В роботі [5] поліпшення оригінального методу гідравлічного розрахунку петельно-подібних газорозподільних мереж Харді Кроса пропонується виконати шляхом введення впливу суміжних контурів в матриці Якубі, яке використовується при обчисленні, що зменшує необхідну кількість ітерацій в розрахунках. У роботі [6] вирішено рівняння вузла замість циклічних рівнянь за допомогою методу Ньютона-Рафсона шляхом обчислення вузлових характеристик що дають можливість обчислювати витрати каналів. У роботі [7] показано порівняння ряду ітеративних методів гідравлічного розв'язку трубопроводних мереж, таких як Харді Крос, модифікований Харді Крос, метод вузлів-циклів, метод модифікованого вузла та метод М. М. Андрійшева.

#### **Актуальність роботи**

В умовах глобалізації світового ринку проблема якості продукції, зокрема стратегічної, стає все більш актуальною, оскільки лише високоякісна продукція може бути конкурентоспроможною.

Природний газ, який є високоенергоємною та хімічно цінною сировиною, поза всяким сумнівом відноситься до стратегічних видів продукції, що зумовило широке використання його як у побуті, так і в багатьох галузях промисловості. Зокрема, найбільшою сферою використання природного газу є промислове та комунально-побутове господарство, тобто використання газу як енергоносія.

Енергетична та хімічна цінність газу спричинила велику увагу до нього як до об'єкта дослідження спеціалістів різних профілів.

Українська мережа видобування, транспортування та розподілу природного газу є складною системою, що включає близько 10 тис. фізичних точок входу та виходу. Кожна з 3,9 тис. свердловин, що розміщуються на території країни, генерує в цю мережу енергоресурс різної якості. На території держави розміщуються 12 підземних газосховищ, де газ змінює свої фізичні і хімічні параметри. Більше того, наша країна виступає на міжнародному ринку газу як його імпортером, так і виробником, що спричинює змішування природного газу на локальному рівні країни зі зразками енергоресурсу, видобутого в межах всього світу. В умовах такої мережі, природний газ в різних точках розподільчої системи матиме різні параметри якості. Проте розрахунки газових мереж, згідно чинних норм, не враховують один з основних енергетичних параметрів якості природного газу – його питому теплоту згорання.

Отже, набуває актуальності питання врахування особливостей впливу енергетичних параметрів природного газу на розрахунки газотранспортних та газорозподільчих мереж, по яких він постачається споживачу.

#### **Формулювання цілей статті**

1. Детальне дослідження чинної методики проектування газових мереж, що нормується ДБН В.2.5-20-2001, на питання можливих шляхів її удосконалення, враховуючи сучасні тенденції розвитку галузі.

2. Дослідження впливу зміни енергетичних параметрів природного газу, а саме питомої теплоти його згорання на параметри кінцевих споживачів мережі.

3. Аналіз отриманих параметрів мережі на питання доцільності заміни діаметрів трубопроводів газових мереж при зміні калорійності газу, що по них протікає.

#### **Висвітлення основного матеріалу**

Природний газ є сировиною для хімічної промисловості, а також енергоносієм для промислових, комерційних та побутових споживачів. Газ передається від джерела до установки споживача мережею трубопроводів газотранс-

портних та газорозподільчих систем різних тисків.

До мереж газопостачання низького тиску відносяться газопроводи, в яких надлишковий тиск не перевищує 5000 Па [8]. Для елементів систем газопостачання житлового сектора населених пунктів надлишковий тиск не перевищує 3000 Па. Такі значення тисків мало відрізняються від атмосферного, що визначає особливості розрахунку та експлуатації мереж газопостачання низького тиску. Мережі газопостачання низького тиску характеризуються невеликими втратами тиску по довжині, а отже, і незначними змінами густини газу. Тому при гідравлічному розрахунку мереж газопостачання низького тиску густину газу приймають постійною величиною, рівною середньому значенню для умов транспортування.

Гідравлічні розрахунки газових мереж виконуються з метою:

- визначення необхідних діаметрів газопроводів, що проектуються;
- перевірки можливості та умов підключення нових абонентів;
- перевірки пропускної здатності діючих газових мереж при певних робочих тисках на джерелах;
- коректного підбору обладнання на джерелах (ГТРП, ГРПБ, ГРП, ШРП);
- визначення мінімально-допустимого значення робочого тиску на виході з джерела.

На даний час гідравлічні розрахунки газових мереж низького тиску проводяться за методикою, рекомендованою ДБН В.2.5-20-2001 [9]. Проводячи аналіз даного документу слід зауважити, що в методику гідравлічного розрахунку, нормовану стандартом, введено низку припущень, а саме:

- фізичні властивості газу беруться за нормальних умов (при температурі 0 °С та тиску 0,10132 МПа);
- витрата газу зводиться до нормальних умов (при температурі 0 °С та тиску 0,10132 МПа);
- коефіцієнт гідравлічного опору при турбулентному режимі незалежно від зони тертя і матеріалу труб обчислюється за формулою Альтшуля;
- не враховуються втрати енергії на подолання різниці геодезичних позначок точок траси;
- не враховують реальних властивостей газу — коефіцієнт стисливості газу для мереж низького тиску вважають рівним одиниці.

Також, при проектуванні системи газопостачання населених пунктів, згідно даного стандарту, обов'язковим розділом є визначення річних і максимальних годинних витрат газу всіма його споживачами. За максимальними годинними витратами виконуються всі гідравлічні розрахунки мереж газопостачання високого, середнього та низького тисків, підбираються регулювальні пристрої на газорегуляторних пунктах і газорозподільних станціях. Розрахунок річних і максимальних годинних витрат газу необхідно виконувати згідно з чинними нормативними документами, враховуючи

норми витрати теплоти (газу). Норми витрати теплоти (газу) – це усереднені величини, що одержані на основі аналізу даних експлуатації існуючих систем газопостачання населених пунктів.

У разі відсутності газових лічильників, норми споживання природного газу населенням затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 8 червня 1996 року, №619. Ряд змін і доповнень до зазначених норм були внесені низкою постанов Кабінету Міністрів України від 8 червня 1998 року №822, від 21 червня 2001 року №670 та від 29 жовтня 2002 року №1632. У зазначених постановках Кабінету Міністрів України, присвячених нормуванню споживання природного газу населення у разі відсутності лічильників газу, передбачено, що до опалювальної площі належить загальна площа квартири (будинку) без урахування площі лоджій, балконів, терас. З опалювальної площі також вилучається площа приміщень, у яких відсутні тепловіддавальні поверхні та які безпосередньо не з'єднані з опалювальними приміщеннями дверними та іншими отворами.

Згідно стандарту, під час нарахування плати за природний газ, використаний на індивідуальне опалення, приймається норма опалювальної площі 21 м<sup>2</sup> на наймача або власника житла і кожного члена сім'ї, та додатково 10,5 м<sup>2</sup> на сім'ю. За надлишок опалювальної площі понад зазначену норму (крім однокімнатних квартир) плата за природний газ встановлюється у розмірі 1,3 тарифу. Ця норма не поширюється на самотніх непрацездатних громадян і сім'ї, що складаються лише з непрацездатних осіб.

Виходячи із вище сказаного, можна зробити висновок, що даний стандарт [9] затверджує також завищені норми річної потреби природного газу на побутові потреби для однієї людини.

Використання наведених вище припущень в стандартах, що нормують методику розрахунку газових мереж погіршують точність прогнозування їх пропускної здатності та енерговитратності, що здорожчує проекти газифікації населених пунктів, зменшує ступінь надійності функціонування систем газопостачання, а в деяких випадках може призвести й до виникнення аварійних ситуацій. В таких умовах, набуває актуальності задача аналізу можливостей удосконалення математичного апарату розрахунку газових мереж середнього та низького тисків України.

В Україні, за даними НКРЕКП, в 2016 році налічувалося близько 200 постачальників природного газу. Одночасно, в минулому році імпорт даного енергоресурсу склав 11,08 млрд. м<sup>3</sup>. Незважаючи на одну і ту ж назву «природний газ», його склад і в результаті його фізичні і хімічні параметри різні й залежать від типів джерел, з яких вони добуваються.

Основним показником якості природного газу є питома теплота згоряння, тобто кількість теплоти, виділена під час повного згоряння одиниці об'єму сухого газу, виміряного за стандартних умов. Теплота згоряння природного

газу також є і показником призначення, оскільки газ використовують для виділення з нього тепла при спалюванні. Обчислювання теплової енергії базовано на окремому вимірюванні маси або об'єму пропущеного газу та на його вимірюванню чи обчисленню значенні теплоти згорання.

Одними з вхідних параметрів при проектуванні газових мереж середнього та низького тиску є фізико-хімічні властивості природного газу, для протікання якого проектується мережа [10]. Дані характеристики природного газу отримуються шляхом проведення хроматографічного аналізу. Недоліком даного методу є дороговартість та тривалий термін одержання результатів. Проте, дедалі більшої актуалізації набуває так званий, експрес-метод оцінки фізичних характеристик газу, в основі якого лежить кореляційна залежність теплоти згорання газу від швидкості проходження в ньому звукової хвилі та вмісту діоксиду вуглецю.

Враховуючи, що сучасні вимоги та кодекси ГРМ та ГТС диктують стислі терміни для прийняття інженерно-технічних рішень при підключенні нових споживачів, актуальним завданням є доопрацювання математичної бази розрахунку газових мереж середнього та низького тиску з вхідними даними, що включають питому теплоту згорання природного газу замість використання в розрахунках його компонентного складу.

Необхідно зазначити, на правовому рівні в Україні, питання врахування питомої теплоти згорання природного газу для розрахунків газових мереж регламентується в [11-14]:

- Постанові Кабінету Міністрів України «Про затвердження Правил надання населенню послуг з газопостачання» № 2246 від 9.12.1999 року;

- Постанові Національної комісії регулювання електроенергетики України «Про затвердження Порядку відшкодування збитків, завданих споживачеві природного газу внаслідок порушення газопостачальною або газотранспортною організацією Правил надання населенню послуг з газопостачання» № 476, від 29.05.2003 року;

- Законі України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» від 15.12.2010 року № 2787-VI;

- ДСТУ ISO15112:2010 Природний газ. Визначення енергії.

Для з'ясування величини впливу питомої теплоти згорання природного газу на можливі зміни діаметрів трубопроводів газової мережі, по якій він протікає, запропоновано провести дослідження впливу зміни калорійності природного газу на параметри газової мережі для її кінцевих споживачів.

Для дослідження, запропоновано обрати 3 типи мереж – однолінійну та розгалужену з малим та великим ступенем поділу. В ході дослідження запропоновано змінювати теплоємність газу від нижнього дозволеного показника (7600 ккал) до найвищого зареєстрованого в Івано-

Франківській області, при цьому реєструвати значення тисків у кінцевих споживачів мереж. Після, здійснити аналіз отриманих параметрів мережі на питання доцільності заміни діаметрів трубопроводів газових мереж при зміні калорійності газу, що по них протікає.

Таке дослідження вирішено провести на базі спеціалізованого програмного продукту, одного з лідерів на світовому ринку спеціалізованих комп'ютерних програм з виконання гідравлічних розрахунків газових мереж всіх категорій - SIMONE 6.1, Чехія. Програма використовує загальноєвропейські норми щодо послідовності та ходу гідравлічного розрахунку. Програмний продукт «Simone» вирішує дуже широкий спектр задач:

1. Моделювання системи газопостачання:  
- магістральних, міжміських, міських, сільських, вуличних (різних категорій – МГ, Г4, Г3, Г2, Г1);

- з застосуванням сталевих та ПЕ-труб;  
- з великою кількістю споживачів, кілець, джерел;

- для різних газів (з різними фізико-хімічними характеристиками).

2. Моделювання статичних та динамічних систем (з плином часу).

Статичні сценарії – це звичні нам гідравлічні розрахунки системи газопостачання при максимальних годинних витратах газу.

Динамічні сценарії – це моделювання подій у часі – наприклад зміна тисків на джерелах в певний час доби, зміна витрати на споживачах у часі (профіль споживача).

3. Моделювання різних подій – аварійних поривів, підключення або відключення споживачів у часі, підключення або відключення джерел у часі, зміни діаметрів труб (перекладки).

4. Аналіз системи газопостачання за пропускну здатністю, тисками, швидкостями газових потоків.

Виконання гідравлічного розрахунку газових мереж є достатньо громіздким процесом, тому в межах запропонованого дослідження, використання даної програми дозволило проаналізувати мережі газопостачання за пропускну здатністю, тисками, швидкостями газових потоків під час їх моделювання зі зміною калорійності природного газу за короткий термін часу.

Вхідним параметром для розрахунку мережі в програмному продукті є не питома теплота згорання природного газу, а його компонентний склад. Визначення питомої теплоти згорання газу програмний продукт здійснює за табличними значеннями теплоти згорання окремих компонентів газу та об'ємними частками цих компонентів, введених у програмне вікно. Тому, перед виконанням дослідження, постало завдання вибору достовірних компонентних складів газів різної калорійності. В ході вибору було виявлено, що для зменшення спотворення результатів дослідження різницею властивостей (густина, динамічна в'язкість) різномірних компонентів газу (вода, алкани та інші гази такі, як вуглекислий газ, азот) слід

змінювати компонентний склад газу тільки в межах карбоновмісних сполук.

Аналіз теплоти згорання природного газу Івано-Франківської області на питання визначення найбільшого та найменшого її значення проводився за середньомісячною питомою теплотою згорання природного газу для кожного ГРС в області за 2017 рік. Ці дані отримані із сертифікатів якості природного газу на сайті Регіональної газової компанії «Івано-Франківськгаз» ([www.if.104.ua](http://www.if.104.ua)). Найвище зареєстроване значення відповідає ГРС Битків у травні 2017 року і становить 42,7 МДж/м<sup>3</sup>. Найнижче зареєстроване значення відповідає ГРС Росільна у січні 2017 року і складає 39,8 МДж/м<sup>3</sup>.

В якості мережі з високим рівнем розгалуження використано неіснуючу змодельовану мережу з багатьма гілками та розгалуженнями. Мережею з низьким рівнем розгалуження є існуюча мережі газопостачання низького тиску від ГРС Битків в Івано-Франківській області. В ході дослідження однолінійна мережа не використовувалася.

Компонентний склад низькокалорійного газу, що вводився в програму відображено на рисунку 1.

Компонентний склад висококалорійного газу, що вводився в програму відображено на рисунку 2.

Свойства газа			
	Единица	Описание	По умолчанию
R	[кг/м3]	R	0.7175
CV	[МДж/м3]	CV	39.8309
TC	[K]	TC	190.5550
PC	[бар]	PC	45.9880
ACF		ACF	0.0115
CP0A		CP0A	32.5580
CP0B		CP0B	-0.0141
CP0C		CP0C	0.0001
XC1	%mol	Метан	100
XN2	%mol	Азот	0.000
XCO2	%mol	ий газ (Двуокись углерода)	0.000
XC2	%mol	Этан	0
XC3	%mol	Пропан	0
XH2O	%mol	Вода	0.000
XH2S	%mol	Сероводород	0.000
XH2	%mol	Водород	0.000
XCO	%mol	Окись углерода	0.000
XO2	%mol	Кислород	0.000
XIC4	%mol	iso-Бутан	0.000
XNC4	%mol	n-Бутан	0.000
XIC5	%mol	iso-Пентан	0.000
XNC5	%mol	n-Пентан	0.000
XC6	%mol	n-Гексан	0.000
XC7	%mol	n-Гептан	0.000
XC8	%mol	n-Октан	0.000
XC9	%mol	n-Нонан	0.000
XC10	%mol	n-Декан	0.000
XHE	%mol	Гелий	0.000
XAR	%mol	Аргон	100
Сумма			

Рисунок 1 – Компонентний склад низькокалорійного газу

Свойства газа			
	Единица	Описание	По умолчанию
R	[кг/м3]	R	0.7775
CV	[МДж/м3]	CV	42.6936
TC	[K]	TC	200.9933
PC	[бар]	PC	46.1640
ACF		ACF	0.0188
CP0A		CP0A	31.8440
CP0B		CP0B	-0.0056
CP0C		CP0C	0.0001
XC1	%mol	Метан	91.500
XN2	%mol	Азот	0.000
XCO2	%mol	ий газ (Двуокись углерода)	0.000
XC2	%mol	Этан	7.500
XC3	%mol	Пропан	1.000
XH2O	%mol	Вода	0.000
XH2S	%mol	Сероводород	0.000
XH2	%mol	Водород	0.000
XCO	%mol	Окись углерода	0.000
XO2	%mol	Кислород	0.000
XIC4	%mol	iso-Бутан	0.000
XNC4	%mol	n-Бутан	0.000
XIC5	%mol	iso-Пентан	0.000
XNC5	%mol	n-Пентан	0.000
XC6	%mol	n-Гексан	0.000
XC7	%mol	n-Гептан	0.000
XC8	%mol	n-Октан	0.000
XC9	%mol	n-Нонан	0.000
XC10	%mol	n-Декан	0.000
XHE	%mol	Гелий	0.000
XAR	%mol	Аргон	100
Сумма			

Рисунок 2 – Компонентний склад висококалорійного газу

Результат моделювання низькорозгалуженої мережі з низькокалорійним газом на базі програмного забезпечення SIMONE 6.1 відображено на рисунку 3. Тиск на ГРС (вхідній точці мережі) рівний 2,8 кПа. За умов, в яких моделюється мережа, тиск в кінцевого споживача складає 2,53 кПа.

Результат моделювання мережі з низьким рівнем розгалуження з висококалорійним газом на базі програмного забезпечення SIMONE 6.1 відображено на рисунку 4. Тиск на ГРС (вхідній точці мережі) рівний 2,8 кПа. За умов, в яких моделюється мережа, тиск у кінцевого споживача становить 2,52 кПа.

Результат моделювання мережі з високим рівнем розгалуження з низькокалорійним газом на базі програмного забезпечення SIMONE 6.1 відображено на рисунку 5. Тиск на вхідних точках мережі рівний 3 кПа. За умов, в яких моделюється мережа, тиск у кінцевого споживача 2,05 кПа.

Результат моделювання мережі з високим рівнем розгалуження з висококалорійним газом на базі програмного забезпечення SIMONE 6.1 відображено на рисунку 6. Тиск на вхідних точках мережі рівний 3 кПа. За умов, в яких моделюється мережа, тиск у кінцевого споживача 1,99 кПа.

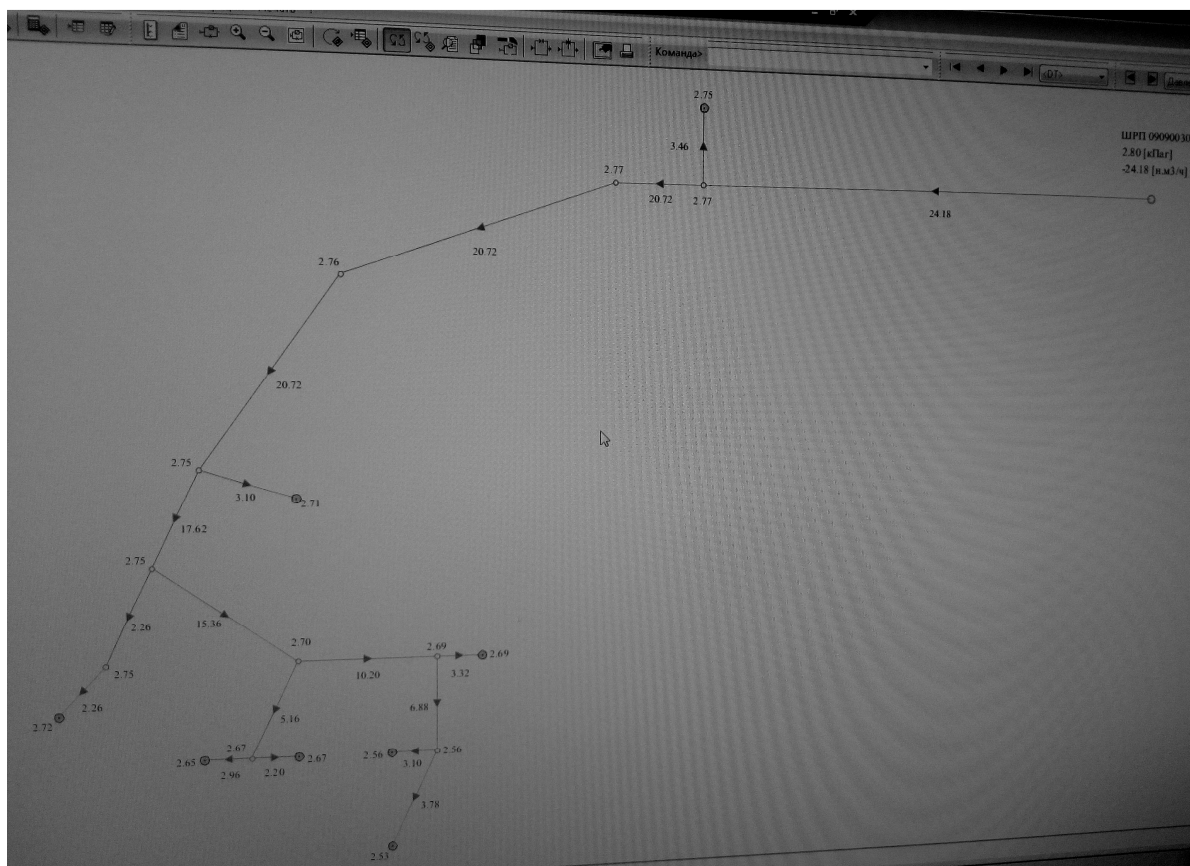


Рисунок 3 – Параметри мережі з низьким рівнем розгалуження при моделюванні з використанням низькокалорійного газу

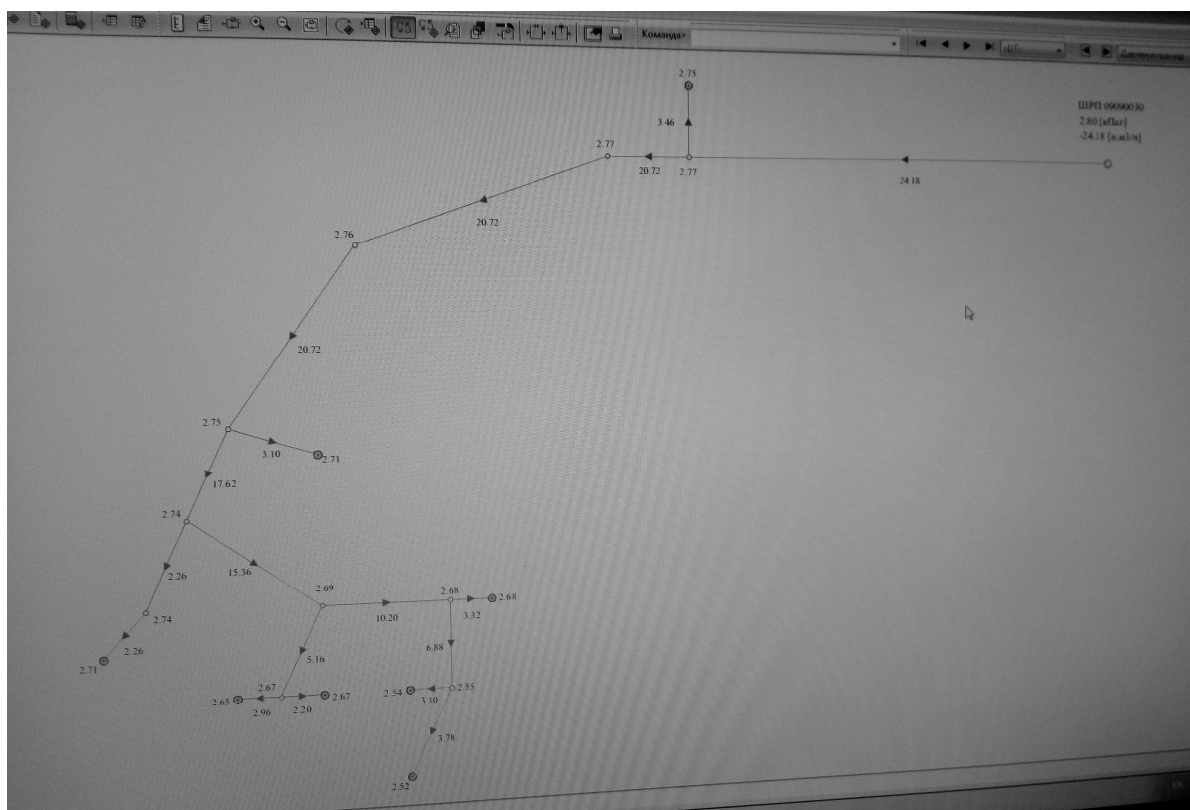


Рисунок 4 – Параметри мережі з низьким рівнем розгалуження при моделюванні з використанням висококалорійного газу

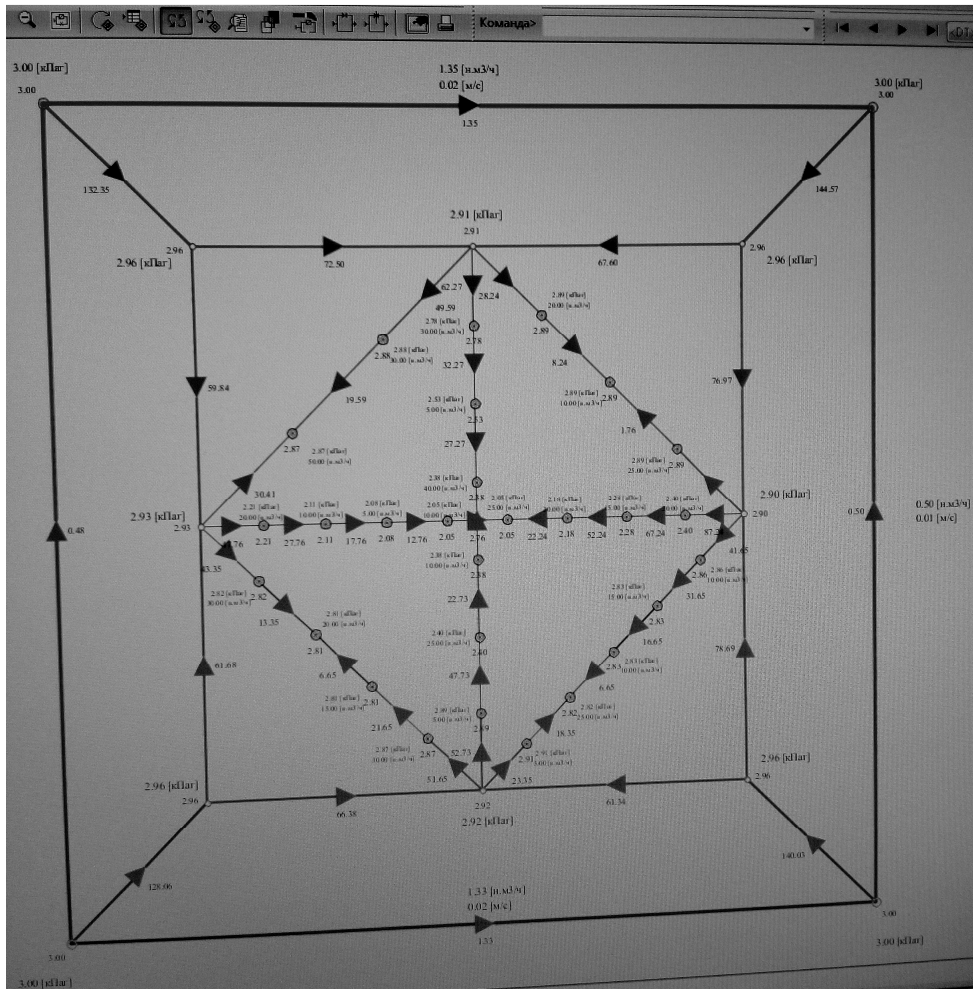


Рисунок 5 – Параметри мережі з високим рівнем розгалуження при моделюванні з використанням низькокалорійного газу

Проаналізувавши отримані результати слід зазначити, що з підвищенням питомої теплоти згорання газу, тиски в кінцевих споживачів газової мережі зменшуються. При чому, в більш розгалуженій мережі даний процес проявляється яскравіше. Така залежність пояснюється тим, що при підвищенні калорійності газу, підвищується вміст у складі газу сполук з більшою карбоновмісткістю, які мають вищу густину. Підвищення рівня густини газу є причиною підвищення гідравлічного опору проходження енергоносія по мережі, що спричиняє падіння тиску в її кінцевих споживачах. Отже, приймаючи до уваги результати дослідження, при розрахунку газорозподільчої мережі з врахуванням низькокалорійного газу слід обирати менші діаметри трубопроводів, враховуючи, що тиск на кінцевих споживачах вищий, а для висококалорійного газу – більші діаметри трубопроводів, оскільки тиск біля споживачів нижчий.

### Висновки

Проведені в роботі дослідження свідчать, що наявні на сьогодні норми щодо методу гідравлічного розрахунку газових мережах низького та середнього тиску не достовірно описують наявні газодинамічні процеси, що при-

зводить до недостовірності їх результатів проектних та експлуатаційних розрахунків.

Отримана в результаті дослідження обернено пропорційна залежність між питомою тепловою згорання газу та тиском на кінцевих споживачах газових мереж є підставою для врахування калорійності газу в її гідравлічному розрахунку. Тому вважаємо за доцільне увести корективи в державні та галузеві нормативні документи щодо прогнозування параметрів газотранспортної мережі на етапі гідравлічного розрахунку.

### Література

1 Ксенич А.І. Урахування впливу профілю траси на результати гідравлічних розрахунків газових мереж населених пунктів / А.І. Ксенич, М.Д. Середюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №1(34). – С. 138–143.

2 Середюк М.Д. Використання барометричної формули для врахування впливу профілю траси на результати гідравлічних розрахунків газових мереж / М.Д. Середюк, А.І. Ксенич // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2010. – № 3(25). – С. 97–101.

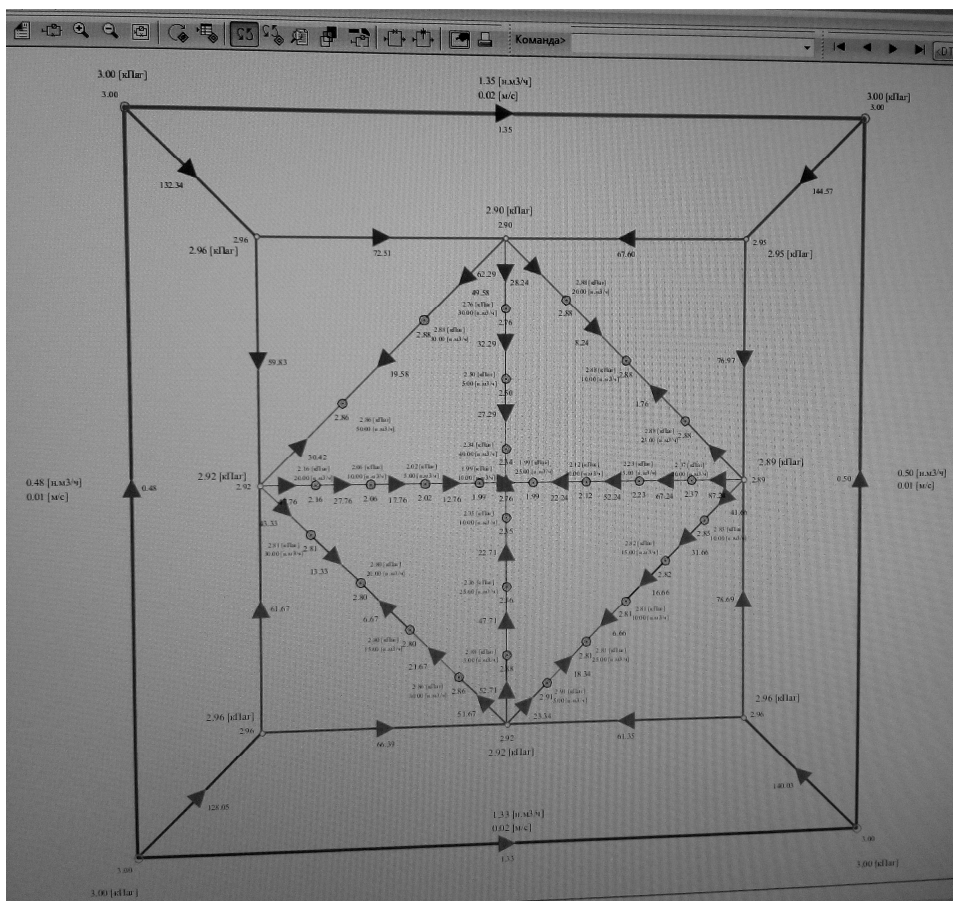


Рисунок 6 – Параметри мережі з високим рівнем розгалуження при моделюванні з використанням висококалорійного газу

3 Ксеніч А.І. Результати експериментальних досліджень гідравлічної енерговитратності поліетиленових газопроводів низького тиску / А.І. Ксеніч, М.Д. Середюк // Нафтогазова енергетика. – 2011. – №2(15). – С. 57–60.

4 Ксеніч А. І. Метод уточнення технологічних параметрів розподілу газу в газових мережах населених пунктів / А. І. Ксеніч // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2014. – № 1. – С. 131-139.

5 BRKIC, Dejan. An improvement of Hardy Cross method applied on looped spatial natural gas distribution networks. Applied energy, 2009, 86.7: 1290-1300.

6 Shamir U, Howard CDD. Water distribution systems analysis. J Hydraul Div Am Soc Civ Eng 1968;94:219–34.

7 BRKIC, Dejan. Iterative methods for looped network pipeline calculation. Water resources management, 2011, 25.12: 2951-2987.

8 Гончарук М.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України / Гончарук М.І., Середюк М.Д., Шелудченко В.І. – Івано-Франківськ: Сімик, 2006. – 1314 с.

9 ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання

10 Середюк М.Д. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів: [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / М.Д. Середюк, В.Я. Малик, В.Т. Болонний. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 436 с.

11 Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Правил надання населенню послуг з газопостачання» № 2246 від 9.12.1999 року.

12 Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України «Про затвердження Порядку відшкодування збитків, завданих споживачеві природного газу внаслідок порушення газопостачальною або газотранспортною організацією Правил надання населенню послуг з газопостачання» № 476, від 29.05.2003 року.

13 Закон України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» від 15.12.2010 року № 2787-VI.

14 ДСТУ ISO15112:2010 Природний газ. Визначення енергії.

Стаття надійшла до редакційної колегії 29.11.17

Рекомендована до друку професором **Карнашем О.М.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором **Петришиним І.С.** (ДП «Івано-Франківськстандартметрологія», м. Івано-Франківськ)

## АНАЛІЗ ОРГАНІЗАЦІЙНИХ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ НА ОБ'ЄКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

М.О. Карнаш<sup>1</sup>, М.Б. Слободян<sup>2</sup>, І.В. Рибіцький<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 506611, e-mail: chaban.n11@gmail.com

<sup>2</sup> ПАТ «Прикарпаттрансгаз»; 76018, м. Івано-Франківськ, вул. Незалежності, 48, тел. (0342) 750923, e-mail: p-office@utg.ua

*Розглянуто та проаналізовано вимоги до основних нормативних документів, що діють у ПАТ «Укртрансгаз» і регламентують діяльність у сфері енергоефективності. Подано процедуру впровадження енергозберігаючих заходів та контроль за їх виконанням. Проведено аналіз планових та фактичних показників економії паливно-енергетичних ресурсів.*

Ключові слова: енергоефективність, газотранспортна система, паливно-енергетичні ресурси, енергозбереження.

*Rassмотрены и проанализированы требования основных нормативных документов, действующих в ОАО «Укртрансгаз» и регламентируют деятельность в сфере энергоэффективности. Представлена процедура внедрения энергосберегающих мероприятий и контроль за их выполнением. Проведен анализ плановых и фактических показателей экономии топливно-энергетических ресурсов.*

Ключевые слова: энергоэффективность, газотранспортная система, топливно-энергетические ресурсы, энергосбережение.

*The requirements of the main regulatory documents in "Ukrtransgas" and regulating activities in the sphere of energy efficiency are considered and analyzed. The procedure for implementation of energy saving measures and control over their implementation are presented. The analysis of the planned and actual indicators of fuel and energy resources saving has been carried out.*

Keywords: energy efficiency, gas transport system, fuel and energy resources, energy savings.

### Вступ

На сьогодні підвищення ефективності використання енергії є одним із пріоритетних напрямків науки та техніки. Особливої актуальності цей напрямок набуває в такій галузі народного господарства, як паливно-енергетичний комплекс України.

В сучасному світі стабільнофункціонуюча енергетична галузь та надійні джерела постачання енергоносіїв є запорукою успішності та стабільного розвитку будь-якої держави. Ступінь енерго- і електрозабезпеченості є одним із головних чинників, що визначають рівень економічного і технічного розвитку кожної країни.

Важко переоцінити роль паливно-енергетичного комплексу в народному господарстві України. Паливно-енергетичний комплекс є невід'ємною частиною економічного і суспільного добробуту, тому ця тема для України актуальна, особливо на сучасному етапі розвитку, коли проблема енергозабезпечення та підвищення енергоефективності постала надзвичайно гостро.

### Виклад основного матеріалу

У ПАТ «Укртрансгаз» та в філії УМГ «Прикарпаттрансгаз» діяльність у частині планування та виконання енергозберігаючих заходів (ЕЗ) ведеться згідно з такими нормативними документами:

- СОУ 60.3-30019801-019:2005 «Енергозбереження. Планування та облік виконання організаційно-технічних заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів» [1];

- СОУ 60.3-30019801-096:2012 «Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження енергозберігаючих заходів в ДК «Укртрансгаз». Методи визначення» [2].

Метою даної роботи є проведення аналізу організаційних та процедурних заходів, які впроваджуються в ПАТ «Укртрансгаз» та його підрозділах з метою підвищення енергоефективності об'єктів газотранспортної системи.

Виконання вимог згаданих нормативних документів передбачає таку послідовність дій:

Згідно з типовим затвердженим переліком заходів [2] структурні підрозділи філій надають пропозиції заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) на наступний рік;

заходи з економії розглядаються на рівні філій відповідальними працівниками за напрямками) і формуються в річну «Програму заходів з економії та недопущення перевитрат ПЕР» (далі Програма).

Планування організаційно-технічних заходів здійснюють на трьох рівнях [1]:

- **перший рівень** - лінійні виробничі управління магістральних газопроводів філій (ЛВ УМГ), виробничі управління підземного зберігання газу (ВУ ПЗГ);

- **другий рівень** - Управління магістральних газопроводів (УМГ) "Укравтогаз", інші філії ПАТ "Укртрансгаз" (за необхідності).

- **третій рівень** - ПАТ "Укртрансгаз".

ПАТ "Укртрансгаз" розробляє "Перелік організаційно-технічних заходів з економії ПЕР у ПАТ "Укртрансгаз" (далі Перелік), який після затвердження керівництвом ПАТ "Укртрансгаз" доводиться до всіх виробничих філій ПАТ "Укртрансгаз". Перелік розробляється з урахуванням "Основних заходів з економії та запобігання перевитратам ПЕР".

Перелік є підставою для розроблення "Програми заходів з економії та недопущення перевитрат ПЕР" (далі Програма) на запланований період.

ПАТ "Укртрансгаз" розробляє довгострокову Програму загалом по ПАТ "Укртрансгаз". Програма формується на запланований період на підставі завдання організації вищого рівня, на основі пропозицій філій та в залежності від фінансової спроможності Компанії. Після затвердження Програми керівництвом ПАТ "Укртрансгаз", вона доводиться до всіх виробничих філій Компанії.

Перелік та Програму треба періодично уточнювати на підставі пропозицій філій ПАТ "Укртрансгаз" (у разі зміни плану планово-попереджувальних ремонтів (ППР) технологічного обладнання, програми реконструкції об'єктів магістральних газопроводів, плану капітального будівництва тощо) та організації розробників обладнання, нової техніки і технологій один раз на рік.

Обов'язковою умовою для включення до Переліку додаткових (нових) заходів є:

- їх конкретність та контрольованість;

- точність розрахунку величин економії або запобігання перевитрат газу на одиницю енергообладнання;

- наявність повного об'єму технічної документації;

- економічна доцільність.

Захід, що пропонується для включення до Переліку та внесення до Програми, оформляється у вигляді пояснювальної записки, яка включає наступні пункти:

- опис технічного заходу;

- документ, на підставі якого захід пропонується для включення до Програми енергозбереження;

- уточнення, на якому з об'єктів магістральних газопроводів захід буде впроваджено;

- вихідні дані для розрахунку у вигляді таблиці з найменуванням, розмірністю, формулою розрахунку та її складовими;

- алгоритм розрахунку;

- розрахунок обсягу фінансування для впровадження заходу;

- розрахунок економічного ефекту від впровадження заходу з урахуванням усіх витрат.

Оформлена належним чином пояснювальна записка підписується виконавцем або відповідальною за її підготовку особою та затверджується керівництвом підприємства [3].

Порядок планування організаційно-технічних заходів з економії паливно-енергетичних ресурсів наступний:

- ЛВУ МГ, ВУ ПЗГ і РВУ надають відповідно в УМГ пропозиції на запланований період щодо впровадження організаційно-технічних заходів з економії ПЕР на підставі графіка ППР, плану реконструкції об'єктів газотранспортної системи, плану капітального будівництва тощо;

- управління магістральних газопроводів та інші філії ПАТ "Укртрансгаз" (за необхідності) формують Програму (план) організаційно-технічних заходів філії на підставі пропозицій ЛВ УМГ, ВУ ПЗГ з урахуванням вимог Переліку;

- ПАТ "Укртрансгаз" розробляє, затверджує та доводить до уваги керівництва філій Компанії довгострокову "Програму заходів з економії та недопущення перевитрат ПЕР".

Облік виконання організаційно-технічних заходів з економії ПЕР здійснюється за таким алгоритмом. Філії ПАТ "Укртрансгаз" у зазначені терміни надсилають свої звітні матеріали (звіти) про виконання Програми заходів щодо скорочення споживання ПЕР за звітний період у формі пояснювальної записки до ПАТ "Укртрансгаз". Сюди включаються відомості про виконання додаткових заходів, (крім тих, що є в Програмі на відповідний період), але тільки ті, що входять до Переліку.

Заходи з економії паливно-енергетичних ресурсів групуються за такими критеріями [2]:

- з економії та запобігання перевитратам природного газу на КС;

- з економії природного газу на лінійній частині магістральних газопроводів, ГРС;

- з економії та запобігання перевитратам природного газу в системах теплопостачання;

- з економії та запобігання перевитратам електроенергії на КС, ЛЧ МГ, ГРС та котельнях;

- з економії та запобігання перевитратам моторного палива та паливно-мастильних матеріалів, які використовуються на автотранспорті;

- з економії та запобігання перевитратам мастильних матеріалів.

Отже, в Стандарті [2] потенційними енергоресурсами, які можна заощадити є наступні: природний газ; електроенергія; теплоенергія; паливно-мастильні матеріали.

Проте в стандарті [2] зовсім не приділяється увага можливості заощадження використуваної води.

Загалом енергозберігаючі заходи поділяються на ті, які сприяють до економії енергоресурсів, і заходи, які приводять до запобігання їх перевитрат. Наприклад, заходи, за результатами впровадження яких значно збільшується ККД енергетичного обладнання, дають реальну економію природного газу або електроенергії, а заходи, від впровадження яких відновлюються техніко-економічні характеристики енергетичного обладнання до рівня паспортних або нормованих значень (звичайно під час виконання

всіх видів капітальних і аварійних ремонтів) – є заходами з запобігання перевитрат газу або електроенергії і їх реальної економії не дають.

Заходи, які дають економію від їх впровадження, розрізняються на технічні (реконструкція, модернізація обладнання або технологічного процесу тощо) і оптимізаційні (наприклад, забезпечення роботи нагнітача в зоні максимально можливих значень політропного ККД).

Розрізняються заходи, впровадження яких забезпечує економію ПЕР на технологічному об'єкті, що використовує енергію, і заходи, впровадження яких на даному об'єкті забезпечує економію енергоресурсу на інших об'єктах [4].

Сформульовані методи розрахунку економії від впровадження енергозберігаючих заходів для конкретного обладнання передбачають визначення необхідних показників, таких як ККД, витрата палива, витрата електроенергії тощо, за результатами експлуатаційних випробувань і вимірювання параметрів.

Якщо немає експериментальних даних випробувань конкретного обладнання, тоді використовуються середньостатистичні дані, які отримані в результаті випробувань (проведених за окремими методиками) парку такого ж або схожого за параметрами типу обладнання та зібраної в процесі експлуатації інформації. Такі дані використовуються також для визначення очікуваної економії від впровадження запланованого енергозберігаючого заходу.

Величина економії паливно-енергетичних ресурсів для кожного заходу визначається у розрахунку на одиницю енергоспоживаючого об'єкта або на технологічну операцію. Очікувана економія та недопущення перевитрат ПЕР від впровадження технічного заходу розраховують за весь запланований період відповідно до терміну оцінювання роботи обладнання. Величину очікуваної економії та недопущення перевитрати ПЕР на ВТП від впровадження технічного заходу на запланований рік розраховують з урахуванням середнього показника часу роботи обладнання за три попередні роки.

Величину економії та недопущення перевитрат ПЕР на рік від впровадженого заходу в загальному випадку розраховують за формулою [1]:

$$Q_{E_i} = \Delta q \cdot \frac{\tau_p}{8760}; \quad (1)$$

де  $\Delta q$  - відповідна питома величина економії або запобігання перевитратам ПЕР за рік від впровадження заходу на одиницю енергообладнання (за умов роботи 8760 год.), тис. т умов. палив, кВт·год; Гкал.,

$\tau_p$  - середнє значення показника часу роботи обладнання за три попередні роки, год.

Для планування величину економії та недопущення перевитрат ПЕР на довгостроковий період від заходу, який впроваджується поступово на певній кількості обладнання, розраховують за формулою:

$$Q_{E_i} = \Delta q \cdot \sum_{i=1}^k (n_i) \frac{\tau_p}{8760}; \quad (2)$$

де  $\Delta q$  - відповідно питома величина економії або запобігання перевитратам ПЕР на рік від впровадження заходу на одиницю енергообладнання (за умов роботи 8760 год.), тис. т умов. палив, кВт·год, Гкал;

$n_i$  - кількість енергетичного обладнання, на якому планують впроваджувати захід станом на  $i$ -тий рік;

$\tau_p$  - середнє значення показника часу роботи обладнання за три попередні роки, год;

$k$  - кількість років за які планують отримати економію.

Кількість обладнання, що працює станом на  $i$ -ий рік, розраховується за формулою:

$$n_i = m_1 + m_2 \dots + \frac{m_i}{2}; \quad (3)$$

де  $m_1$  - кількість обладнання, на якому запровадять ЕЗЗ у перший запланований рік,

$m_2$  - кількість обладнання, на якому запровадять ЕЗЗ у другий запланований рік;

$m_i$  - кількість обладнання, на якому запровадять ЕЗЗ у останній запланований рік.

Загалом по філії УМГ «Прикарпаттрансгаз» економія досягається за результаті застосування організаційно-технічних заходів (безвитратних), а також заходів із незначними фінансовими вкладеннями такі, як:

- очищення проточної частини осьових компресорів ГТУ;

- оптимізація роботи системи проти обледеніння ГТУ;

- впровадження сучасних технологій ремонтів газопроводів під тиском (муфти, бандажі, заварювання каверн тощо);

- відбір газу споживачами до мінімально можливого тиску з ділянки газопроводу перед виконанням на ній ремонтних робіт на ЛЧ та ГРС;

- використання утилізованого тепла ГТУ для теплопостачання замість роботи котельні;

- виведення з роботи незавантажених силових трансформаторів, заміна на менш потужні;

- раціональне завантаження вентиляторів охолодження (АПО) газу;

- перепускання газу з комунікацій та технологічного обладнання КС перед виконанням ремонтних робіт на ГПА в газопроводи з меншим тиском;

- перепускання газу з ділянок газопроводів, що потребують ремонту, або замірних ділянок під час планових замінім діафрагм у газопроводи з меншим тиском;

- утилізація газу з комунікацій та технологічного обладнання КС, та установки осушення газу.

Для подальшого аналізу впровадження енергозберігаючих заходів спрямованих на економію та недопущення перевитрат паливно-

Таблиця 1 – План економії та недопущення перевитрат ПЕР в філії УМГ "Прикарпаттрансгаз" на 2010-2016 рр.

№ з/п	Показники	2010 рік	2011 рік	2012 рік	2013 рік	2014 рік	2015 рік	2016 рік	Всього
1	План економії природного газу, млн.м.куб.	16,6	17,2	41,3	29,0	22,2	29,7	17,2	<b>173,2</b>
2	План економії електроенергії, млн.кВт.год.	1,0	0,7	0,6	1,3	0,8	1,5	1,5	<b>7,4</b>
3	План фінансування заходів з економії природного газу, млн.грн	21,3	27,1	59,1	20,6	2,5	4,5	23,0	<b>158,1</b>
4	План фінансування заходів з економії електроенергії, млн.грн	5,2	5,1	1,2	1,6	3,6	2,4	3,3	<b>22,4</b>

Примітка: фінансування заходів з економії природного газу та електроенергії взято з «Планів економії та недопущення перевитрат ПЕР в філії УМГ "Прикарпаттрансгаз" на відповідні роки

Таблиця 2 – Фактична економія паливно-енергетичних ресурсів у філії УМГ "Прикарпаттрансгаз" за 2010-2016 рр.

№ з/п	Показники	2010 рік	2011 рік	2012 рік	2013 рік	2014 рік	2015 рік	2016 рік	Всього
1	Факт економії природного газу, млн.м.куб.	44,0	46,0	32,5	29,8	22,7	38,7	81,1	<b>294,8</b>
2	Факт економії електроенергії, млн.кВт.год.	0,6	1,2	1,1	0,8	1,2	0,8	2,0	<b>7,7</b>
3	Вартість впровадження заходів з економії природного газу, млн.грн	2,3	35,0	26,4	36,0	4,6	0,8	4,9	<b>110,0</b>
4	Вартість впровадження заходів з економії електроенергії, млн.грн	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	<b>1,8</b>

енергетичних ресурсів в філії УМГ «Прикарпаттрансгаз» протягом 2010-2016 рр., наведемо інформацію як про планові показники (табл. 1) на цей період, так і на отримані реальні обсяги економії (табл. 2).

З метою проведення більш детального аналізу вже згаданих планових та фактичних показників, вкажемо також обсяг коштів, які були сплановані на реалізацію енергозберігаючих заходів, та фактичні фінансові вкладення, спрямовані на них.

Фінансування заходів з економії природного газу та електроенергії, взято із «Звітів впровадження заходів з економії та недопущення перевитрат ПЕР в філії УМГ "Прикарпаттрансгаз" за відповідні роки.

Як впливає з вищенаведених таблиць, в філії УМГ "Прикарпаттрансгаз" планові та фактичні показники економії при впровадженні класичних заходів мають дуже великі розбіжності, що зумовлено насамперед, поганою систематизацією та координацією процесу енергоефективності. Великим недоліком у сфері енергоефективності на об'єктах ГТС є нехтування відновлювальною енергетикою (ВДЕ).

Для ефективного функціонування у часи великих змін, кризових явищ, фінансової та економічної нестабільності кожне велике енергоємне підприємство повинно економно і раціонально використовувати свої енергетичні запаси (паливно-енергетичні ресурси). Тільки такий підхід у теперішній нестабільній ситуації може забезпечити конкурентоздатність та певний "запас міцності" енерговикористовуючому підприємству народногосподарського комплексу України [5].

Управління магістральних газопроводів "Прикарпаттрансгаз" завжди приділяло увагу питанням, що безпосередньо стосуються сфери енергозаощадження та впровадження новітніх технологій. В останні роки енергозбереження стало практично невід'ємною частиною у виробничому процесі транспортування природного газу газотранспортною системою. Поступові кроки УМГ "Прикарпаттрансгаз" у напрямі енергозбереження дали певні позитивні результати. Це:

- зменшення витрат газу на виробничо-технологічні потреби;
- зниження втрат природного газу у виробничому процесі транспортування газу;

- економія значних обсягів паливно-енергетичних ресурсів (природного газу, електроенергії тощо).

Впровадження енергозберігаючих заходів (ЕЗ), спрямованих на зменшення витрат газу на виробничо-технологічні потреби, дає змогу зменшити обсяги емісії метану в навколишнє середовище, що позитивно впливає на нашу екосистему та призводить до вжиття заходів впливу з боку наглядових екологічних інспекцій.

Для найбільш ефективного впровадження системи енергозбереження, необхідне застосування єдиного комплексу заходів, спрямованих на підвищення енергоефективності об'єктів газотранспортної системи (ГТС) України, а також його системне впровадження на усіх ланках виробничого процесу транспортування газу, що, в свою чергу, дозволить підвищити енергетичну ефективність функціонування об'єктів ГТС, а також сприятиме досягненню таких цілей, як:

- збереження екології (зменшення викидів парникових газів і тощо);
- збереження ресурсів (зменшення споживання вичерпних енергетичних ресурсів);
- розвиток (швидкий, динамічний) використання відновлювальних джерел енергії та вторинних енергетичних ресурсів.

Пріоритетними для впровадження на об'єктах ГТС України (крім заміни неефективних, морально застарілих газоперекачуючих агрегатів з низьким ККД), є такі напрямки:

- впровадження когенераційних установок;
- впровадження турбодетандерних електростанцій;
- встановлення інфрачервоних випромінювачів для опалення виробничих приміщень;
- встановлення вітроенергетичних установок;
- реконструкція систем освітлення;
- модернізація котельного обладнання з одночасною заміною ізоляції тепломереж.

Зважаючи на важливість впровадження енергозберігаючих заходів та технологій у виробництво України, необхідне створення потужної законодавчої та нормативно-правової бази, які б стали фундаментом для забезпечення нарощування обсягів їх впровадження.

### Висновки

1. На основі аналізу діючих нормативних документів, що регламентують діяльність у сфері енергозбереження, детально описані організаційно-технічні заходи, які спрямовані на забезпечення раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів у ПАТ «Укртрансгаз».

2. Детально розкрита процедура розроблення, подання, узгодження, планування, обліку та впровадження заходів з енергозбереження, а також шляхи контролю за їх виконанням у підрозділах ПАТ «Укртрансгаз».

3. Проаналізовано заходи які сприяють до економії енергоресурсів, і заходи, які запобігають їх перевитратам, показано їх відмінності та способи реалізації на діючих об'єктах, подано залежності розрахунку економії паливно-енергетичних ресурсів на цих об'єктах.

4. Подано перелік організаційно-технічних заходів, впровадження яких дозволяє ПАТ «Укртрансгаз» досягати економії ПЕР на даний час.

5. Поданий аналіз планових та фактичних показників економії показав значну їх розбіжність при впровадженні класичних заходів з енергозбереження через недостатню координацію та систематизацію енергоефективних процесів.

### Література

1 СОУ 60.3-30019801-019:2005 «Енергозбереження. Планування та облік виконання організаційно-технічних заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів». – Київ, 2005.

2 СОУ 60.3-30019801-096:2012 «Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження енергозберігаючих заходів в ДК «Укртрансгаз». Методи визначення». – Київ, 2012.

3 Стогній Б.С. Енергетична безпека України. Світові та національні виклики / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк. – Київ, 2006.

4 Ресурсоенергозбереження / Під ред. академіка УНГА, к.т.н. Халявка Н.П., к.т.н. Халявка К.П., к.х.н. Прозорової М.В.

5 СОУ 60.3-30019801-096:2012 «Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження енергозберігаючих заходів в ДК «Укртрансгаз». Методи визначення». – Київ, 2012.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*01.12.17*

*Рекомендована до друку професором Федоришиним Д.Д. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук Чорним О.М.*

*(ГПУ «Львівгазвидобування», м. Львів)*

# Інформаційні технології

---

---

УДК 004.82:622.286

## УПРАВЛІННЯ ІНТЕГРАЦІЄЮ ВЕЛИКИХ ДАНИХ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ В НАФТОГАЗОВІЙ СПРАВІ

*М.С. Чесановський, В.І. Шекета*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: nick.chesanovskyu@gmail.com*

*Потік нафтогазових промислових даних щодня збільшується експоненціально. Тому оператори ринку вимагають програмних рішень, які дозволяють їм працювати більш ефективно і скористатися новими технологіями, включаючи хмарні сервіси, хмарні додатки, мобільність, соціальні мережі і платформи, що загалом розкривають потенціал “великих даних”. Глобальні постачальники програмного забезпечення перебувають в епіцентрі, або навіть випереджують ці технологічні досягнення.*

*Пропоноване дослідження розкриває нове бачення проблеми, що полягає у формуванні пакетів поставки технологій даного класу в енергетичну галузь України. Безспірним залишається той факт, що хмарні сервіси на сьогодні є наступним поколінням в інформаційних технологіях і випереджуючим кроком в індустріальному прагненні підвищити ефективність та глобалізувати енергетичний сектор держави. Нафтові і газові інженери, галузеві менеджери відчують реальну потребу у використанні хмарних сервісів у майбутньому, а значна частина вже сьогодні використовує приватні чи публічні послуги хмар даних. Очікування галузевих клієнтів полягає в тому, що їх обчислювальні середовища забезпечать більш легкий доступ до великих обсягів даних, необхідних для оперативного прийняття рішень у нафтогазовій галузі. Мобільні пристрої, такі як планшети і смартфони, починають пропонувати нові способи доступу до цієї інформації в більш простий, більш поширений спосіб, починаючи з інтегрованих, безпечних, надійних і миттєво-доступних хмарних хостингових послуг. Пропонований архітектурний фреймворк веде нафтогазову галузь до хмарних рішень, звідки забезпечить ґрунтовну основу для наступного покоління нафтогазопромислових рішень, орієнтованих на експертні знання вже більшою мірою, ніж на хмари великих промислових даних.*

*Ключові слова: нафтогазовий об'єкт, нафтогазова справа, база даних, база знань, правила, прийняття рішень, оптимізація, хмара даних.*

*Поток нефтегазовых промышленных данных увеличивается экспоненциально с каждым днем. поэтому операторы рынка требуют программных решений, позволяющих работать более эффективно и воспользоваться новыми технологиями, включая облачные сервисы, облачные приложения, мобильность, социальные сети и платформы, что, в целом, раскрывают потенциал “больших данных”. Ряд глобальных поставщиков программного обеспечения находятся в эпицентре, или даже опережают эти технологические достижения.*

*Предлагаемое исследование раскрывает новое видение проблемы, которая заключается в формировании пакетов поставки технологий данного класса в энергетическую отрасль Украины. Бесспорным является тот факт, что облачные сервисы сегодня является следующим поколением в информационных технологиях и опережающим шагом в индустриальном стремлении к повышению эффективности и глобализации энергетического сектора страны. Нефтяные и газовые инженеры, а также отраслевые менеджеры испытывают реальную потребность в использовании облачных сервисов в будущем, а значительная их часть уже в настоящее время использует частные или публичные услуги облаков данных. Ожидания отраслевых клиентов заключается в том, что их вычислительные среды обеспечат более легкий доступ к большим объемам данных, необходимых для оперативного принятия решений в нефтегазовой отрасли. Мобильные устройства, такие как планшеты и смартфоны, начинают предлагать новые способы доступа к этой информации более простым, более распространенным способом, начиная с интегрированных, безопасных,*

надежных и мгновенно-доступных облачных хостинговых услуг. Предлагаемый архитектурный фреймворк направляет нефтегазовую отрасль к области облачных решений, откуда обеспечит основательную базу для следующего поколения нефтегазопромышленных решений, ориентированных на экспертные знания уже в большей степени, чем на облака крупных промышленных данных.

Ключевые слова: нефтегазовый объект, нефтегазовое дело, база данных, база знаний, правила, приняты решения, оптимизация, облако данных.

*The flow of oil and gas industrial data is growing increasingly every day. As a result, the market operators require software solutions that will allow them to work more efficiently and to take advantage of new technologies, including cloud services, cloud applications, mobility, social networks and platforms, which broadly reveal the potential of "large scale data". A number of global software providers are in the center, or even ahead of these technological advances.*

*The proposed study forms a new vision of the problem, which consists in the formation of supply packages of technologies of this class in the energy sector of Ukraine. The fact that cloud services today are the next generation in information technology and the next step in the industrial pursuit of increasing the efficiency and globalization of the state's energy sector is indisputable. Oil and gas engineers, industry managers have a real need to use cloud services in the future, and a significant part of them are currently using private or public cloud data services. The expectation of industry clients is that their computing environments will provide easier access to the large volumes of data required for operational decision-making in the oil and gas industry. Mobile devices such as tablets and smartphones are beginning to offer new ways to access this information in a simpler, more common way, ranging from integrated, secure, reliable, and instantly-available cloud-based hosting services. The proposed architectural framework leads the oil and gas industry to cloud solutions, and will provide a fundamental basis for the next generation of oil and gas industry solutions focused to a greater extent on expert knowledge than on the clouds of large industrial data.*

Key words: oil and gas object, oil and gas engineering, database, knowledge base, rules, decision making, optimization, data cloud.

**Вступ.** Нафтогазова промисловість збільшує попит на ІТ архітектурні рішення. Еталонна архітектура для розвідки та видобутку нафти і газу повинна підтримувати, реагувати на виробничу діяльність компанії і надавати можливості, необхідні для ефективного і дієвого управління галузевим підприємством. Розвідка та видобуток нафти і газу є величезним, складним бізнесом, що базується на даних, кількість яких зростає в геометричній прогресії [1-8]. Нафтогазові організації працюють одночасно з структурованими і неструктурованими даними. Структуровані дані обробляються в додатках, які відносяться до відповідних доменів, що використовуються для управління геодезичними даними, обробки і візуалізації, планування геологорозвідувальних робіт, моделювання колектора, виробництва та інших видів діяльності, пов'язаних з видобуванням нафти і газу. Водночас великі обсяги інформації, які стосуються тих же видів діяльності, формуються в неструктурованих формах (повідомлення електронної пошти чи текстові повідомлення, обробка текстів документів, електронних таблиць, голосових записів тощо). Нафтогазові організації також мають потребу в можливості підключення та інтеграції великих обсягів неструктурованих даних, отриманих і використовуваних з недовідомених конкретних джерел, таких, як обробка текстів і електронних програм, уніфікованих комунікацій і спільної роботи додатків. Ця вимога означає, що велика частина інформації, необхідна для управління видобувними проектами, фактично розміщена в недовідомених додатках і міститься як на локальних середовищах, так і на хмарах даних. Цей зростаючий обсяг даних в даний час, як правило, знаходиться в розрізних системах джерел - від програмного забезпечення для інтерпретації результатів сейсмічної розвідки до глобальних серверів корпорацій типу BP, Chevron, Exxon Mobil та ін.

Так, вивчаючи сейсмічні дані для певної ділянки і маючи потребу повторно перевірити керни, геолог стикається з інформацією, що як правило, може бути доступна тільки через незручний і трудомісткий пошук в різних системах, а не від одного загального інтерфейсу. Якщо така інтеграція існує, то вона, як правило, працює через з'єднання типу "від-точки-до-точки" або через проміжні таблиці бази даних. Ці одноразові з'єднання сповільнюють доступ і підвищують його вартість, до того ж не можуть бути легко розділені або повторно використуватись в інших додатках.

Різні галузеві підприємства забезпечують фреймворки для інтеграції даних або додатків, які створюють загальний рівень доступу, щоб допомогти у вирішенні проблеми інтеграції великих промислових даних. Для рішення промислових виробничих проблем петрофізики, геології, проектування розробки родовищ тощо, як правило, існують та використовуються свої власні системи аналітичного моделювання. Однак на даний час існує дуже мало рішень підключення та взаємодії між цими моделями. Таким чином, зміни у висновках по одній моделі не завжди доводяться до інших, що може призвести до збільшення *неточності, помилок і невизначеності* в самих даних та їх структурі [9-12].

В умовах існуючої ІТ-інфраструктури та архітектури галузевих підприємств організація взаємодії дається дуже важко через відсутність зручного загального місця, де кілька внутрішніх і зовнішніх програмних агентів можуть отримати доступ до інформації, що зберігається в корпоративній мережі. Наприклад, співробітник сервісної компанії, яка працює на майданчиках кількох енергетичних компаній, повинен мати окремі авторизаційні дані для кожної з систем з цих спільних партнерств. Ці ж проблеми співпраці, як правило, існують всередині

окремих нафтових і газових компаній. На сьогодні, основні показники ефективності, необхідні для розуміння і оцінки поточного і загального стану галузевого підприємства, часто є важкодоступними. Посадові інструкції операторів технологічних процесів, час і трудомісткі процеси, необхідні для збору і аналізу ключових показників, означають, що менеджери та інженери витрачають дорогоцінний час на очікування відповіді, в той час як необхідні дані вже давно могли би бути зібрані, проаналізовані та переведені в знання засобами відповідної комп'ютерної інтелектуальної системи [13] з метою їх кращого візуалізованого розуміння і управління підприємством на їх основі.

У такому розрізненому середовищі, часто буває важко знайти інформацію і забезпечити своєчасність і якість даних, враховуючи їх масштаб. Так, наприклад, три або чотири різних системи можуть складати списки доступних польових даних, але провідна організація може не мати жодного, всеосяжного і уточненого списку цих важливих інформаційних активів.

Таким чином, **метою даної статті** є розроблення архітектури інтеграції на основі відповідних Веб-інструментів, для перегляду і спільної роботи над корпоративною інформацією нафтогазової галузі в повному обсязі та оперативного прийняття рішень на такій основі відповідно.

**Основна частина.** В сучасних умовах глобальні групи з геологів, геофізиків та інженерів, розташованих в різних країнах, працюють разом, щоб розробити план розробки певного родовища для оцінки його економічного потенціалу, щоб отримати різні варіанти відновлення екосистеми після виснаження покладів, чи оцінити можливість потенційного скорочення виробництва через падіння рентабельності, пов'язане з коливанням цінової кон'юнктури на нафту і газ у світі. Такі команди виконують налаштування моделей потенційних нафтогазових колекторів із усіма наявними геологічними, геофізичними та виробничими даними, а також планують варіанти моделювання потоків рідини уздовж відповідних ізоліній із використанням гідродинамічного моделювання для оцінки потенціалу та впливу розміщення проєктованих свердловин.

Команда працює разом на загальних моделях в прикладному програмному забезпеченні. Проте, кількість сценаріїв і складність аналізу вимагає, щоб їх робота була інтерактивною та проводилась спільними зусиллями. Таким чином, команда також обговорює варіанти і обмінюється ідеями за допомогою електронної пошти і текстових повідомлень, а також поширює необхідні документи через захищений портал команди, що дає змогу готувати одночасно кілька варіантів для управління і перегляду в режимі санкціонованого доступу.

Проте поточний стан IT-інфраструктури в більшості видобувних підприємств України не в змозі адекватно підтримувати і швидко реагувати на аналіз, виконувати технологічні операції

і бізнес-потреби операторів ринку. У більшості організацій обсяг інформації зростає в геометричній прогресії, оскільки цифрові давачі розміщені на більшості об'єктах розвідки і видобутку. Щораз збільшується кількість джерел даних, одночасно підключених до IT-систем, зростають обсяги інформації, що фіксуються і зберігаються в базах даних підприємств. Великі обсяги предметно-орієнтованої інформації також вбудовані в різних додатках для контролю видобутку нафти і газу. Ця ситуація на рівні даних означає, що важко або, навіть, неможливо швидко і ефективно отримати необхідну інформацію і відповіді в формі релевантних інформаційних рішень.

Рисунок 1 відображає широкий спектр структурованих і неструктурованих потоків даних, які використовуються в галузевих підприємствах для оркестрування, автоматизації, інтеграції, і виконання інтегрованих поточкових операцій та діяльності щодо керування такими потоками загалом.

Домен-орієнтовані структуровані дані використовуються для:

- інтерактивної взаємодії, включаючи візуалізацію, злиття даних, відстеження рішень і управління знаннями;
- оптимізації, включаючи моделювання, проксі-моделі, вибір рішень і реалізацій;
- аналізу оперативних даних таких, як аналіз трендів та аналіз першопричин, оцінка рішень, ключових показників ефективності, виявлення і передбачення технологічних проблем;
- управління даними, що поєднує: контроль якості, перевірку, зберігання і архівування даних, управління втратами, оцінку розподілу, швидкості, в тому числі вимірювання і передачу даних.

Для більш чіткого розуміння способу використання структурованих і неструктурованих даних, розглянемо такий сценарій оцінки кінцевого результату для операторів галузевих технологічних процесів:

- швидше отримання першої нафти;
- оптимізоване виробництво;
- поліпшене відновлення обладнання;
- зниження експлуатаційних витрат;
- підвищення безпеки та екологічних показників;
- збільшення рентабельності активів;
- зниження технологічних ризиків.

Щоб визначити вимоги IT-архітектури щодо візуалізації та відображення процесів видобування нафти і газу, необхідно виділити рушії для еволюції більш ефективної архітектури на основі вже існуючих рішень.

Вже сьогодні потужні причини змушують нафтогазові компанії шукати нову і більш ефективну архітектуру IT-інфраструктури, яка використовує хмари. Компанії намагаються знизити витрати на впровадження і супровід нових рішень за будь-яку ціну. Це можна зробити тільки шляхом максимального використання існуючих інвестицій при покупці нових технологічних рішень від постачальників. Однак досі

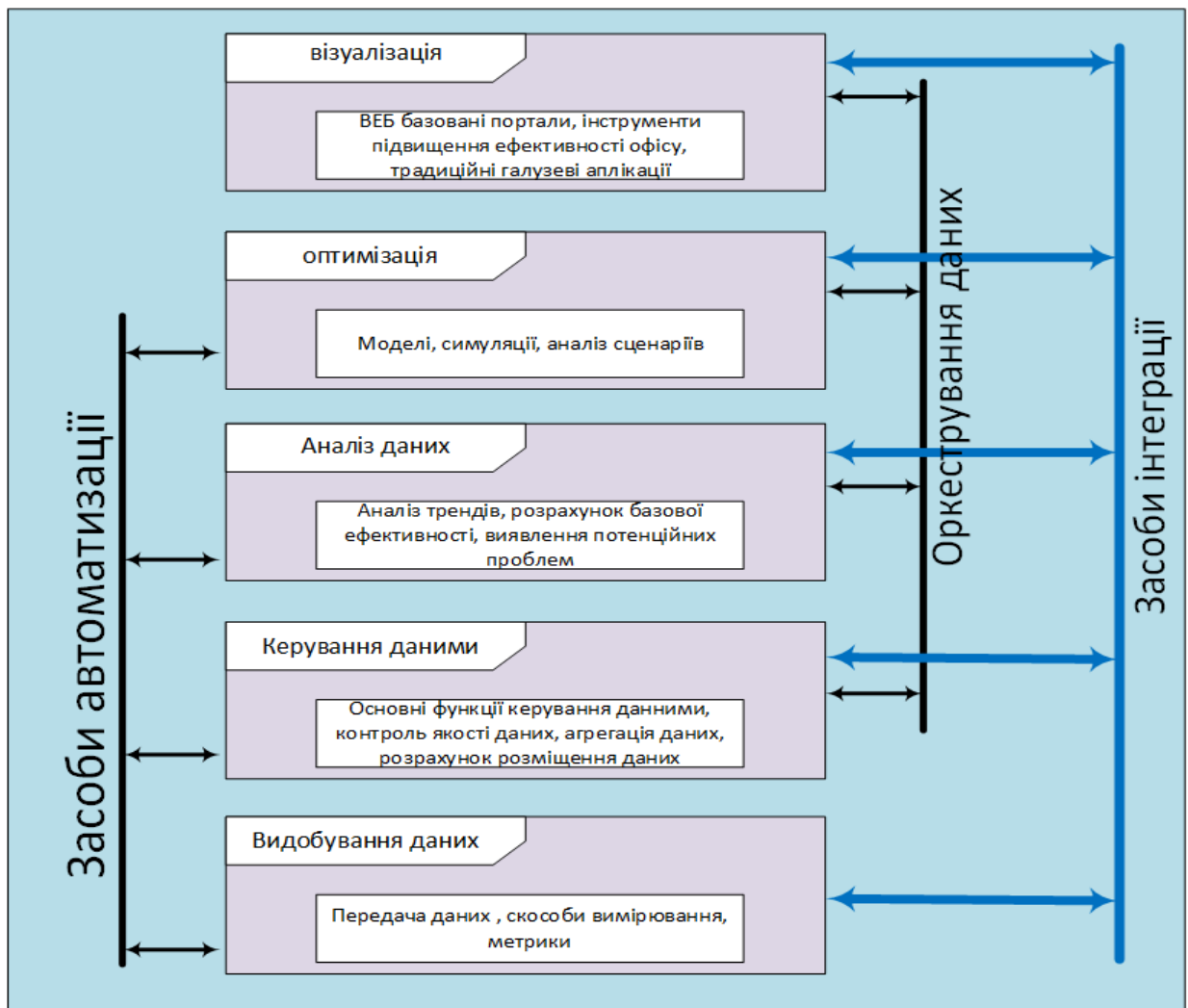


Рисунок 1 – Висхідна архітектура з широким спектром структурованих і неструктурованих даних

існувало недостатньо індикацій того, як інвестиції в такі рішення можуть повною мірою використовувати існуючі інвестиції в технології, які вже використовують відповідні ІТ-відділи в своїх організаціях. Наприклад, для компанії, важливо знати, що рішення постачальника використовує вже набуті управлінські рішення інших підприємств галузі, щоб полегшити процес розгортання або використання єдиного входу на технології від уже розгорнутих рішень для управління ідентифікацією виробничих об'єктів та управлінських рішень загалом. Крім того, за рахунок широкого використання хмарних рішень, капітальні вкладення в центри обробки даних можна знизити збільшуючи гнучкість бізнесу і тим самим знижуючи витрати на інформаційне забезпечення загалом.

У сучасному діловому і операційному середовищі, компанії повинні забезпечити більшу пропускну здатність для даних з меншою кількістю ресурсів та строго обмеженими в часі робочими групами експертів. Для того, щоб доставити кращі результати швидше, геологи і геофізики та інженери повинні мати можливість проводити більше часу на предметно-

орієнтованих роботах і менше часу витратити на пошук і підготовку даних, необхідних для цієї роботи. Робочі процеси, події керованих даних, а також автоматизований аналіз таких даних повинні допомогти з виявленням потенційних ризиків і керуванням розвідкою відповідного ресурсу або виробничими операціями загалом.

Керівництву необхідно мати уточнені ключові показники ефективності для того, щоб повністю зрозуміти поточний стан і загальний стан організації. Наприклад, в ідеалі менеджери повинні бачити на одному екрані портфель поточних можливостей та бачити, які з бурових є готові, а які заплановані протягом наступних тижнів. З відповідними деталями, менеджери можуть зосередити свій час на оцінках груп експертів по виконанню, щоб швидко вживати заходів щодо виправлення ситуації та повернення їх до очікуваного рівня продуктивності.

Нафтогазова галузь потребує архітектурного підходу, який дозволить організації використовувати більш гнучку і економічну хмарну технологію, яка працюватиме в режимі «Plug-and-play» тобто «Включив і працюй». Для при-

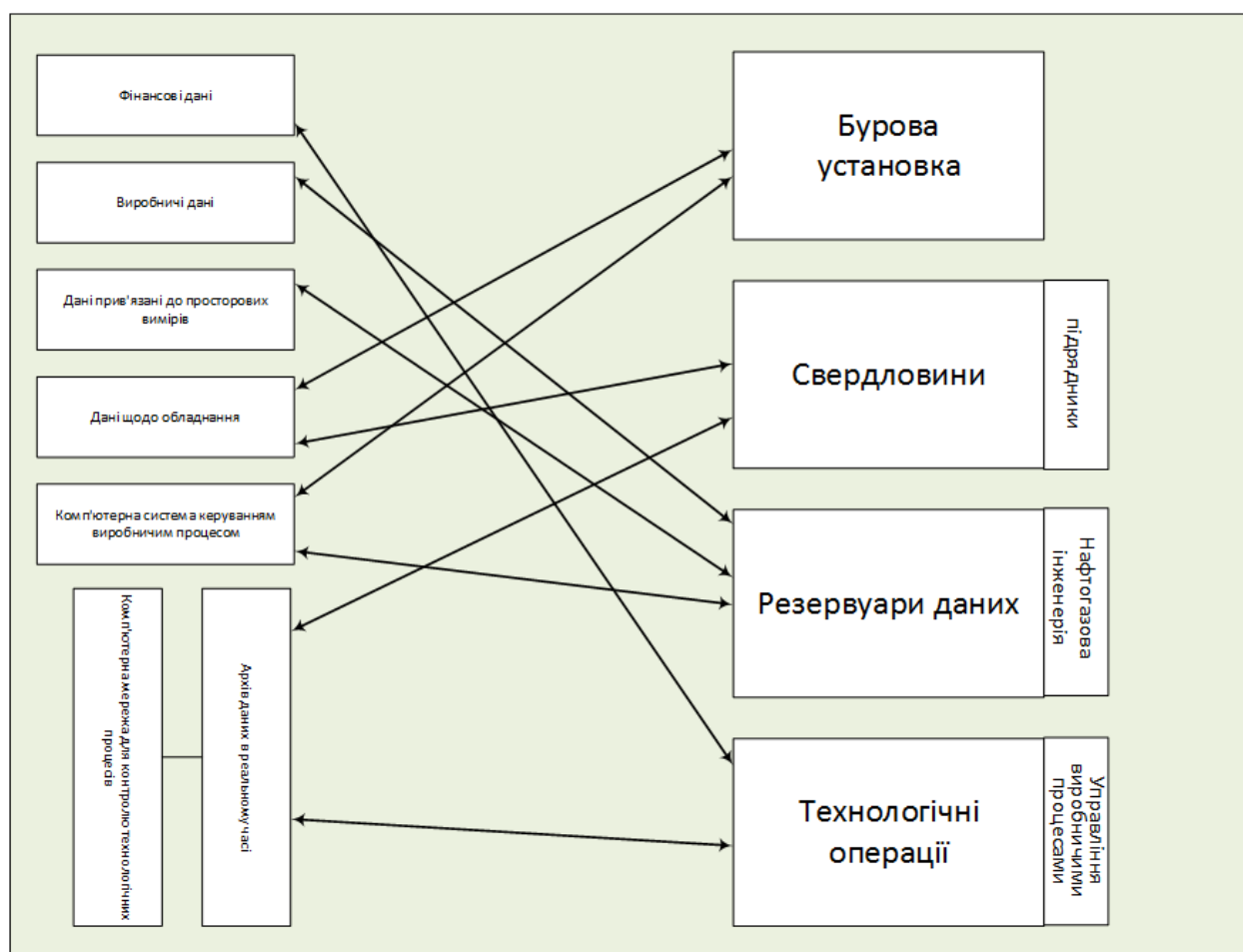


Рисунок 2 – Поточний стан висхідної ІТ-архітектури для нафтогазового сектору промисловості

кладу, якщо постачальник технології спроектує кращий веб-сейсмичний перекладач, то архітектура повинна допускати, що нове рішення швидко і економічно буде розвернуто на інших хмарних рішеннях, які могли б використовувати його. Такий підхід знижує обмеження на ІТ, дає компанії доступ до найкращих рішень, і може скоротити час, необхідний для розгортання нових рішень - від року або кількох місяців до одного місяця або навіть кількох днів. Інтеграція структурованих і неструктурованих даних є основною проблемою, що вимагає рішення. Як вже зазначалося, деякі нові промислові стандарти і технології на даний час дозволяють більш гнучкі інтеграції на передумові або також і хмарні архітектурні рішення, необхідні в нафтогазовій промисловості.

Зокрема технології, засновані на стандартах XML (WITSML, PRODML або RESQML) за підтримки компанії Energistics, забезпечують загальні інтерфейси передачі даних. Це забезпечує основу, необхідну для забезпечення доступу "підключи і працюй" в найкращих апаратних і програмних рішеннях, які працюють як в центрі приватних даних, так і в хмарі. Наприклад, якщо в даний момент компанія має хороший переглядач в стовбурі свердловини, який відповідає стандарту WITSML, то компанія може розгорнути будь-яке WITSML рішення на

основі цього переглядача в стовбурі свердловини з таким інтерфейсом одразу на місці. Крім того, стандартні промислові схеми баз даних, такі, як наприклад професійна нафтогазова модель даних (Professional Petroleum Data Model, PPDМ), додатково підтримують ці стандарти, зокрема, при розгортанні в хмарі на основі баз даних, таких як SQL Azure.

Хмарні технології обчислення відносяться до віддалених центрів для зберігання і доступу до даних і додатків з використанням Інтернету, які покликані заощаджувати кошти, зокрема за рахунок зниження потреби в проектуванні великої обчислювальної інфраструктури. Хмарний підхід ідеально підходить для складних операцій розвідки та видобування нафти і газу, з урахуванням наявності у різних виробників програмного забезпечення, мультипартнерських середовищ і величезних обсягів даних, які вимагають поєднання суворої безпеки і легкого комунікаційного обміну з відповідними партнерами. Рішення, що постачаються через хмарну інфраструктуру дозволяють компаніям орендувати тільки ту функціональність, яка їм потрібна, коли їм вона потрібна, і на основі індивідуального профілю кожного користувача. Хмара з підтримкою новітніх стандартів даних, для стандартних і промислових даних у поєднанні з технологіями, такими як надання веб-

сервісів, забезпечують легку та безпечну інтеграцію між різними екземплярами *хмарних* хостингових послуг, навіть тих, які передбачені різними постачальниками. З поширенням пристроїв, що тепер доступні для споживачів та підприємств (особливо планшетів і смартфонів) вимагає від ІТ-підрозділі підтримання гнучкості, яку мобільні пристрої можуть забезпечити для кінцевих користувачів. Це особливо актуально при роботі з додатками, які підключаються до послуг і рішень, які працюють в публічній хмарі, як описано вище. Крім того, деякі виробники апаратного забезпечення для цих можливостей в області видобування нафти і газу, забезпечують планшетні рішення в захищених форм-факторах, щоб підтримати довгострокове виживання в суворих умовах експлуатації на майданчиках бурових установок з надвисокими вимогами до безпеки. Сьогодні галузевим підприємствам необхідно розглядати інформацію з даних будь-якого розміру і будь-якого типу. Для того, щоб отримати повну віддачу від великих даних, підприємства потребують сучасної платформи даних для управління даними будь-якого типу, незалежно від того, чи це структуровані дані (такі як дані з давачів на бурових установках), чи неструктуровані дані (наприклад сирі сейсмічні дані) і будь-якого розміру – від гігабайтів до петабайтів. Рішення для великих даних також повинні управляти даними в спокої та в русі, а також підтримувати сучасне оснащення, таке як наприклад *Надоор*. Нарешті, коли тільки необхідно отримати доступ до частини набору даних за допомогою аналітичних інструментів, то на цій платформі, повинен бути спосіб тимчасового зберігання інших даних в недорогому, безпечному хмарному сховищі, для того, щоб знизити витрати на центри даних для цих потенційно зліченно величезних масивів даних. Нафтогазова промисловість тепер також охоплює можливість соціальних медіа, таких як оновлення статусів і повідомлень від соціальних мереж, обмін миттєвими повідомленнями, блоги і вікіси. Оскільки фахівці в нафтогазовій промисловості все частіше використовують ці технології для управління їх особистими зв'язками, промисловість пристосовується до мережових можливостей для зміцнення міжгалузевої співпраці та для кращого розуміння та управління операціями розвідки та видобутку нафти і газу. Використовуючи правильне поєднання і порядок застосування технологій, описаних в даному дослідженні, нафтогазові підприємства зможуть реалізувати ІТ-інфраструктуру, яка підтримуватиме і швидко реагуватиме на весь необхідний аналітичний аналіз, роботу окремих підрозділів і весь виробничий процес загалом. Зокрема, вихідні дані, такі як дані інтерпретації сейсмічних даних, розміщуються в хмарній інфраструктурі, що набагато спрощує повну інтеграцію в веб-інструменти для перегляду і спільної роботи над цією інформацією. Наприклад, коли геолог вивчає сейсмічні дані, він може перевірити ще раз керни, використовуючи один загальний інтерфейс, розміщений в веб-браузері. Коли

аналітичні системи моделювання використовують теоретичні дисципліни, такі як петрофізика, геологія і розробка родовищ, то все це буде розміщено в хмарі в режимі “програмне забезпечення як послуга”, і тоді можливе повне підключення і взаємодія, що призводить до набагато більш точного прийняття рішень в набагато стисліші терміни. Використання сучасних хмарних рішень для спільної роботи всіх підрозділів підприємства, збільшує швидкість і простоту співпраці для працівників всередині організації, а також авторизованих зовнішніх партнерів, і в підсумку дає можливість безпечно отримувати доступ до загальної інформації, і тільки протягом необхідного часу: років, місяців, днів, годин. Ключові показники ефективності використовуються для того, щоб зрозуміти і оцінити поточний стан і загальний стан галузевого підприємства, завжди легкодоступні при розміщенні в сучасних хмарних додатках. Дані, що використовуються для підтримання цих ключових показників, можуть бути оброблені за допомогою масивної обчислювальної потужності, доступної в хмарних інфраструктурах. Таким чином, відповіді системи будуть доступні швидко і вчасно. Основні принципи висхідної архітектури не вказують, що вони не викладають специфіку структури і функції розрядності конструкцій для досягнення майбутнього стану, що описаний початково. Скоріше, висхідність архітектури описує набір керівних елементів, або принципів, які регулюють її. Цей елементний підхід не тільки забезпечує узгоджений набір принципів для створення послідовної продуктивності, але і забезпечує гнучкість компаній та підприємств до інновацій і створення конкурентних відмінностей. На рисунку 3 наведено основні принципи, які використовуються для визначення якості проектного рішення, та які повинні включати саме рішення, побудоване на проектованій висхідній архітектурі. Верхні рівні пов'язані з бізнес-орієнтованими виробничими принципами, а платформа знизу зосереджується насамперед навколо інфраструктури та ІТ рішень, які лежать в основі того, що є на верхніх рівнях.

Продуктивність і пошук ідей на основі експертних установок – група керівних принципів, що підтримує потребу галузі, щоб отримати максимальне уявлення від величезної кількості даних, пов'язаних з виробничим процесом і максимально збільшити продуктивність праці працівників, а саме:

– *аналітика в реальному часі* – великі статистичні та аналітичні пакети для аналізу даних, виявлення закономірностей та звітності для різних споживачів інформації;

– *обробка складних подій* – двигуни обробки потоків, які можуть виявляти і фільтрувати події в режимі реального часу на передумові або в хмарі.

Для виконання роботи експерти використовують різні програмні засоби і системи - часом з пов'язаною або навіть тією ж інформацією або даними. Ці інструменти або системи повинні бути інтегровані для того, щоб дозволити



**Рисунок 3 – Основні принципи проекрованої висхідної архітектури**

уникнути постійного імпорту та експорту даних з однієї системи в іншу, щоб завершити свої робочі процеси. Це поширюється і на робочі процеси, які виконуються кількома користувачами.

Для того, щоб допомогти користувачам отримати більш глибоке розуміння зростаючих кількостей відповідних даних, які збираються, працівники повинні мати змогу використати інструменти для пошуку, вибору, а також вивчити необхідні дані в різні і гнучкі способи. Вони повинні бути в змозі виконати цей процес самостійно, без залучення ІТ відділу.

Зберігання та управління основними даними виконується в сховищах для охоплення і проведення аналізу операційних та бізнес-даних, які розташовані на передумові, в хмарі, або гібридній суміші обох.

Природний інтерфейс користувача включає в себе групу керівних принципів та функцій, які дозволяють учасникам краще сприймати предметну область, а також те, як технологія вписується в цей інтерфейс. Ця група принципів включає:

*Багатий інтерактивний користувацький досвід* оперативного персоналу і персоналу центру управління (в тому числі віддаленого) є ключовою вимогою застосування інтерфейсу в польових умовах, удома та в дорозі за допомогою легкого планшета і мобільних пристроїв.

*Смартфони та підключені пристрої* – це пристрої з вбудованими можливостями, підключені до мереж. Вбудовані пристрої, захищені пристрої або планшети використовуються для запису даних провадження у насосах на майданчиках або в межах бізнес-додатків, що працюють на смарт-гаджетах, які візуалізують дані або уможливають співпрацю з працівниками центрального офісу компанії.

*Локалізована культура користувачів.* Нафта і газ - дуже глобальна індустрія, тому користувачі в усьому світі повинні мати можливість взаємодіяти зі своїми програмними засобами та системами, які використовують мову місцевої країни, а також числові локальні формати.

*Простота і легкість у використанні.* Програмне забезпечення інструментів стає все більш функціональним і працює на все більш потужних пристроях, але при цьому воно повинно залишатись простим у використанні, підтримувати додавання зовнішніх пристроїв (такі як миша, клавіатура, сенсори, давачі нижнього рівня).

Ця група керівних принципів забезпечує потреби бізнесу, щоб максимізувати продуктивність праці за рахунок допомоги своїх колег та інших експертів в галузі, в тому числі і тих людей, яких вони ще не знають.

*Співпраця та обмін знаннями.* Співпраця з використанням як великих, так і малих клієнтів на різноманітних пристроях, а також використання найсучасніших спільних інструментів на сьогоднішній день через корпоративні портали та служби загальнодоступних хмар.

*Мобільність.* Працівники на місцях і навіть у штаб-квартирах компаній все більше вимагають можливості працювати з мобільного місцезнаходження за допомогою пристрою, відповідного їх потребам. Тому рішення повинні підтримувати цю можливість і працювати на кількох пристроях.

*Геокалізація.* Існує також потреба знати місце розташування джерела будь-якого заданого набору даних, а також розташування працівників стосовно інших працівників та/або активів, які виробляють ці дані, на постійній основі та на основі пошуку.

*Пошук експертів.* Через величезні розміри та географічне поширення підприємств та проєктних груп працівники, які потребують співпраці, не завжди знають досвід своїх колег. Ця інструментальна система дозволяє працівникам швидко та легко знаходити колег або ділових партнерів з певними навичками для робочого процесу, який вони намагаються виконати, і для яких вони потребують певних навичок, щоб успішно його завершити.

Для того, щоб висхідна архітектура успішно надавала рентабельні, інтегровані переваги, вона повинна забезпечити комплексну сумісність як в локальному розміщенні, так і в хмарі. У результаті ці особливості мають вирішальне значення:

*Промислові стандарти.* Вони визначають послідовний, загальногалузевий інтерфейс для розгортання нових компонентів, таких як, наприклад, Energyistics або PPDM.

*Офіційні інтерфейси.* Вони прозоро публікуються для відкритого використання в промисловості, навіть якщо стандарт не доступний, і не задовольняє важливим потребам сумісності. Всі елементи інтерфейсу добре визначені, так що додатки можуть бути незалежно розроблені для використання інтерфейсу.

*Інформаційні моделі.* Послідовна онтологія (система найменування) для посилання на обладнання та активи, що дає можливість обміну інформацією по всьому підприємству та ланцюжку додавання вартості.

*Безпека.* Визначення та реалізація безпеки, включаючи перевірку автентичності, авторизацію, керування життєвим циклом ідентифікації та ідентифікатора, сертифікати, вимоги та моделі загрози, що дозволяють забезпечити безпечну взаємну сумісну розробку та розгортання.

*Робочий процес та інтеграція інформації.* Підключені підприємства вимагають рішень, які інтегрують робочі потоки бізнес-працівників та систем, які вони використовують, їх процес та процедури, а також інформацію, яку ці працівники створюють та якою керують впродовж свого робочого дня у всіх системах, з якими вони взаємодіють.

Ця група керівних принципів охоплює потреби основної технічної інфраструктури та включає:

*Масштабованість.* Підтримка більшої кількості користувачів, збільшення моделей та обсягів транзакцій тощо, може бути забезпечена завдяки збільшенню продуктивності апаратного забезпечення (збільшення *масштабу*) або лінійному додаванню апаратних та мережевих ресурсів (розширення *масштабу*) на місці, у хмарі, чи з поєднанням обох.

*Безпечність.* Розгорнуті компоненти, функціональність та пов'язана інформація захищені від несанкціонованого доступу або зловмисних атак.

*Розміщення.* Сервери розроблені таким чином, щоб їх можна було розгорнути за замовчуванням в приватному центрі обробки даних, у загальнодоступній хмарі, на смартфоні, на планшеті або на робочій станції. Користувачі та

компоненти програмного забезпечення мають безпечний доступ до платформ та послуг за місцем розташування.

*Керованість.* Компоненти інфраструктури можна ефективно розгортати, управляти ними та контролювати.

*Інтеграція.* Обмін повідомленнями та технологія баз даних для об'єднання процесів та оптимізації даних. Це включає в себе послуги та компоненти для передачі даних про пристрій та обладнання між рішеннями, встановленими в приватному центрі обробки даних та/або в загальнодоступній хмарі, зазвичай, через архітектуру сервісної шини.

*Специфічна інфраструктура домену* включає в себе спеціальні підключення до інфраструктури, що використовують уніфіковані комунікації для керування сумісними пристроями – від давачів свердловини до насосів, інтелектуальних мікросхем, компресорів та іншого обладнання. З'єднання потім передають ці дані до відповідних операційних систем.

*Глобальна висока доступність.* Рішення повинні бути постійно доступними по всьому світу для задоволення потреб світової нафтогазової індустрії.

*Ринкове позиціонування.* Інтернет базовані торгові місця тепер стають загальним способом розгортання додатків як на настільних комп'ютерах, так і на мобільних пристроях, а також на місці придбання даних від постачальників. Вони можуть бути загальнодоступними або корпоративними площадками з обмеженням доступу.

Якщо розглядати програмне забезпечення як сервіс, то можна виділити кілька відомих рамок при порівнянні найпопулярніших методологій побудови інформаційної архітектури підприємств за технологією ObjectWatch : Rogue Sessions, Zachman, Open Architecture Framework (TOGAF), федеральна архітектура підприємств (FEA), і методологія Gartner / Meta. Проте виробники програмного забезпечення розуміють, що жодна з компаній не може задовольнити потреби кожного конкретного клієнта галузевого підприємства, яке завжди покладається на широку партнерську мережу, що пропонує інноваційні рішення на ринку. Таким чином, основна структура базової архітектури повинна забезпечувати послідовну пропозицію новизни як для клієнтів, так і для партнерів, щоб вони могли використовувати та додавати свої власні відомі ноу-хау та можливості побудови нових рішень.

Механізм висхідної архітектури спрямований на краще задоволення потреб клієнтів шляхом обміну стратегіями та широкомасштабними технологічними рішеннями зі своєю мережею партнерів, яка надає спеціалізовані нафтові та газові технології та рішення для бізнесу. Ця структура пропонує рекомендації щодо ціннісної пропозиції технологій лідерів ринку та їх відповідності до галузевих тенденцій та проблем, не обмежуючи способів інтеграції цих технологій в інноваційні продукти та рішення партнерів.

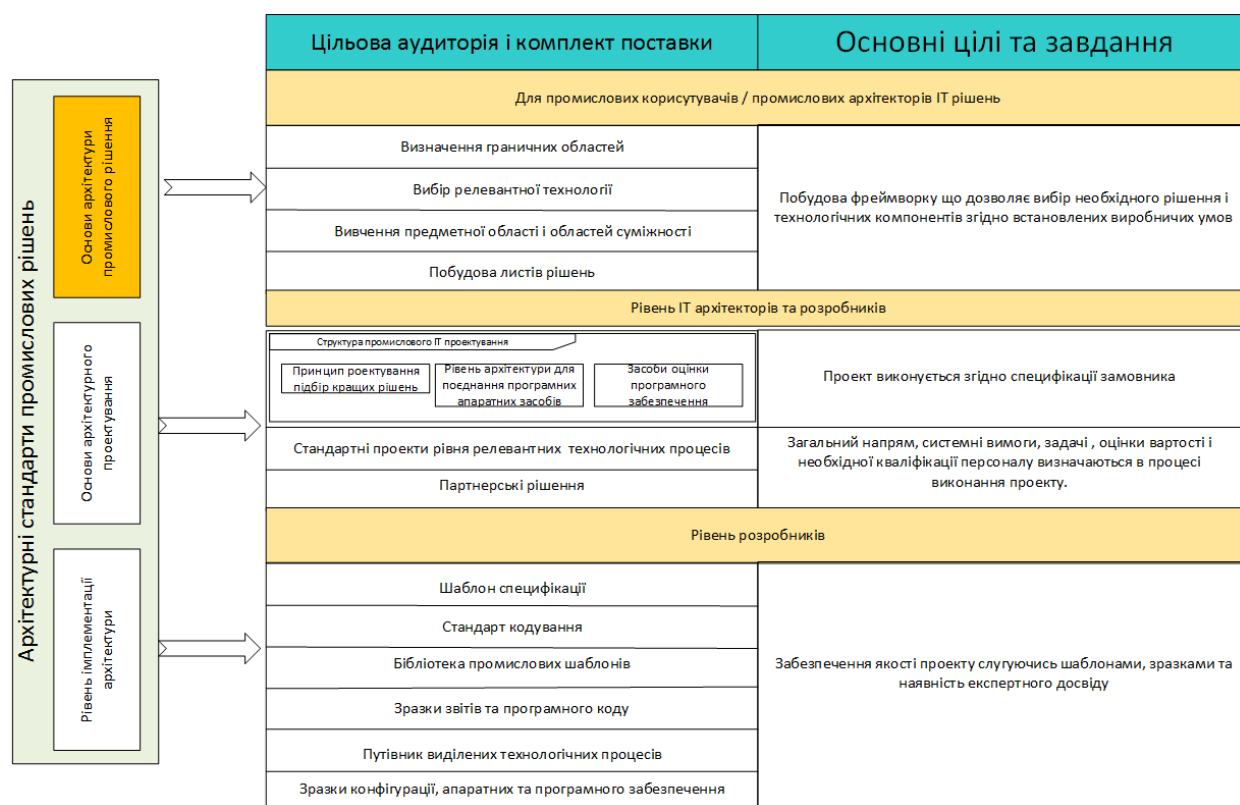


Рисунок 4 – Домен фреймворку референційної висхідної архітектури

Оскільки не існує прийнятного універсального визначення терміну «Обсяг базової архітектури», останні визначається стосовно програмного забезпечення. Однак існує яскрава конвергенція навколо цілей корпоративної архітектури нафтогазової галузі, що допомагає організаціям управляти складністю, знаходити кращі способи використання технології для підтримки бізнес-цілей та скоротити час і витрати на побудову складних систем.

На рисунку 4 показано практичну та широковикористовувану схему архітектурної структури, яка аналогічна архітектурним сегментам типового галузевого підприємства. Метою системи є надання галузі та її підприємствам та бізнесу загалом визначення обсягу, вибору компонентів та кращих рішень і практики їх реалізації. Після того, як ці вибори будуть зроблені, компоненти можуть бути з'явлені та включені в нижні архітектурні шари для більш глибокої технічної та дизайнерської експертної специфікації.

Це дослідження має на меті запропонувати практичне керівництво на бізнес-рівні, що впливає на організаційну структуру, внутрішні бізнес-процеси, бізнес-процеси між підприємствами та ролі користувачів серед іншого. На технічному рівні керівництво включає в себе об'єктні моделі, моделі даних, діаграми взаємодії тощо, але вони не виходять за рамки єдиного уніфікованого представлення. Ця структура пропонує представлення вхідних даних і керівництво щодо побудови інформаційної архітектури підприємства, але сам по собі це рівень вилучений з конкретних бізнес-сценаріїв, та-

ких, як описано, коли вони пов'язані з певним проектом інформаційного ландшафту підприємства.

Архітектурна база Open Group Architecture Framework (TOGAF) визначає будівельний блок як (потенційно багаторазовий) бізнес-компонент, з ІТ або архітектурними можливостями, який можна поєднувати з іншими будівельними блоками для створення архітектури та рішень.

Архітектурні будівельні блоки (АББ), як правило, описують необхідну здатність та формують специфікацію будівельних блоків розчину (SBBs). Наприклад, потенціал обслуговування клієнтів підприємства може підтримуватися багатьма SBB, такими як процеси, дані та прикладне програмне забезпечення, та загальні SBBs - компоненти, що використовуються для реалізації необхідної опційної можливості. Наприклад, мережа, що є будівельним блоком, описаним через додаткові факти, потім використовується для реалізації рішень для підприємства.

Будучи галузевою структурою, проектова висхідна архітектура повинна включати макроекономічні тенденції та бізнес-питання, що найбільше цікавлять підприємства в нафтогазовій галузі. Слід застосувати підхід балансу між галузевими потребами для більшої актуальності та загальним бізнес-рішенням та технічним керівництвом для більш широкого застосування в спектрі бізнес-процесів нафтогазової галузі загалом.

Як і будь-який фреймворк корпоративної архітектури, структура висхідної архітектури є

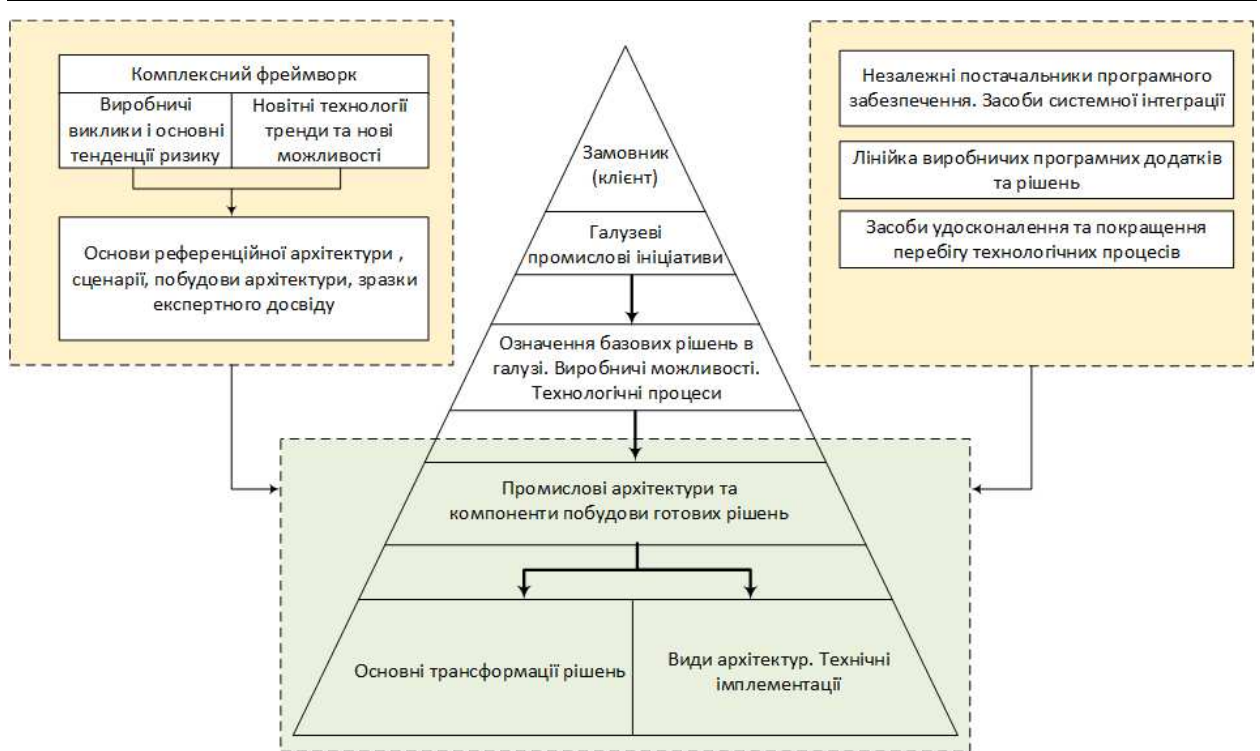


Рисунок 5 – Виробничі аспекти імплементації архітектури

керівництвом. Будь-які рамки повинні бути адаптовані до потреб організації, виходячи з його бізнес-цілей, поточної структури бізнесу та ІТ-ландшафту, а також визначення бажаної бізнес-ситуації. ІТ-директори та корпоративні архітектори повинні адаптувати ширший контекст підприємницької діяльності та бізнес-середовище при застосуванні рамки та розробки плану впровадження.

Серед таких міркувань:

- Розуміння зовнішніх і внутрішніх бізнес-рушіїв, які викликають зміни інформаційної топології.

- Розуміння цілей та завдань бізнесу, які відображають результати позитивних ініціалізацій.

- Оцінка існуючих рамок, програм, платформ та технологій, які найкраще підходять для забезпечення можливостей для досягнення бізнес-цілей і завдань.

- Розробка бізнес- та архітектурного плану, що включає відповідні можливості та конструктивні блоки рішень, що інтегрується з існуючими системами і процесами та визначає бізнес-перетворення (зміни бізнес-моделей, бізнес-процесів тощо).

- Впровадження і перевірка підходу шляхом доказів самої концепції, пілотних та додаткових розгорток.

На рисунку 5 показано, як основу архітектури можна застосовувати до ініціатив клієнта, коли оцінюються можливості, необхідні для задоволення бізнес-вимог та вибору відповідних компонентів рішення. Ця структура також надає керівництво для співпраці між основною компанією та її партнерськими мережами, тому остаточні рішення забезпечують клієнтам найвищу ефективність та продуктивність з мініма-

льними зусиллями та витратами на реалізацію програмної та апаратної складових технологій.

На сьогоднішній день існує великий і широкомасштабний вибір найсучасніших технологій від провідних розробників для ряду галузей промисловості, до яких належать і нафтогазові компанії. Важливо зрозуміти, як галузеві рішення, які застосовують принципи висхідної архітектури, стосуються базових технологій, які є їх основою загалом.

Технології поділені на дві основні групи: приватні хмарні (на місці) рішення та глобальні хмарні рішення. Рішення побудовані на висхідних технологіях у приватній області можуть бути класифіковані за такими позначеннями: досвід користувача, лінія бізнес-послуг (наприклад, CRM), служби додатків, інтеграційні послуги, послуги з розробки, служби даних, спільні послуги, служби безпеки, та направляючі основної інфраструктури.

Роль керівних принципів архітектури, полягає у виборі того, який із багатьох продуктів та базових технологій, доступних у цих технологічних блоках, може найкращим чином відповідати будь-яким бізнес-потребам. Кожен принцип у подальшому приводить до конкретної технології реалізації. Корисно зрозуміти, як структурні блоки, описані поки що попередньо, відповідають керівним принципам базової архітектури. Це буде проілюстровано нижче. На рисунку, зокрема, показано, що відображає сервіс-орієнтоване обчислювальне середовище, коли воно включає в себе інтеграцію додатків доменів, інструментів продуктивності бізнесу та зворотних застосунків. Всі вони розміщені в традиційному формальному форматі. На рисунку 6 відображено стан архітектури, коли вона розгорнута на хмарі.

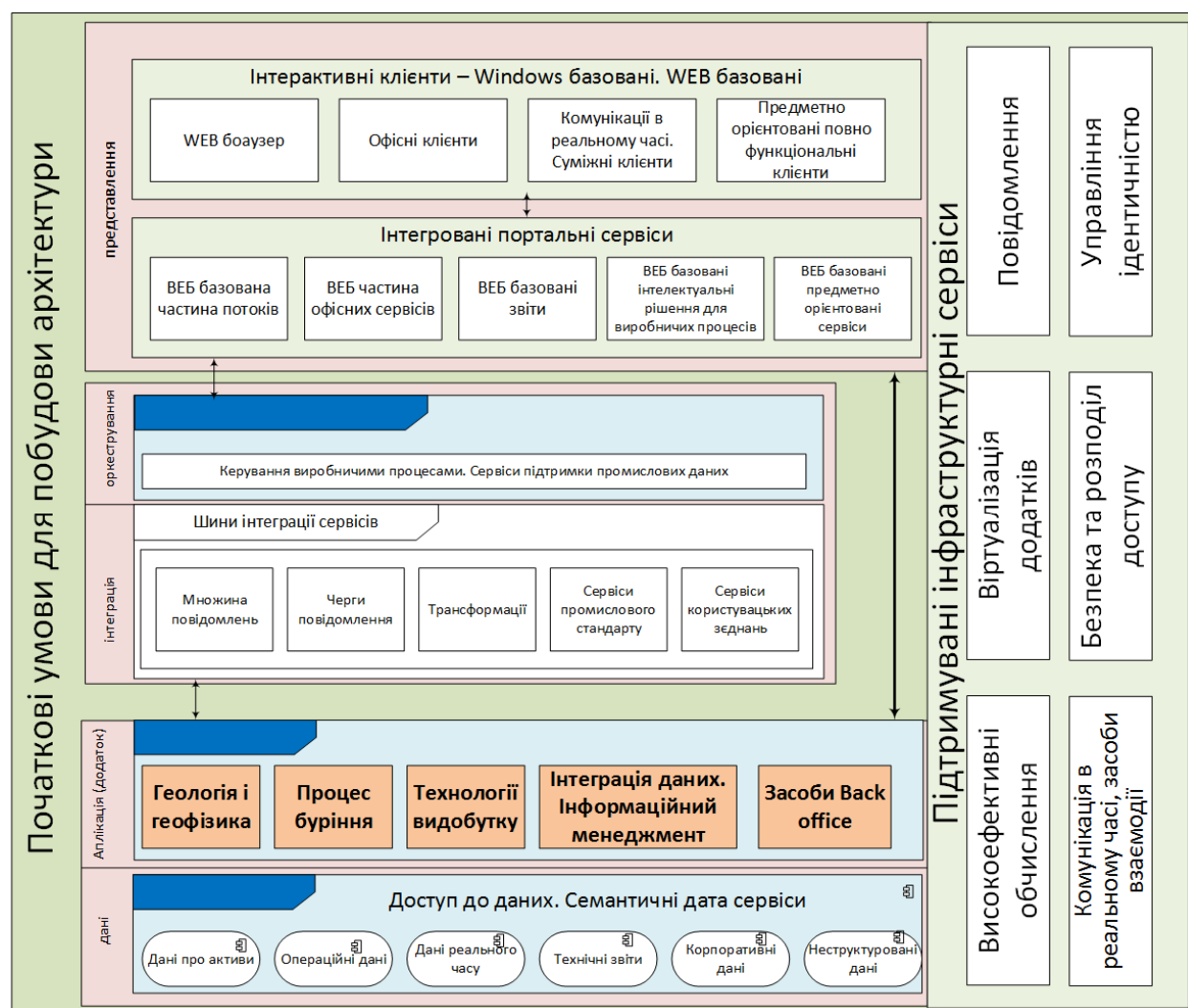


Рисунок 6 – Архітектура рівня передумови

Використовуючи підхід *сервіс-орієнтованої архітектури* (SOA) для взаємодії компонентів на різних рівнях архітектури, підпорядковані підприємства, постачальники технологій, системні інтегратори та інші партнери можуть реалізувати всі переваги цього середовища.

Слід розглянути деякі ключові аспекти проектової архітектури та обговорити можливі взаємодії, які відбудуться між компонентами після їх реалізації як в локальне чи у хмарне, так і в якості гібридного рішення (частково локальне, частково хмарне). Сценарії служать прикладом і показують, як рішення можуть бути доставлені, використовуючи різні компоненти цієї архітектури.

Windows і веб інтерактивні клієнти формують шар презентації для архітектури бізнес-користувача, який для пристрою може використовувати ПК для робочої станції, ноутбук, сенсорний планшет, смартфон або поєднання деяких або всіх з них у різний час, як диктують потреби користувачів та/або місце розташування.

Інтегрований портал функціонує як загальна платформа, в якій геоінспектори, інженери та менеджери можуть отримати доступ до технологій обробки доменів усіх типів на базі ІТ.

Портал встановлює єдине місце, де уповноважені співробітники можуть знаходити та використовувати широкий діапазон даних, включаючи ключові показники ефективності на панелі керування, технічні програми, такі як ті, що використовуються для інтерпретації сейсмічних даних, журнальних файлів, польових досліджень, звітів про розвідку, і системи бізнес-аналізу.

Цей веб-портал також надає механізми, що підтримують блоги, вікі та корпоративні соціальні мережі, такі як Yammer, що використовуються для встановлення та підтримки міждомених спільних систем. Замість того, щоб входити до певної системи (наприклад, SAP для доступу до робочого замовлення), користувачі просто входять до інтегрованого порталу для доступу до замовлень на роботу, аналітичних та інших систем, пов'язаних із дослідженням або виробництвом.

Цей портал-орієнтований підхід дозволяє експертам та менеджерам зосередити увагу на ресурсах буріння, технічних ресурсах та коефіцієнтах резервування, замість того, щоб працювати над розміщенням даних у кількох програмах. Наприклад, якщо виникає проблема з буровими установками, інженер-бурильник або

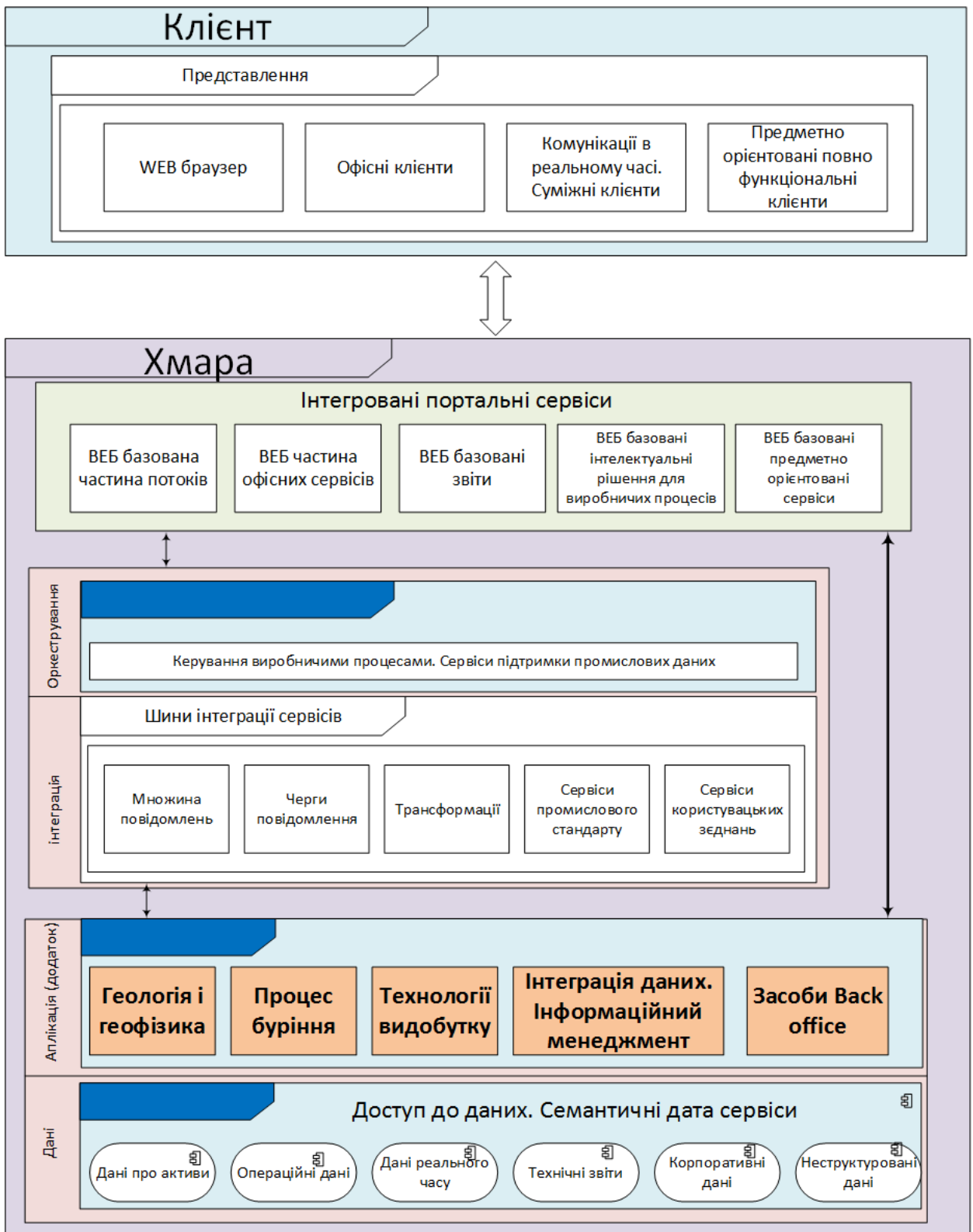


Рисунок 7 – Висхідна архітектура хмарного рівня

операційний персонал зможе швидко та легко використовувати інструменти, доступні через портал, для того, щоб розгорнути та побачити всі відповідні дані, пов'язані з цією установкою, для аналізу проблеми та створення своєчасне оперативне рішення.

Компоненти інтеграції даних та управління бізнес-процесами багато в чому є основою більш ефективної ІТ архітектури, забезпечуючи центральний механізм руху даних між системами, обладнанням та іншими елементами ІТ-інфраструктури за допомогою таких технологій, як BizTalk або Azure Service Bus.

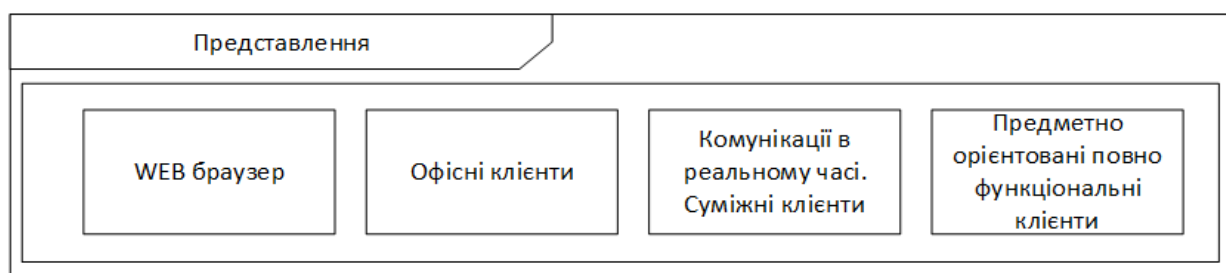


Рисунок 8 – ВЕБ-базовані інтерактивні клієнти

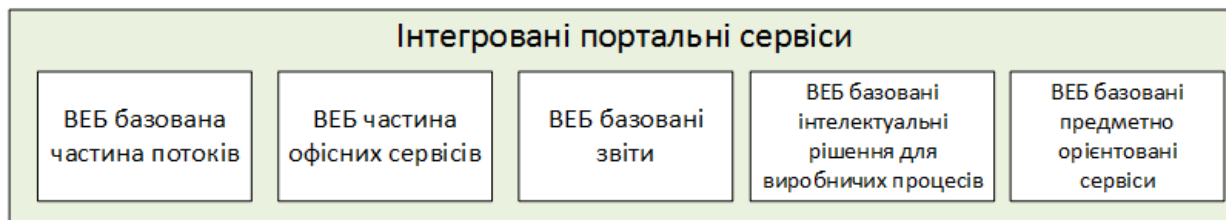


Рисунок 9 – Інтегрований портал

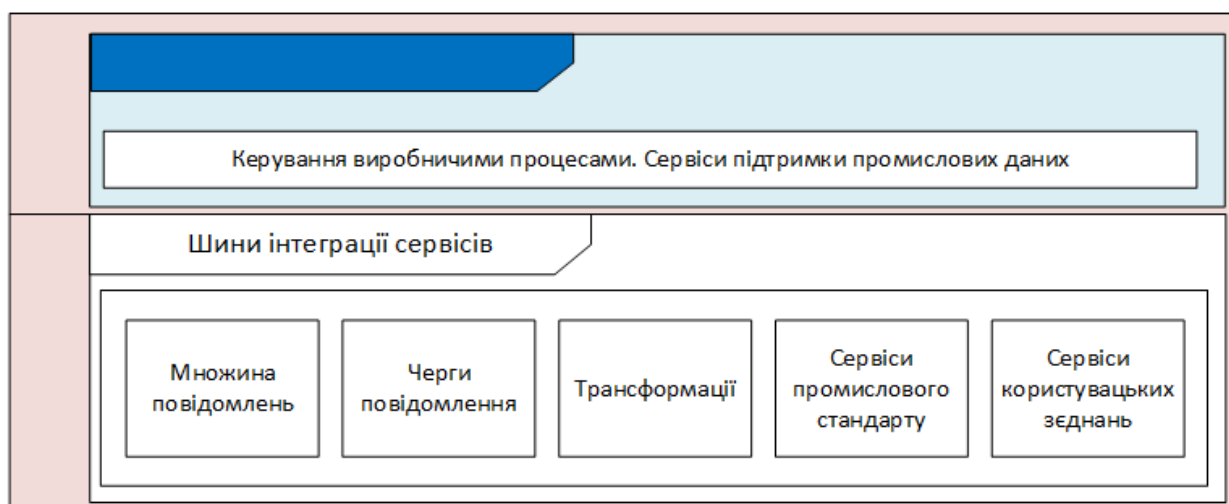


Рисунок 10 – Компоненти керування виробничими процесами

На рисунку 10 показано, як компонент управління інтеграцією даних та виробничих процесів забезпечує централізоване сховище вхідних даних з аналізами журналів, управління роботою, просторовими, виробничими та контрольними системи. Використовуючи визначені бізнес-правила, цей компонент організовує рух даних між різними системами, включаючи сховище сейсмічних даних, магазин оперативних даних та програми експертної оцінки, що використовуються для інформаційного моделювання технологічних процесів.

Компоненти інтеграції даних та управління бізнес-процесами також служать для синхронізації ієрархічних та метаданих між системами для забезпечення оперативної координації та точності звітності. Ця можливість вирішує ряд поширених проблем у динамічних операціях на виході. Наприклад, коли ініціюється експертна оцінка або інший тип робочого процесу, інтелект, вбудований в цей компонент, визначає правильне джерело всіх даних, необхідних для цієї діяльності. Дані потім збираються та упаковуються у файл JSON (або інший стандарт-

ний формат) та пересилаються до програми, яка використовується для обробки отриманої оцінки або іншого робочого процесу.

Встановлюючи загальний шлях для всіх відповідних польових даних, компонентів інтеграції даних та бізнес-процесів також суттєво зменшують час, вартість та складність розгортання нових додатків.

Стандартні інтерфейси для промислового застосування (такі як WITSML та PRODML) забезпечують сумісність та плавний потік інформації в усій архітектурі.

Компонент "Канонічні/семантичні служби даних" служить для перекладу та подання даних в логічних та знайомих термінах, орієнтованих на домен, що мають сенс для геофізиків, інженерів та інших фахівців, що працюють на вищому рівні.

Оркестровий шар надає дані симуляторам, що використовуються для запуску різних моделей, а також інструментів візуалізації, систем звітування та пошуково-розвідувальних систем, доступ до яких здійснюється через інтегрований портал.

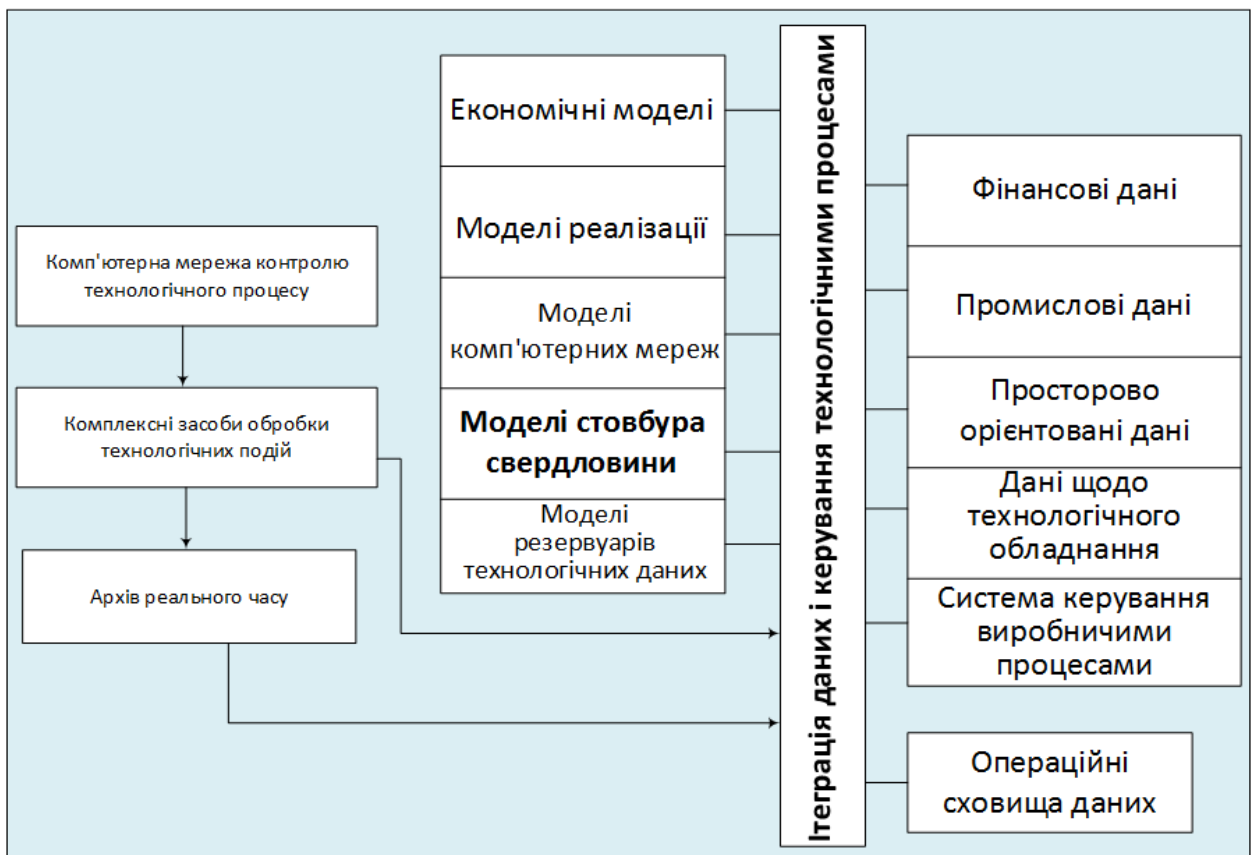


Рисунок 11 – Інтеграція даних і керування виробничими процесами

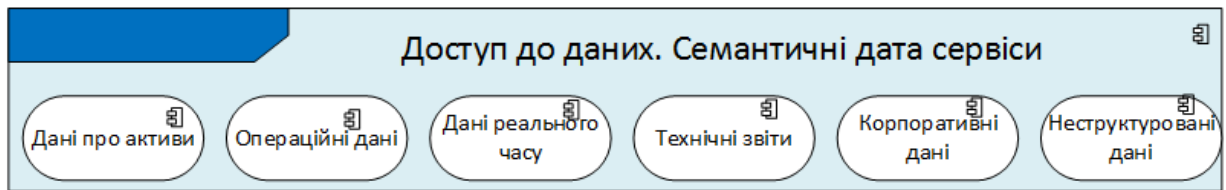


Рисунок 12 – Класичний та семантичний компоненти сервісу даних

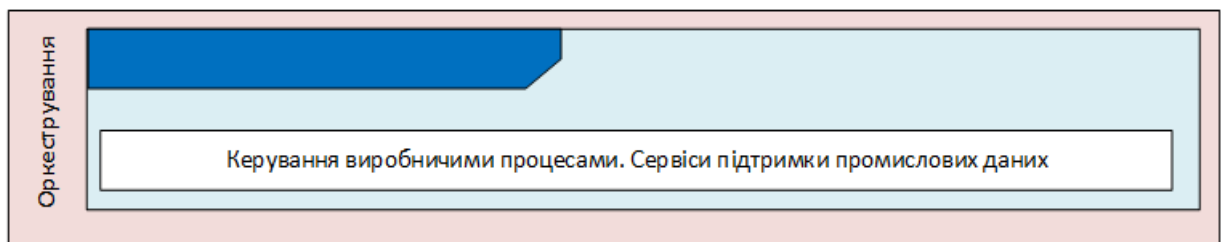


Рисунок 13 – Шар оркестрування

Цей рівень оркестрування також координує діяльність у робочому процесі. Наприклад, коли ініційовано робочий процес, ця служба виводить список свердловин, всіх відповідних замовлень на виробництво, даних про виробництво, тестування належного рівня та іншу необхідну інформацію. Потім компонент упакує дані і надає його відповідним додаткам.

Під час локального розгортання, служби авторизації та прав дозволяють організаціям надавати зручний, профільований доступ до корпоративних даних. Наприклад, інженер може отримувати доступ до властивостей гірських порід, історії видобутку та періодичних розра-

хунків, пов'язаних з певним набором свердловин, але не до виділеного резервуара даних, що є закритою власністю компанії. Ця служба використовується для управління безпекою та правами працівників, партнерів та інших осіб, які беруть участь у проекті чи підприємстві.

Коли ж архітектура розгортається в хмарі, ці служби безпеки повинні бути доставлені за допомогою хостингової служби в самій хмарі.

Можливість оновлювати та синхронізувати програми для моделювання прогнозування має вирішальне значення для успіху динамічних операцій в нафтогазовій галузі. Це є основною функціональністю компонентів інтеграції да-

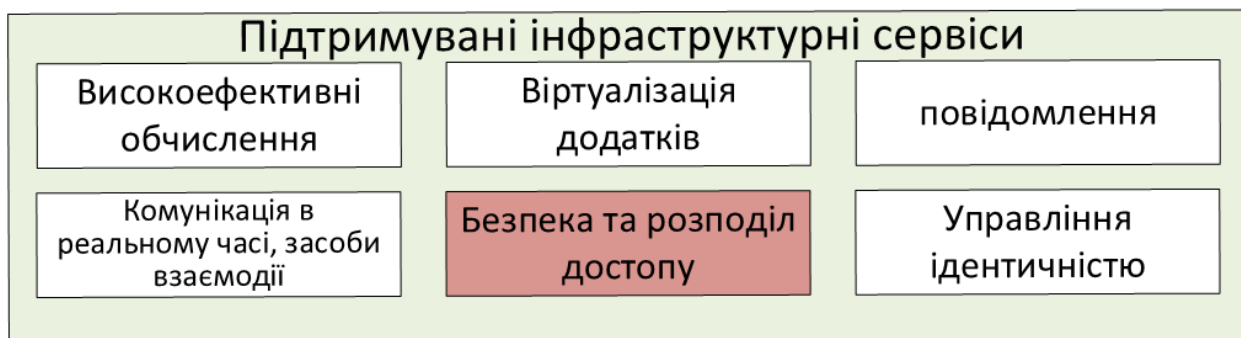


Рисунок 14 – Безпека інфраструктурних сервісів

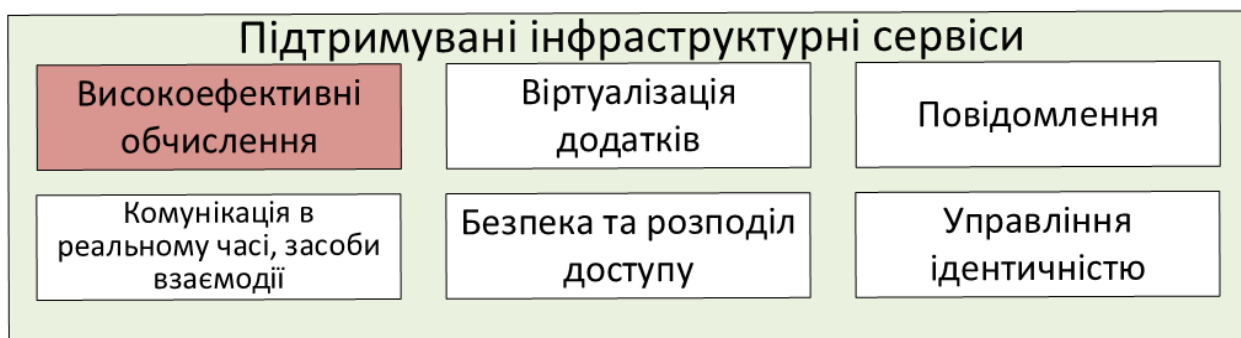


Рисунок 15 – Структура типового вискоєфективного рішення

них та управління бізнес-процесами архітектур, що забезпечують синхронізацію даних для резервуарів даних стовбурів свердловин, поверхневих мереж, об'єктів та програм інформаційного моделювання.

Розглянемо, як працює синхронізація моделі в цій архітектурі: якщо геолог вносить зміни до моделі, яка відображає нові властивості з основних даних, тоді цей експерт повторно запускає модель резервуара для оновлення оцінок запасів. Після того синхронізація моделі автоматично виводить ці зміни на всі інші моделі, що зазнали впливу. У цьому прикладі моделі зміни резервуару та синхронізація забезпечує, що оновлені та точні дані проштовхуватимуться на поверхню мережі об'єктів та відповідних інформаційних моделей. Таким чином, користувачі всіх цих моделюючих систем працюють із єдиним, оновлюваним набором прогнозованих даних.

Процес розвідки нафтогазових родовищ - це найбільш інтенсивний процес з точки зору обробки даних. Сейсмічні дані є одними з найбільш швидкозростаючих та найбільшими за обсягом. Вимоги до онлайн-сховищ таких даних наближаються до декількох Пбайт (1 Пбайт = 1000 Тбайт) для більшості великих нафтогазових компаній. Потреби в режимі офлайн-зберігання є ще більшими, і їх якраз можна розширити за допомогою хмари.

Для того, щоб продовжувати забезпечувати доступ до наборів даних, що мають розмір більше 100Тб, і приймати обґрунтовані рішення управління та щодо можливостей розвідки, в нафтогазовій промисловості потрібні високо-

продуктивні обчислювальні рішення для наявних обчислювальних систем та рішення проблем керування великими даними. В ідеалі, високопродуктивні обчислювальні рішення повинні інтегруватися з висхідним рішенням і забезпечувати можливість використання оцінок експертів та спільноти розробників і постачальників.

Коли така архітектура розгортається за замовчуванням, середовища серверів кластерів високопродуктивних обчислень, які працюють від Windows HPC Server і, можливо, поширюються на MS Azure, забезпечують легкодоступну платформу HPC, яка дозволяє легко аналізувати, запланувати і запустити великі набори даних для експертів. За допомогою Windows HPC Server користувачі можуть розгорнути, керувати, відслідковувати та підтримувати кластер на базі серверу HPC за допомогою тих самих інструментів, які вже використовуються для керування існуючими системами Windows Server.

Коли архітектура розгортається в хмарі, ці служби використовуватимуть можливості "еластичного обчислення" з хмари (наприклад, Windows Azure HDInsight), забезпечуючи багато більшу гнучкість та обчислювальну потужність.

Операційне сховище даних слугує для об'єднання ієрархічних даних і метаданих усієї архітектури. Тут дані також оптимізовані для різних цілей і синхронізовані для широкого кола дослідницьких або виробничих програм. Наприклад, якщо список свердловин зберігається в "операційному магазині даних", то, коли в

будь-який спосіб внесено зміни до цього списку, ця зміна відправляється кожній системі, незалежно від місця розташування (локально або в хмарі), і незалежно чи вона використовує точний, актуальний список свердловин.

У цьому архітектурному підході дані зберігаються в моделі даних на основі домену, такої як PPDM, а не ідентифікуються та організуються системою, яка породжує дані. Як було вже зазначено, цей доменно-орієнтований метод обробки даних дозволяє інженерам та іншим працівникам більше пов'язувати дані з щоденними дослідженнями та виробництвом нафти і газу зокрема.

Також важливо зазначити, що механізм типу Operational Data Store не створює іншої системи запису. Інформація зберігається тут лише для цілей звітування або для представлення через інтегрований портал метаданих, необхідних для цілей керування даними.

Ця архітектура також забезпечує високо надійну та зручну співпрацю між оператором та різними партнерами. Зовнішню мережу або хмару, подібну до Office365, встановлюють на безпечний сервер, де користувачі зможуть входити в систему, зберігати дані, надсилати дані, мати спільний доступ і співпрацювати, коли це потрібно.

Захищені можливості дозволяють операторам і користувачам створювати безпечні групи користувачів з ідентифікацією прав доступу. Співробітники більшості галузевих компаній мають зручну безпечну зовнішню мережу, призначену спеціально для обслуговування партнерських відносин у нафтогазовій галузі.

ІТ-компанії світу перебувають на передовій позиції у розвитку нових технологій, включаючи хмарні сервіси, програми мобільності, соціальні сервіси, обчислення та платформи, які розблоковують потенціал Big Data. За допомогою проєктованої висхідної референційної архітектури можна здійснювати керування галуззю та її партнерами з питань нафтогазової промисловості, щоб гарантувати, що останні версії цих технологій стали основою для всіх рішень, щодо виробництва та технологій. Всі ці рішення застосовують основні принципи, які забезпечують узгодженість та технічну цілісність рішень, побудованих на технологічній платформі висхідних архітектур. У свою чергу, глобальні нафтові та газові компанії можуть реалізувати максимальну ефективність за рахунок своїх існуючих інвестицій у хмарні технології, що допомагає їм заощадити на подальших витратах на інформаційні технології та відповідне обладнання.

Щоб забезпечити швидке розуміння сутності процесів та прийняття кращих рішень, ІТ-постачальники повинні надавати максимальний рівень інтуїтивної зрозумілості розробок та гнучке середовище співпраці для всіх груп користувачів. Пропонована архітектура розроблена, щоб допомогти нафтогазовій компанії переступити традиційні бар'єри локальних баз даних, прискорити прийняття рішень та підвищити загальну ефективність технологічних

процесів. Такі програмні рішення можуть допомогти компаніям отримати повні переваги більш ефективної новітньої ІТ архітектури.

Таким чином, спроектована архітектура, і процес переходу до неї дозволить використання більш ефективного хмарного підходу майбутнього, що може бути застосований для вирішення реальних потреб в нафтогазовій галузі вже сьогодні.

## Висновки

В даному дослідженні представлено шляхи реалізації структури хмарних технологій та рішень, побудованих на них, в діяльності нафтових та газових підприємств, що дозволяє створити сучасну, більш гнучку та проєктивну ІТ-інфраструктуру галузевих підприємств загалом.

Компанії, які розглядають можливість створення нових рішень для роботи з власними промисловими даними, повинні розглядати хмару як платформу для вибору та розміщення таких даних і прийняття рішень на їх основі, оскільки саме там можна досягти максимальної гнучкості та операційної сумісності зараз і в майбутньому. Водночас галузеві лідери, які розглядають придбання рішень, які відповідають вимогам декларованих сервісів, виявлять, що якщо ці рішення будуть побудовані на *хмарі*, то це найкраще відповідатиме усім основним принципам та максимізує сумісність за допомогою безпечних галузевих та технологічних стандартів.

Як пропонується в даному дослідженні, оптимальна гнучкість і продуктивність, що йдуть вперед, будуть досягнуті лише за допомогою використання *хмар* як платформи для завтрашніх технологічних викликів в нафтогазовій промисловості. Однак, завжди існує вимога до інтеграції попередніх рішень, що працюють локально, або міжхмарно, вільно розповсюджуваними рішеннями або ж поєднанням обох. Тому це має бути важливим фактором для компаній, які планують мати майбутнє в глобальній світовій енергетичній економіці, що технологічно базуються з кожним роком значно більше і більше на засобах інформаційних інтелектуальних технологій, та знання – орієнтованих технологій загалом.

Загалом є сенс у створенні додаткових локальних баз даних в хмарних проєктах для збору усіх даних у тимчасове сховище даних для підтримання робочих технологічних процесів. Найперше слід створити єдину інтегровану модель *хмарних даних*, яка легко отримуватиме необхідні дані від інших хмарних служб або захищених локальних джерел, а також ефективно передаватиме цю інформацію іншим системам, операторам технологічних процесів та менеджерам. Створення сховищ даних в даному контексті доцільно лише тоді, коли вони зможуть підвищити швидкість та продуктивність кінцевого користувача в реальному виробничому процесі. Основне завдання полягає у включенні надійного управління даними в ці процеси. Якщо процес включає в себе дані про

свердловину, наприклад, яка буде пробурена в майбутньому, то слід сформулювати рішення на основі хмарних технологій, яке передавати-ме оновлену інформацію до будь-якої іншої хмарної програми, яка, у свою чергу, використовуватиме дані про кількість показників, обсяги виробництва або інші відповідні показники. Тому слід створювати *моделі даних* у хмарі, яку використовують та надають інформацію з неї таким чином, як це розуміють галузеві інженери та спеціалісти з геоінформатики, не базуючись на системах, які генерують ці дані. Якщо процес полягає в дослідженні, то слід зосередитись на аспектах пошуку, відкриття та експертного діалогу, щоб забезпечити чітке обговорення різноманітних інновацій, котрі призводять до експертних висновків для кожного нового входження предметної області. Проектована технологія дає також можливість використовувати словник галузевих термінів під час створення шуканого рішення.

### **Література**

- 1 Nitika Rawat. Big Data Analytics in Oil & Gas Industry // International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 5, Issue 5, May-2014.
- 2 S. Singh and S. Pandey, R. Shankar, A. Dumka. Application of Big Data Analytics to Optimizethe Operations in the Upstream Petroleum Industry // 2nd International Conference on Computing for Sustainable Global Development (indiacom) – New Delhi, India, 2015.
- 3 Abdelkader Baaziz, Luc Quoniam. How to use big data technologies to optimize operations in upstream petroleum industry // International Journal of Innovation September 2013
- 4 Nicholson R. Big Data in the Oil & Gas Industry // IDC Energy Insights, September 2012.
- 5 Andrew S , Henderson M, Irani B, Parker B, Sternesky M. Digital Oil Field brought from concept to development in a year // World Oil Pp. 107-110 2008.
- 6 Hollingsworth J. Big Data For Oil & Gas // Oracle Oil & Gas Industry Business Unit, March 2013.
- 7 M. Ferguson. Architecting a big data platform for analytics // Intelligent Business Strategies, October 2012.
- 8 A. Hems and A. Soofi, E. Prez. Drilling for New Business Value How innovative oil and gas companies are using big data to outmaneuver the competition // Microsoft, May 2013.
- 9 Xu Guanghui, Feng Xu, Hongxu Ma. Deploying and researching Hadoop in virtual machines // Automation and Lotgistics (ICAL) – Zhengzhou, China, 2012.
- 10 Baaziz A., Quoniam L. The information for the operational risk management in uncertain environments: Case of Early Kick Detection while drilling of the oil or gas wells // International Journal of Innovation and Applied Studies (IJIAS), Vol. 4 No. 1, Sep. 2013.
- 11 A. Baaziz, L. Quoniam, V. Vasilak. Enhancements Case of Early Kick Detection while drilling of the oil or gas wells // International Journal of Innovation and Applied Studies (IJIAS), Vol. 4 No. 1, Sep. 2013.
- 12 Юрчишин В. М. Інформаційне моделювання нафтогазових об'єктів / В. М. Юрчишин, В. І. Шекета, О. В. Юрчишин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 196 с.
- 13 Демчина М.М. Імплементация концепцій штучного інтелекту в технологічних процесах буріння нафтових і газових свердловин / М.М. Демчина // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – №3(33). – С 98-111.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
17.10.17*

*Рекомендована до друку  
професором Горбійчуком М.І.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Кузем М.В.  
(Івано-Франківський університет права  
імені Короля Данила Галицького,  
м. Івано-Франківськ)*