

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279

СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ: ПРОБЛЕМИ І ПЕРСПЕКТИВИ

О.Р. Кондрат, Н.М. Гедзик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 42195,
e-mail: kondrat@tvnet.if.ua, nazarii.hedzyk@gmail.com

За останні роки значно зріс інтерес світової громадськості до питань розвідки та розробки родовищ сланцевого газу. Не залишилась осторонь цієї проблеми і Україна. Багато експертів уже дали свою оцінку питанням видобутку такого цінного енергетичного ресурсу. Їхні думки в деяких питаннях сходяться, в інших - значно відрізняються. Причин для цього є досить багато: від політичних до екологічних. Проте ніхто не заперечує необхідності збільшення забезпеченості країни газом власного видобутку, в умовах, коли газових і газоконденсатних родовищ переходять чи уже перейшли у стадію спадного видобутку і завершальну стадію розробки. Забезпечення України вуглеводневою сировиною власного видобутку має державне значення. Одним із таких джерел є сланцевий газ. У даній статті розглянуто основні проблемні питання, пов'язані з особливостями розробки та експлуатації таких родовищ та вказано напрямки їх вирішення.

Ключові слова: сланцевий газ, горизонтальні свердловини, гідравлічний розрив пласта, десорбція.

За последние годы значительно возрос интерес мировой общественности к вопросам разведки и разработки месторождений сланцевого газа. Не осталась в стороне этой проблемы и Украина. Многие эксперты уже дали свою оценку вопросам добычи такого ценного энергетического ресурса. Их мнения в некоторых вопросах сходятся, в других - значительно отличаются. Причин тому достаточно много: от политических до экологических. Однако никто не отрицает необходимости увеличения обеспечения страны газом собственной добычи, в условиях, когда большинство газовых и газоконденсатных месторождений переходит или уже перешли в стадию нисходящей добычи и завершающую стадию разработки. Обеспечение Украины углеводородным сырьем собственной добычи имеет государственное значение. Одним из таких источников является сланцевый газ. В данной статье рассмотрены основные проблемные вопросы, связанные с разработкой и эксплуатацией таких месторождений и указаны направления их решения.

Ключевые слова: сланцевый газ, горизонтальные скважины, гидравлический разрыв пласта, десорбция.

In recent years the interest of the world community has significantly increased concerning issues of shale gas fields exploration and development. Ukraine could not ignore this problem. Many experts have given their own assessment of the questions of shale gas extraction. Their views in some issues converge, but in the others - they differ. There are a lot of reasons for that: from political to environmental ones. However, there is no denying of need to increase the country's own gas production. Most of the gas and gas-condensate fields are passing or has passed to the final stage of production and development. Providing the domestic production of hydrocarbons is a national importance. One of these sources is shale gas. This article describes the main issues related to the development and operation of such fields and the ways of their solution.

Keywords: shale gas, horizontal wells, hydraulic fracturing, desorption.

Аналізуючи сьогодишню ситуацію з видобутком природних вуглеводнів слід зазначити, що крива видобутку вуглеводнів (рисунок 1) в світі пішла на спад. Це пояснюється багатьма причинами. Однією з них є зменшення числа нових родовищ корисних копалин. Такий спад буде спостерігатись до тих пір, поки не буде вирішено всіх проблемних питань, пов'язаних з видобутком неконвенційних енергетичних ресурсів.

До числа неконвенційних можна віднести газ щільних порід, метан вугільних пластів (так званий шахтний метан), сланцевий газ і сланцеву нафту. Родовищами неконвенційних енергетичних ресурсів називаються родовища корисних копалин, які не придатні до промислового видобутку з використанням уже традиційних технологій. Сланцевий газ, зокрема, являє собою газ, який видобувають зі сланцевих порід, котрі володіють дуже низькою пористістю і

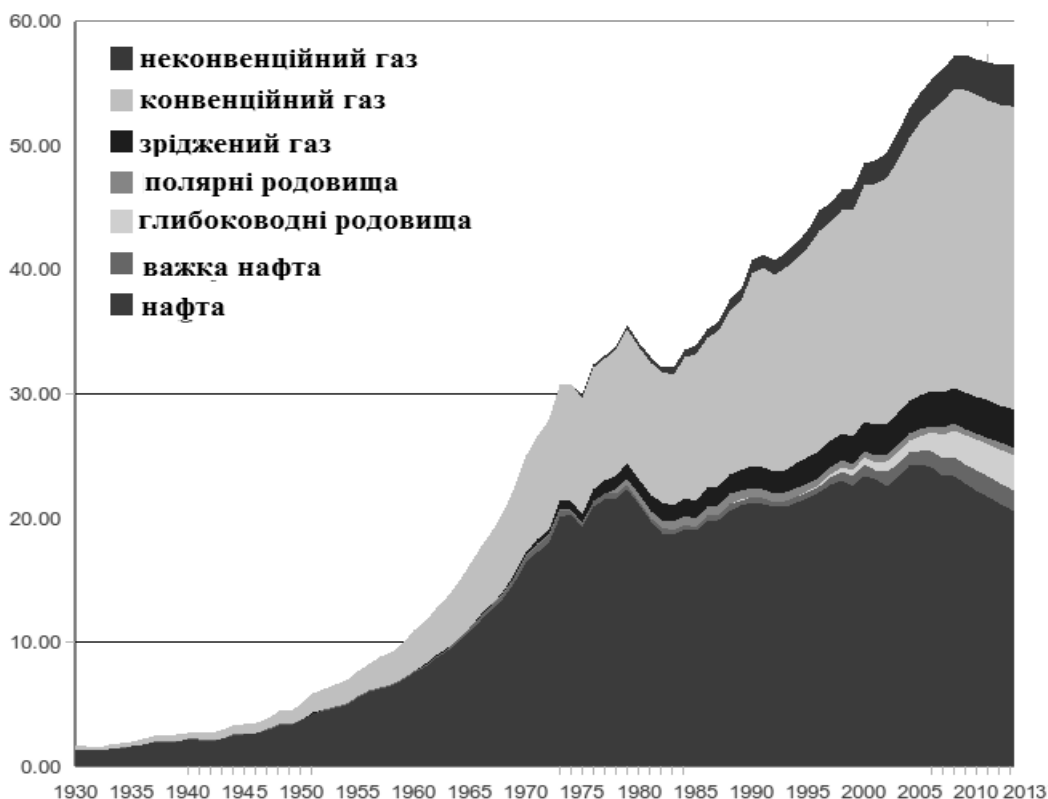


Рисунок 1 – Крива видобутку корисних копалин

наднизькою проникністю. Для кращого розуміння варто уявити, що проникність величиною мільдарсі ($mD=10^{-15} m^2$), якою володіють традиційні поклади газу, є дуже високою у порівнянні з мікродарсі ($mD=10^{-18} m^2$) для щільних пісковиків, чи з проникністю у нанодарсі ($nD=10^{-21} m^2$) для сланцевих порід. Тому для видобутку такого важкодоступного ресурсу необхідно перш за все вдосконалювати і розвивати існуючі технології. Термін «сланцевий газ», або «газ сланцевих товщ», містить в собі два поняття: генетичне та технологічне.

Згідно з генетичним поняттям, сланцевий газ – це газ органічного походження, вуглеводневого складу (в основному метан, у підпорядкованому значенні етан, пропан, бутан та інші гази неуглеводневого складу), генерований (утворений) внаслідок перетворення органічної речовини, яка міститься в сланцевих товщах осадових формацій [1, 2].

Згідно з технологічним поняттям, це газ низькопористих та низькопроникних товщ, що видобувається з вертикальних і горизонтальних свердловин з використанням технологій стимуляції продуктивного пласта.

Сланцева товща – це глинисті породи (або породи з переважанням глинистої складової) сланцюватої (шаруватої) текстури, збагачені розсіяною органічною речовиною (POR), що здатні генерувати і акумулювати гази вуглеводневого та іншого складу. До пошукових ознак та критеріїв перспективних сланцевих товщ відносяться: високий вміст органічної речовини (від 0,5% до 25%), ступінь перетворення слан-

цевих товщ (ТОС, тип керогену, термобаричні умови та ін.) [1, 2].

Курдант та ін. (2009) розглядає сланцеві формації як клас щільних, добре зцементованих осадових порід з середнім розміром зерен $< 0,0025$ дюйма (63,5 мкм). Саме така дрібнозернистість та хороша зцементованість є результатом таких низьких фільтраційних властивостей сланців. З цією проблемою зіткнулися нафтові компанії ще у 1821 році, коли була пробурена перша свердловина в басейні Аппалачі (США) [3].

Процес формування родовищ сланцевого газу відрізняється від процесу утворення традиційних газових родовищ. Формуванню скупчень вільних газів у сланцевих товщах сприяють наступні фактори:

- перевищення пружності розчинених газів над пластовим тиском вод;
- внутрішньоформаційна (внутрішньопластова та міжпластова) міграція газів із колекторів сорбованих газів в колектори розчинених та вільних газів;
- наявність своєрідних газових пасток, в яких відбувається відокремлення вільного газу від води і його накопичення.

Накопичення сланцевого газу залежить від ємнісних (загальної, ефективної, відкритої пористості, тріщинуватості) та фільтраційних (загальної і фазової газоносності, газо- і водонасиченості) властивостей порід.

Газ в таких покладах включає в себе:

- вільний газ, заключений в порах матриці;
- газ, заключений в органічній речовині, або так званий адсорбований газ.

Саме сума цих двох складових дає загальні запаси газу в родовищі [5].

Існуючі оцінки прогнозних світових ресурсів сланцевого газу мають в значній мірі гіпотетичний характер. Передбачається, що ресурсів сланцевого газу в світі більше, ніж традиційного. Цей суперечливий висновок базується на аналізі геолого-географічного поширення по континентах порід сланцевої формації (так званих «сланцевих басейнів»). Дуже приблизні оцінки можна робити тільки на основі геологічних аналогій з басейнами Північної Америки. Сумарні величини світових неконвенційних ресурсів газу (вугільний метан, газ зі щільних пісковиків і алеволітів, сланцевий газ) становить 922 трлн. м³, з яких 460 трлн.м³ (49,9%) припадає на сланцевий газ [6].

За даними EIA (Energy Information Administration – Адміністрації Енергетичної Інформації) досліджувані країни можна розділити на 2 групи з освоєння запасів сланцевого газу: до першого ставляться такі країни, як Франція, Польща, Туреччина, Україна, ПАР, Марокко й Чилі, що значно залежать від імпорту газу, і які мають розвинену газову інфраструктуру. При цьому оцінки запасів сланцевого газу в цих країнах значно перевищують реальний рівень газоспоживання.

До другої групи можна віднести країни, у яких запаси сланцевого газу перевищують 5 трлн.м³: це Канада, Мексика, Китай, Австралія, Лівія, Алжир, Аргентина та Бразилія.

Росія та країни Центральної Азії й близького Сходу, Південно-Східної Азії й Центральної Африки в дослідження враховані не були, через значний запас традиційного природного газу (Росія та Близький Схід), а також через повну відсутність інформації навіть на початковому рівні [6].

Ресурси природного газу США складають 72 трлн.м³, з яких сланцевий газ складає 24,5 трлн.м³. Це більш ніж удвічі перевищує оцінку, опублікованому даним відомством минулого року. Польща володіє запасами близько 22,45 трлн.м³ сланцевого газу, з яких 5,3 трлн.м³ є технологічно доступними для видобутку. За даними Міжнародного енергетичного агентства, запаси технологічно доступного сланцевого газу в Європі становлять 16 трлн. м³, у країнах колишнього СРСР – 18 трлн.м³. За оцінками IHS CERA, до 2018 року річний видобуток сланцевого газу в світі становитиме 180 млрд.м³.

За даними Національного агентства з питань забезпечення ефективного використання енергоресурсів України, прогнозні ресурси сланцевого газу в Україні становлять до 2 трлн.м³. У той же час, за даними Міністерства екології та природних ресурсів, їх величина оцінюється в 1,4 трлн. м³. За даними Державної служби геології та надр України, прогнозні ресурси оцінюються величиною 0,7-0,84 трлн.м³; геологічне агентство США оцінює прогнозні ресурси сланцевого газу в Україні в 1,5-2,5 трлн. м³ [7]. Різниця в оцінці прогнозних ресурсів, промислово цінність вилучення яких

ще необхідно довести, більш ніж очевидна. Конкретних результатів сучасних досліджень по Україні ще немає.

Потенціал сланцевих формацій щодо економічно доцільної кількості газу можна оцінити шляхом визначення властивостей материнських порід, загального вмісту вуглецю (total organic carbon – TOC), термодинамічних умов та керогенного аналізу. Отже, потрібно провести розвідувальне буріння, зробити хоча б один гідро-розрив і оцінити, скільки газу може дати досліджувана площа. Відомо, що економічно вигідний видобуток сланцевого газу може проводитись лише у випадку, коли сланець містить природні тріщини. Проблема досліджень полягає саме у визначенні зон тріщинуватості.

В принципі, великі тріщини та розломи можуть бути визначені шляхом вимірювання сейсмічної швидкості з поверхні. Техніка аналізу відображення швидкостей використовує диференціальний час відбиттів, що реєструються на поверхні (з різною відстанню джерело-приймач) для визначення газонасичених зон [1, 2].

Сланцевий газ міститься не лише у порях, але й у зернах породи. Тому ключовим моментом розробки таких сланців є з'єднання усіх пор шляхом введення системи у стан штучного руйнування і зниження тиску у породі.

Накопичений світовий досвід свідчить, що розробка таких родовищ з досягненням економічно рентабельного дебіту може бути досягнутий за умови буріння густої сітки горизонтальних свердловин з подальшим проведенням в них поінтервального багатократного гідравлічного розриву. Схему горизонтальної свердловини для розробки родовищ сланцевого газу зображено на рисунку 2.

Розглянемо випадок поінтервального гідравлічного розриву, на прикладі вже пробуреної горизонтальної свердловини, обсадженої і зацементованої експлуатаційною колоною.

На колоні гнучких труб у свердловину опускають перфоратор до необхідного інтервалу і перфоруєть колонну, з'єднуючи таким чином пласт і свердловину (рис. 3).

Після цього із свердловини піднімають перфоратор і починають гідравлічний розрив першого інтервалу. Кількість рідини розриву, тиск її нагнітання вибирають виходячи з розрахунків у відповідності до пластових умов, міцності колекторів тощо. Вибір пропанту також залежить від глибини свердловини, міцності порід. Процес утворення тріщин контролюють за допомогою обладнання для контролю ГРП, використовуючи для цього різні технології та устаткування.

Після утворення системи необхідних тріщин і зняття тиску у свердловину опускають спеціальні пакери (Frac Plugs). Їхня конструкція і принцип дії є різноманітними. Пакер встановлюють вище інтервалу гідро-розриву (рис. 4).

Значного поширення набули так звані розбурювані пакери. Нижче (рис. 5 – 7) наведено найбільш поширені пакери виробництва різних компаній.

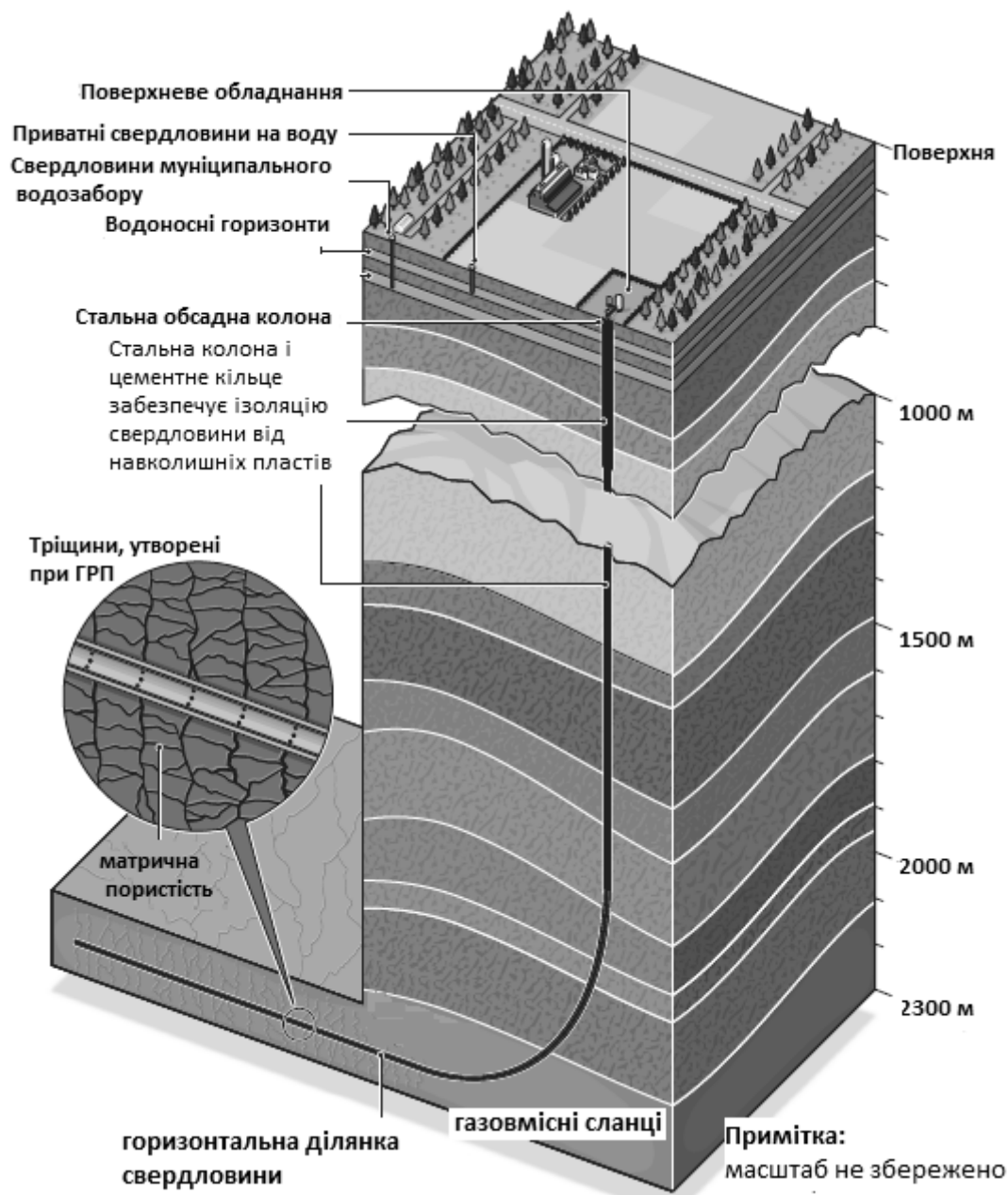


Рисунок 2 - Схема горизонтальної свердловини для розробки родовищ сланцевого газу

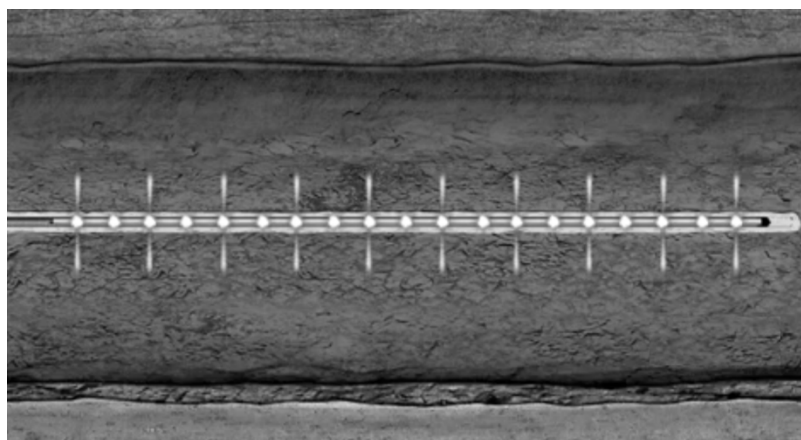


Рисунок 3 – Перфорація першого інтервалу обсадної колони горизонтальної свердловини

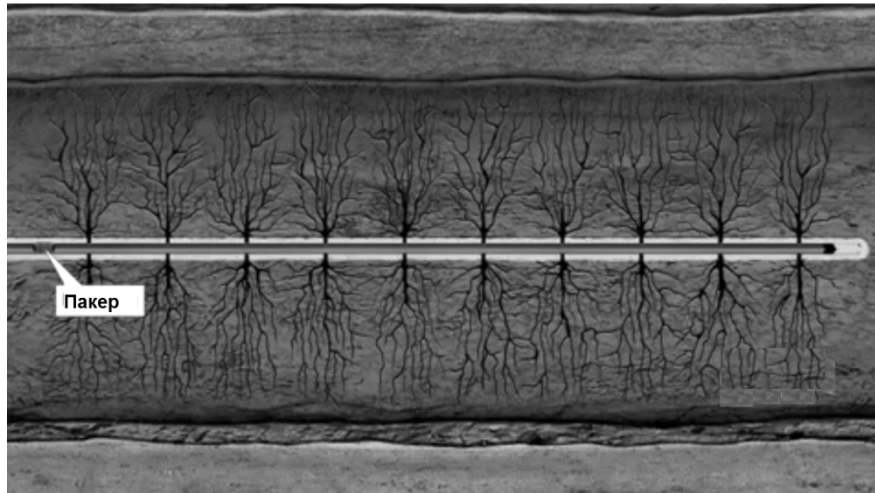


Рисунок 4 – Схема розташування пакера та системи тріщин при гідророзриві першого інтервалу

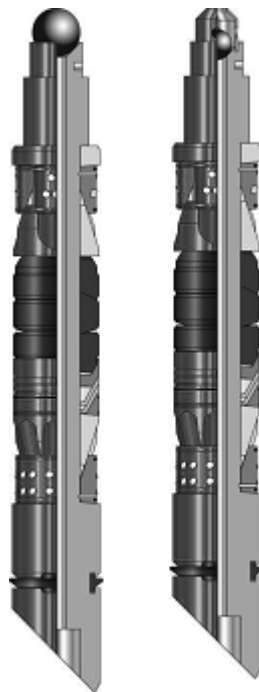


Рисунок 5 – Пакери фірми Halliburton (з ліва на право Fas Drill® Frac Plug та Fas Drill® Caged Ball Frac Plug)



Рисунок 6 – Пакер FPE Frac Plug компанії ServaCorp

На рисунку 7 зображено загальний вигляд пакера компанії Weatherford, який було використано при гідророзривах на родовищі сланцевого газу Marcellus Shale.

Встановлення пакера вище інтервалу попереднього гідророзриву дає можливість ізолювати уже розкрити ділянку стовбура свердловини і перейти до другого інтервалу гідророзриву.

Після цього відбувається знову описаний раніше процес (перфорація колони, гідророзрив відповідної ділянки, ізоляція цієї ділянки пакером) для наступної ділянки (рис. 8).

Кількість інтервалів, на яких буде здійснено гідророзрив залежить від довжини горизонтальної ділянки свердловини та економічної доцільності. В промисловій практиці викорис-

товують різноманітні рідини розриву, рідини-пісконосії та різні типи пропанту. Компанія Halliburton використовує на різних інтервалах як кислотний, так і звичайний гідророзрив, а також їх поєднання під час проведення операції SurgiFrac Service.

Великий досвід проведення поінтервальних ГРП мають Сполучені Штати Америки. На рисунку 9 відображено загальну схему здійснення поінтервального ГРП.

Після проведення гідророзриву на всіх необхідних інтервалах проводять розбурювання пакерів та освоєння свердловини.

При використанні так званого "звичайного" ГРП, тобто при розриві з використанням води, проявляються такі позитивні ефекти як,



Рисунок 7 – Загальний вигляд кулькового пакера компанії Weatherford

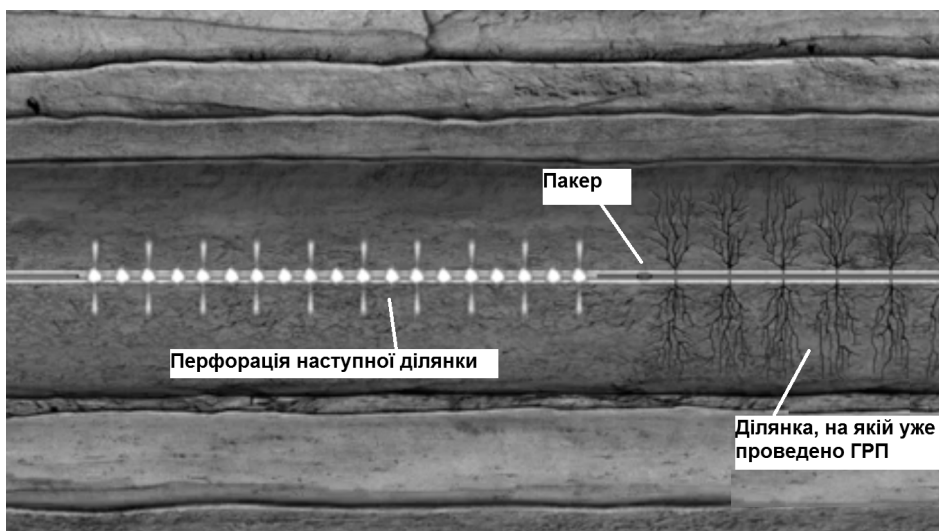


Рисунок 8 – Перфорація наступного інтервалу в свердловині

наприклад, витіснення. Витіснення – процес, за якого змочувана фаза витісняє незмочувану. В гідрофільних породах вода витісняє газ із пор матриці, виштовхує їх в природні тріщини, звідки вони потрапляють в штучно створені тріщини і в стовбур свердловини.

При гідророзриві пласта з використанням води не потрібно руйнувати рідину розриву для промивання і очищення тріщин. Створена тріщина залишається чистою завдяки відсутності незруйнованого полімеру.

Проте дефіцит водних ресурсів, екологічні та інші проблеми, пов'язані з використанням звичайної води в якості рідини розриву, зумовили частіше використання інших рідин, такі як структуровані гелі, загущена вода, міцелярні рідини тощо.

Все частіше в США почали використовувати так звані безводні ГРП з використанням рідкого чи гелеподібного пропану. Основні характеристики зрідженого пропану в якості використання його для ГРП та їх порівняння з характеристиками води наведено в таблиці 1.

Ще однією перевагою використання безводного ГРП є ефективна довжина тріщини (рисунки 10).

На рисунку 11 зображено об'язку гирла свердловини при проведенні безводного ГРП.

Окрім вищезазначених переваг, ГРП з використанням зрідженого пропану не потребує витрат води. При цьому також забезпечується значно більший видобуток зі свердловини.

Спираючись на вітчизняну та закордонну практику, численні дані числового і аналі-

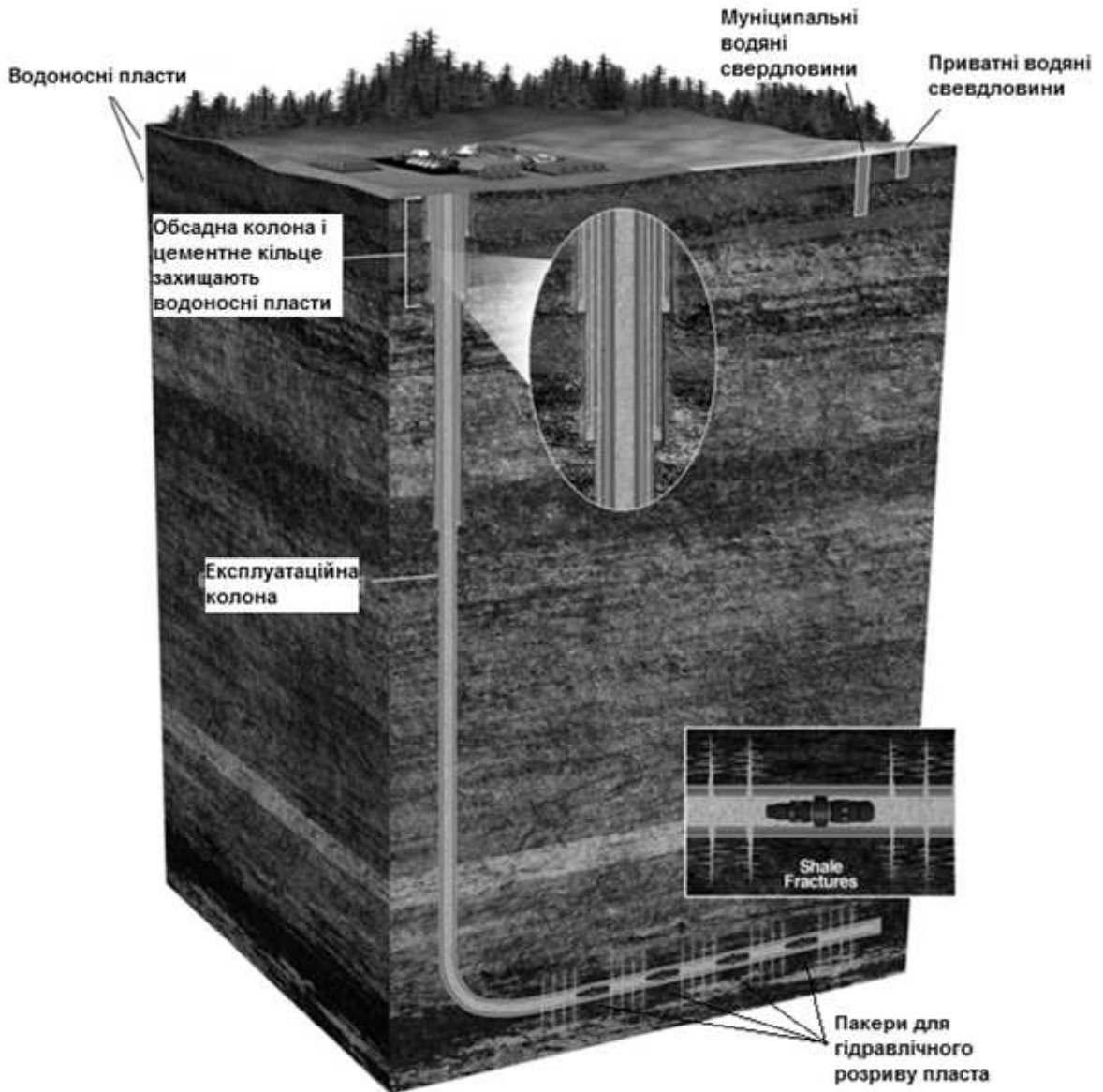


Рисунок 9 – Загальна схема здійснення поінтервального ГРП у горизонтальній свердловині

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика рідин розриву

Характеристика	Рідина розриву на основі зрідженого пропану	Рідина розриву на водній основі
В'язкість	0,08 спз	0,66 спз
Питома вага	0,51	1,02
Поверхневий натяг	7,6 дин/см	72 дин/см
Здатність до руйнування	структура не руйнується	структура здатна до руйнування

тичного моделювання, матеріали спеціалістів по ГРП і статистичний аналіз промислових даних, була розроблена блок-схема для вибору найбільш оптимальної рідини розриву для тих чи інших умов.

Так, у свердловинах з невисокою вибіною температурою (менше 90°C) і невеликим градієнтом пластового тиску (менше $4,5 \cdot 10^{-3}$ МПа/м) ефективний ГРП з використанням азотної піни. У глибоких і «гарячих» свердловинах (вибійна температура більша 130°C), полімери швидко руйнуються і тому гель необхідно стабілізува-

ти, ефективним вибором є ГРП з використанням структурованого гелю. Такий варіант також підходить для свердловин з високою температурою і високим градієнтом пластового тиску (понад $4,5 \cdot 10^{-3}$ МПа/м). При високій температурі і невеликому градієнті пластового тиску (менше $4,5 \cdot 10^{-3}$ МПа/м) слід проводити або ГРП з використанням структурованого гелю з добавкою діоксиду вуглецю, або ГРП з використанням структурованого гелю з добавкою азоту. При середній температурі (90-130°C) і невеликому градієнті пластового тиску (менше

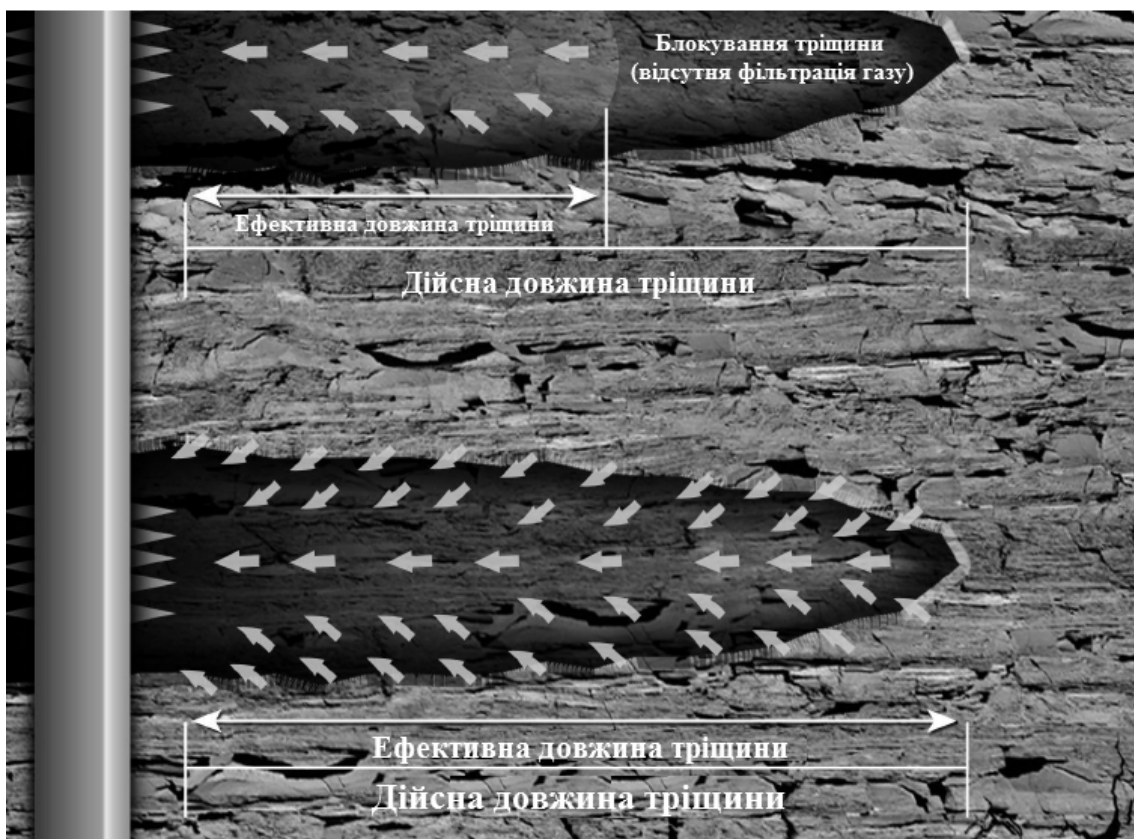


Рисунок 10 – Порівняння тріщини, утвореної безводним ГРП, з тріщиною, утвореною звичайною рідиною розриву



Рисунок 11 – Обв'язка гірла свердловини та розташування техніки при проведенні безводного ГРП

$4,5 \cdot 10^{-3}$ МПа/м) слід проводити комбінований ГРП з використанням діоксиду вуглецю або азоту [8].

Важливим також є питання контролю процесу гідравлічного розриву, а саме контролю за ростом тріщин. Найбільш поширеним методом

в даному напрямку є використання мікросейсміки для контролю за ростом тріщини в процесі ГРП.

Проте одного тільки гідравлічного розриву не зовсім достатньо для повного вилучення сланцевого газу з родовища, оскільки значна

його частина знаходиться у адсорбованому стані в органічній речовині. На практиці зустрічаються родовища з вмістом адсорбованого газу в межах від 15 до 80% від загальних запасів. Тому потрібно застосовувати додаткові методи стимулювання видобутку [9-11].

Для цього варто більш детально розглянути явище адсорбції. Адсорбція - вибіркове поглинання речовини з газового чи рідкого середовища поверхневим шаром твердого тіла (адсорбенту) чи рідини. Компонент що поглинається, який вміщується в суцільному середовищі (газі, рідині), називають адсорбентом, а той що вміщується в адсорбенті — адсорбатом.

Адсорбція - процес екзотермічний, як і більшість процесів, які проходять з утворенням нових зв'язків. Зворотнім процесом є десорбція, яка досягається, зокрема, підвищенням температури. Адсорбційні процеси в сланцевих породах описуються законом Ленгмюра.

Загальний вигляд ізотерми мономолекулярної адсорбції Ленгмюра зображено на рис. 12.

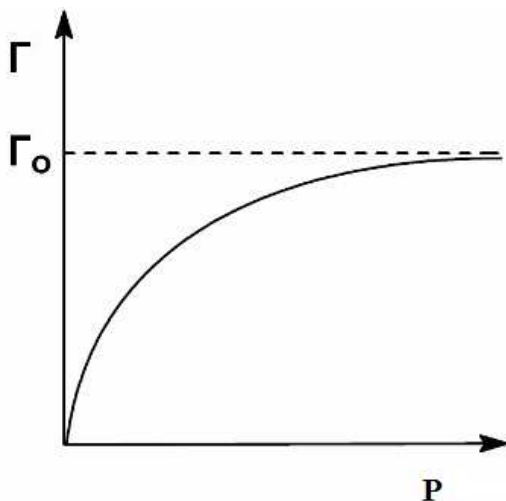


Рисунок 12 – Ізотерма мономолекулярної адсорбції Ленгмюра

Люїс (2004) виразив теорію Ленгмюра, використовуючи петрофізичні параметри, і в результаті отримав наступне рівняння:

$$q_c = \frac{V_l \cdot p}{p + p_l} \quad (1)$$

де q_c – вміст адсорбованого газу, фт³/т;

p – пластовий тиск, psi;

V_l – об'єм Ленгмюра, фт³/т;

p_l – тиск Ленгмюра, psi.

Бісвас [12] у своїй теорії запропонував, що процес руху газу в сланцевих породах є наслідком десорбції і дифузії. Явадпур [13] у своїх лабораторних дослідженнях показав процес десорбції і побудував рівноважні криві десорбції. Сіполла [9-11] у свою чергу показав, що збільшення десорбції газу веде до значного приросту видобутку і збільшення коефіцієнту газовилучення. Відомі наступні фактори, які впливають на процес десорбції (за Сіполлою):

- густота тріщин ГРП: при густоті тріщин у 600 футів (≈ 182м) кількість десорбованого газу складає ~8,5% від загального видобутку, а при густоті в 50 футів (≈ 15м) десорбований газ рівний ~15% від видобутку (рисунок 13);

- вибійний тиск: зниження вибійного тиску не значно впливає на десорбцію газу зі сланцю (рисунок 14). Так, наприклад, при зниженні вибійного тиску в 2 рази загальний видобуток збільшується приблизно на 12%, причому це збільшення відбувається за рахунок вільного газу, а не десорбованого.

Одним із найбільш використовуваних та найдієвіших методів стимулювання десорбції сланцевого газу є нагнітання вуглекислого газу (CO₂), який заміщує молекули газу, тим самим вивільняючи його в тріщини. Багато дослідників в своїх роботах відображають позитивний вплив нагнітання CO₂ для підвищення газовилучення. В першу чергу, це пояснюється більшою здатністю до адсорбції на поверхні сланцю, у порівнянні зі сланцевим газом.

Окрім явищ десорбції та дифузії на видобуток адсорбованого газу можна вплинути, використовуючи зворотній осмотичний ефект - процес, при якому за допомогою тиску змушують розчинник (зазвичай воду) проходити через напівпроникну мембрану з більш концентрованого в менш концентрований розчин, тобто у зворотному для осмосу напрямку. При цьому мембрана пропускає розчинник, але не пропускає деякі розчинені в ньому речовини.

Проникність зразка ядра при пропусканні через нього газу залежить від тиску. При високих тисках газопроникність наближається до значення абсолютної проникності, при низьких - іноді значно (на 50% і більше) перевищує її, що відбувається через ефект Клінкенберга (рис. 15) - проковзування газу при низьких тисках [14]. Дослідженнями Л.Клінкенберга вперше було встановлено, що проникність порід по газу k_r може бути вище проникності по рідині k_r . Це пояснюється ефектом проковзування газу в умовах, коли довжина середнього пробігу молекул газу співрозмірна з діаметром капіляра (якщо вважати, що пори мають трубчасту циліндричну форму)[15-17].

Оскільки сланцеві породи володіють наднизькими фільтраційними властивостями, Русінг [15-17] запропонував розглядати інерційні ефекти в процесі руху газу через мікротріщини. Дослідження Форхгеймера в 1901 році вилились в рівняння припливу, яке характеризує порушення закону Дарсі і є його більш ширшою інтерпретацією.

З цієї самої причини в сланцевих породах спостерігається значне проявлення капілярного тиску і капілярних сил. Холдич [19] та Ченг [18] свідчать, що капілярні тиски в сланцевих породах зростають до сотень, а то й до тисяч psi. Тріщини, утворені в процесі ГРП, мають порівняно великі розміри, тому капілярні сили практично нульові. Тому вивчення капілярних тисків може дати змогу значно вплинути на процес розробки родовища.

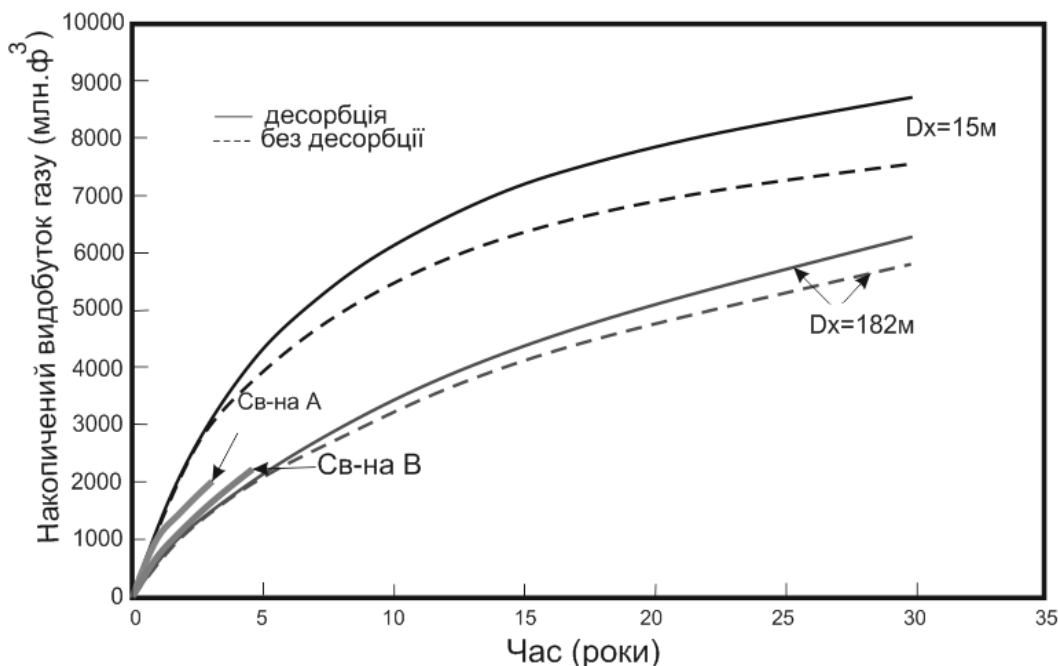


Рисунок 13 – Вплив густоти тріщин на кількість видобутого газу

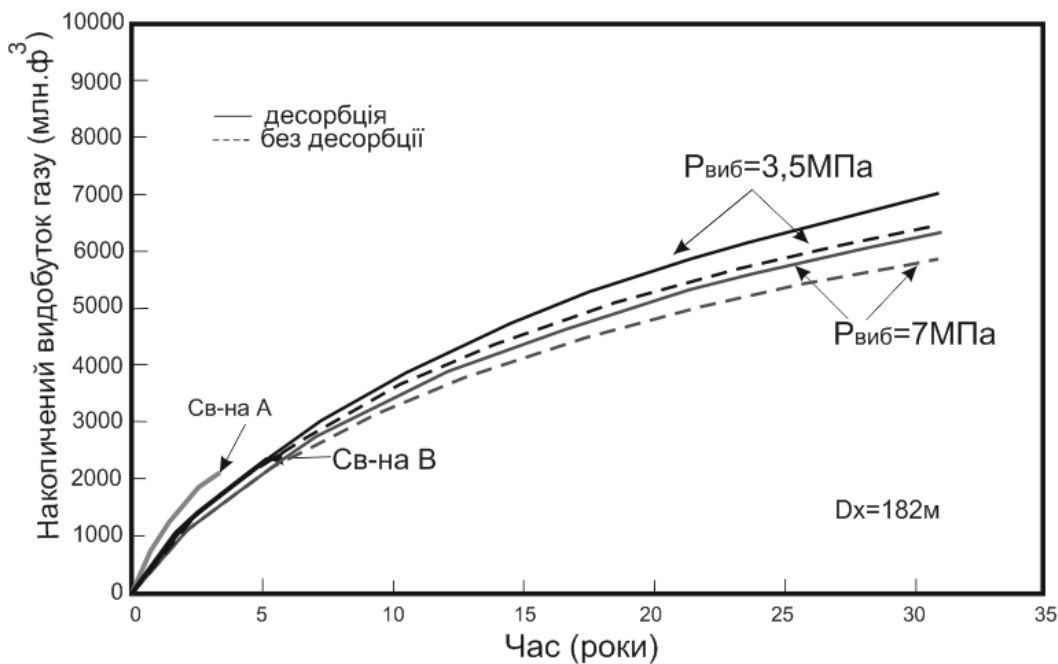


Рисунок 14 – Вплив зниження вибійного тиску на видобуток газу

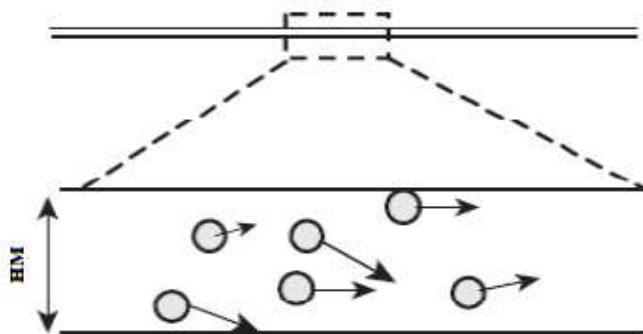
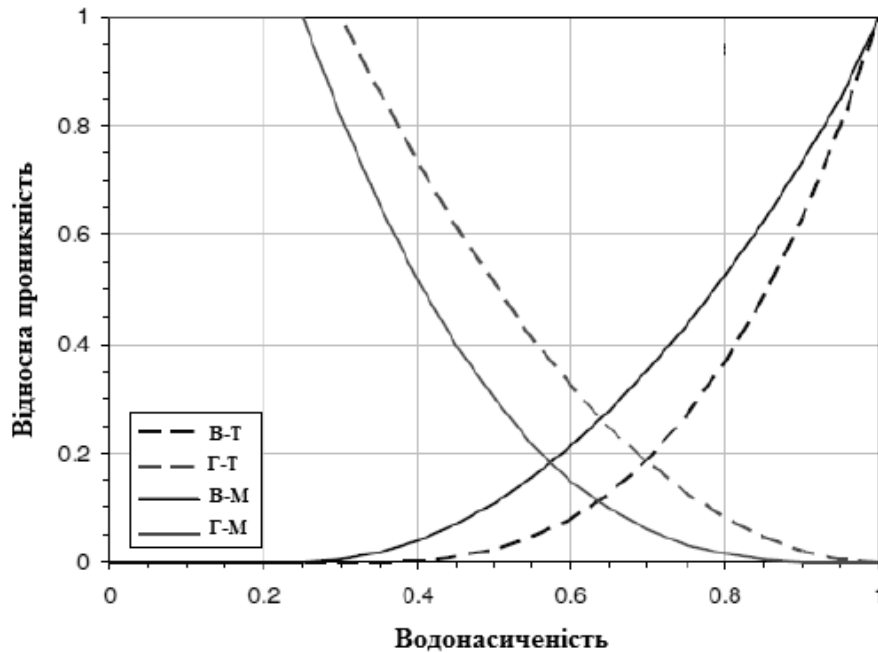


Рисунок 15 – Ефект Клінкенберга



В-Т - відносна фазова проникність для води в тріщині;
 Г-Т - відносна фазова проникність для газу в тріщині;
 В-М - відносна фазова проникність для води в матриці;
 Г-М - відносна фазова проникність для газу в матриці

Рисунок 16 – Відносні фазові проникності для газу і води

Відносна фазова проникність в сланцевих покладах найчастіше проявляється в процесі проведення ГРП, коли зона розриву володіє різною відносною фазовою проникністю матриці, як зображено на рисунку 16.

Тому повне вилучення рідини розриву відіграє досить важливу роль для подальшої фазової проникності для газу.

Процес видобування сланцевого газу є досить складним і потребує значних капіталовкладень. Тому варто значну увагу приділити розробці нових технологій та покращенню вже існуючих задля збільшення коефіцієнту газовилучення та зменшення ризиків, з якими стикаються інженери в процесі видобування такого важливого енергетичного ресурсу.

Зокрема ще не вивчений характер руху газу в сланці. Вирішення даного питання дасть можливість більш точно проектувати процес розробки родовищ, моделювати процес фільтрації та охоплення пласта розробкою. Не розкритим залишається також питання більш повного вилучення адсорбованого газу з поверхні породи, що дасть можливість збільшити коефіцієнт кінцевого газовилучення. Важливе місце займає роль гідравлічного розриву пласта, як основного методу дії на пласт. Саме вдосконалення технології ГРП, а зокрема збільшення довжини тріщини, їхнє взаємне розміщення та зменшення кольматції пласта дозволить збільшити зони дренажу свердловин та зменшити їх кількість, що понесе за собою значний економічний ефект. Не варто залишати осторонь і питання взаємного розміщення свердловин, довжини їх горизонтальних ділянок та режиму експлуатації свердловин.

Хоча прогнозовані запаси сланцевого газу в Україні є досить значними, це зовсім не значить, що вони невичерпні. Тому тільки комплексний і виважений підхід до вирішення питань, які постають перед інженерами і науковцями на даному етапі "сланцевої революції" може дати найкращі результати, які допоможуть здобути країні таку очікувану енергетичну незалежність.

Література

1 Рудько Г. Наукові та методичні основи оцінки перспективних ресурсів сланцевого газу / Рудько Г., Ловинюков В., Григіль В. // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 158-159.

2 Кривуля С.В. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов газа в свете современных технологий / С.В. Кривуля, М.І. Фик, Н.І. Камалов // Питання розвитку газової промисловості України. – 2011. – Вип. XXXIX. – С. 235-243.

3 Kundert D. Proper Evaluation of Shale Gas Reserves Leads to a More Effective Hydraulic Fracture Stimulation / Kundert D., Mullen M // SPE Paper No. 123586. Presented at the SPE Rocky Mountain petroleum Technology Conference held in Dever, Colorado, USA 14-16 April 2009.

4 Biglarbigi K. Rethinking World Oil-Shale Resource Estimates / Biglarbigi K., Crawford P., Carolus M. and Dean C. // SPE Paper No. 135433. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010.

5 Aguilera R. Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs / Aguilera R. // SPE Paper No. 132845. Presented at the Trinidad and Tobago Energy Resources Conference held in Port of Spain, Trinidad, 27-30 June 2010.

6 <http://www.eia.gov/>

7 <http://www.naer.gov.ua/>

8 Malpani R. Выбор жидкости разрыва для интенсификации добычи из малопроницаемых газоносных пластов / R. Malpani, S. A. Holditch // Нефтегазовые технологии. – 2008. – № 11. – С. 51-55

9 Cipolla C.L. Reservoir Modelling in Shale Gas Reservoirs / Cipolla C.L., Lolon E.P. // SPE Paper No. 125530. Presented at the SPE Eastern Regional meeting, Charleston, West Virginia, USA, 23-25 September 2009, Peer approved 1 March, 2010.

10 Cipolla C. Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping / Cipolla C., Mack C., Maxwell S. // SPE Paper No. 137437. Presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference held in Calgary, Alberta, Canada, 19-21 October 2010.

11 Cipolla C. Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping – Part 2 / Cipolla C., Mack C., Maxwell S. // SPE Paper 138103. Presented at the SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Lima, Peru, 1-3 December 2010.

12 Biswas D. Shale Gas Predictive Model (SGPM) – An Alternative Approach to Predict Shale Gas Production / Biswas D. // SPE Paper No. 148491. Presented at the Eastern Regional Meeting held in Columbus, Ohio, USA, 17-19 August 2011.

13 Javadpour F. Nanoscale Gas Flow in Shale Gas Sediments / Javadpour F., Fisher D., Unsworth M. // Journal of Canadian Petroleum Technology, October 2007, Volume 46, No. 10.

14 Klinkenberg L.J. 1941. The Permeability of Porous Media To Liquids And Gases. – API, 1941.

15 Rushing J.A. Measurement of the Two-Phase Gas Slippage Phenomenon and its Effect on Gas Relative Permeability in Tight Gas Sands / Rushing J.A., Newsham K.E., Fraassen K.C. // SPE Paper No. 84297. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 5-8 October 2003.

16 Rushing, J.A., Newsham, K.E., Lasswell, P.M., Cox, J.C., Blasingame, T.A. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, USA, 26-29 September 2004.

17 Rushing J.A. Estimating Reserves in Tight Gas Sands at HP/HT Reservoir Conditions: Use and Misuse of an Arps Decline Curve Methodology / Rushing J.A. Perego A.D., Sullivan R.B., Blasingame T.A. // SPE Paper No. 109625. Presented at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, USA, 11-14 November 2007.

18 Cheng Y. Impact of Water Dynamics in Fractures on the Performance of Hydraulically Fractured Wells in Gas Shale Reservoirs / Cheng Y., // SPE Paper No. 127863. Presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 10-12 February 2010.

19 Holditch S.A. 1979. Factors Affecting Water Blocking and gas Flow from Hydraulically Fractured Gas Wells. JPT 31 (12): 1515-1524.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
19.03.13*

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

Техніка і технології

УДК 622.276.054

СПОСОБИ ЛІКВІДАЦІЇ ПІЩАНИХ КОРКІВ НА ВИБОЯХ СВЕРДЛОВИН З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ

Н.С. Дремлюх

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Показано негативні наслідки винесення піску із пласта і методи запобігання утворенню піщаних корків на вибої свердловин. Розглянуто причини, які призводять до руйнування привибійної зони у процесі експлуатації свердловин з нестійкими колекторами і способи, що дають змогу зменшити надходження піску у свердловину. Охарактеризовано методи виявлення піску в продукції свердловин.

Наведено технології і технічні засоби для промивання чи продування піщано-глинистих корків, очищення свердловин від піщаних корків желонками, гідробуром, струминним насосом. Розглянуто характеристики промивальних рідин, їх властивості, та критерії, на основі яких необхідно вибирати рідини для здійснення технологічних операцій у свердловинах. Залежно від конструкції свердловини, наявності технічних засобів, пластових умов, міцності піщаного корка наведено технології промивання піщаних корків. Описано технологію промивання піщаних корків з використанням гнучкої колони труб (колтюбінгове устаткування). Розглянуто пристрої для очищення вибоїв свердловини від піщаних корків. Для збільшення ефективності та зменшення часу і витрат запропоновано пристрій для руйнування піщаного корка, що складається з корпусу, в якому розміщений перекидний клапан.

Ключові слова: свердловина, піскоутворення, технологія, колтюбінг, промивання, розбурювання

Указаны негативные последствия вынесения песка из пласта и методы предотвращения образования песчаных пробок на забое скважин. Рассмотрены причины, которые приводят к разрушению призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами и способы, позволяющие уменьшить поступления песка в скважину. Охарактеризованы методы выявления песка в продукции скважин.

Приведены технологии и технические средства для промывки или продувки песчано-глинистых пробок, очистки скважин от песчаных пробок желонками, гидробуром, струйным насосом. Рассмотрены характеристики промывочных жидкостей, их свойства, и критерии, на основе которых необходимо выбирать жидкости для осуществления технологических операций в скважинах. В зависимости от конструкции скважины, наличия технических средств, пластовых условий, прочности песчаного пробки приведены технологии промывки песчаных пробок. Описана технология промывки песчаных пробок с использованием гибкой колонны труб (колтюбінгове обладнання). Рассмотрены устройства для очистки забоя скважины от песчаных пробок. Для увеличения эффективности и уменьшения времени и затрат предложено устройство для разрушения песчаной пробки, состоящий из корпуса, в котором размещен перекидной клапан.

Ключевые слова: скважина, пескообразования, технология, колтюбінг, промывание, разбуривание.

The negative effects of removing sand from the formation and preventing methods of sand plugs forming at the bottom of wells are presented in the paper. We've discussed the causes that lead to the destruction of the bottom zone during the operation of wells with non-steady collectors and ways to reduce the inflow of sand into the hole. Methods for detecting sand in the production wells have been examined here.

The technologies and technical equipment for washing or blowing sand and clay plugs, cleaning wells from sand plugs with a bailing tube, a hydrodrill, a jet pump are reviewed in the article. We've examined the characteristics of the flushing fluids, their properties, and the criteria by which it is necessary to choose fluids for carrying out working operations in wells. Depending on the well design, the availability of technical equipment, formation conditions, the strength of sand plugs the technologies of washing sand plugs are considered. The technology of washing sand plugs using a flexible drill stem (coiled tubing equipment) is characterized. We've considered the equipment for cleaning the sand plugs at the bottom of wells. To increase the efficiency and reduce the time and costs we've suggested the sand plugs breaking equipment that consists of the casing with the integrated cross-over valve.

Keywords: well, sand forming, technology, coiled tubing, washing, drilling.

Однією з головних проблем, що виникає під час експлуатації свердловин із нестійкими породами-колекторами, є руйнування привибійної зони пласта (ПЗП). Процес руйнування ПЗП супроводжується винесенням частинок породи із пласта у свердловину.

Інтенсивне винесення твердої фази із пласта призводить до абразивного зношування підземного і наземного обладнання свердловин, порушення стійкості і обвалювання порід у привибійній зоні, прихоплення насосно-компресорних труб, забивання піском захисних пристроїв насосів, піднімальних і хвостових труб, перевідників та іншого устаткування і утворення піщаних корків на вибоях, що, у свою чергу, веде до зниження продуктивності свердловини аж до її повної зупинки [1, 2].

Результати лабораторних і промислових досліджень свідчать, що кількість піску, який надходить у свердловину, зростає у міру виснаження газоносного колектора і зниження пластового тиску [3].

Механізм піскопроявлення є дуже складним: на нього впливає весь процес закінчення свердловин, починаючи від первинного розкриття пласта і до початку видобування вуглеводнів. Негативний вплив чинників закінчення свердловин пов'язаний зі зміною напруженого стану піщаного колектора [4].

При неякісно обладнаному вибої кількість піску, що надходить у свердловину, може бути значною. Однією з найпоширеніших причин утворення піщаних корків на вибої є зупинки свердловин, що експлуатуються. Під час зупинок припиняється рух потоку рідини (газу) на поверхню. Пісок, що знаходиться в рідині, осідає і утворює корок. Утворення корків може відбуватися в стовбурі свердловини і в насосно-компресорних трубах (НКТ) [5].

Інтенсивність коркоутворення і товщина корків, як і колекторські властивості привибійної зони пласта, залежать також і від діаметра обсадної колони. Якщо у свердловинах з експлуатаційною колоною діаметром 219 мм піщано-глинистим корком перекрито в середньому 36 % сумарної розкритої перфорацією товщини експлуатаційного об'єкта, то у свердловинах діаметром експлуатаційної колони 168 і 146 мм піщано-глинистим корком перекрито відповідно 10,6 і 2,3% розкритого продуктивного розрізу [6].

Корки бувають різної товщини, що сягають до 200-300 м. Щільність корка по висоті не є однаковою. Корки найчастіше бувають суцільними, тобто складаються з суцільного стовпа піску, відкладеного на вибої свердловини. Іноді такі корки називають вибійними. Бувають випадки, коли корок складається з стовпчиків піску, рідини і газу, що перемежуються. Іноді, крім вибійних корків, на деякій відстані від вибою можливе скупчення великої кількості піску, причому піщані маси відокремлені один від одного газонафтовим прошарком. Такі корки на промислах отримали назву патронних.

У деяких свердловинах не зважаючи на вилучення частини піску, висота корка не зменшується, а іноді навіть збільшується. Такі корки називають повзучими [5].

Голова піщаного корка і сам корок з часом ущільнюється за рахунок видавлювання рідини із корка у процесі створення репресії тиску на пласт у циклі запомповування газу або депресії тиску на корок у циклі відбирання. Осушення піщаного корка відбувається за рахунок випаровування частини води в потік сухого газу при його запомповуванні [7].

Причини, які призводять до руйнування привибійної зони в процесі експлуатації свердловин у нестійких колекторах, можна поділити на дві групи.

До першої групи входять чинники, викликані особливостями геологічної будови пластів і фізико-літологічними властивостями гірських порід (глибина залягання пласта, пластовий і гірський тиски, зцементованість, гранулометричний склад, пористість, проникність, склад пластового флюїду, що видобувається). Проте істотно вплинути на їх усунення дуже складно. Задача полягає у виборі такого режиму роботи свердловини, щоб негативний вплив цих чинників був мінімальним.

До другої групи відносять технічні і технологічні чинники, зумовлені технікою і технологією буріння, закінчення і експлуатації свердловин: конструкція вибою, режим фільтрації флюїдів, допустимий вміст піску в продукції [8].

Стійкість порід до руйнування характеризується наявністю сил тертя і сил зчеплення між частинками породи. Для кожної породи існує критичне значення швидкості фільтрації і градієнту тиску, перевищення яких призводить до їх руйнування [9].

За високих градієнтів тиску і недостатньої міцності цементуючого матеріалу зерна пісковика відокремлюються від основного масиву і виносяться в свердловину.

У газових свердловинах винесення піску з пласта в стовбур інтенсифікується при їх обводненні на пізній стадії розробки родовища, коли вода спочатку вимиває зв'язуючі глинисті частини, а потім виносить пісок [10].

Одним з найпростіших способів, що дозволяють зменшити надходження пластового піску в свердловину, є обмеження дебітів пластового флюїду. Обмеження дебіту зводиться до необхідності вибору такого технологічного режиму експлуатації свердловин, який полягає в підтриманні на стінці вибою свердловини постійного максимально допустимого градієнта тиску. Величини допустимих градієнтів тиску визначають за даними досліджень свердловин при стаціонарних режимах фільтрації. На даний час метод обмеження дебіту не часто вибирають як оптимальне рішення, оскільки величина допустимого дебіту може бути значно нижчою за потенційні можливості пласта [6].

Для запобігання утворенню піщаних корків на вибої застосовують ще й такі методи [11]:

1. Збільшення швидкості руху рідини в піднімальних трубах шляхом застосування ліфтових колон меншого діаметра або більш раннього переходу на газліфтний спосіб видобування нафти, газу і конденсату в нафтових, газових і газоконденсатних свердловинах.

2. Збільшення швидкості піднімання рідини в трубах шляхом повернення частини піднятої рідини чи видобутого газу у свердловину для їх рециркуляції.

Винесення з пласта дрібних частинок може мати місце за одночасного виконання таких двох умов.

1. Розміри пор, що утворені великими зернами піску (або гравію), є більшими за дрібні частини, які виносяться потоком. Співвідношення між розмірами великих і дрібних частинок породи, за якого є можливим винесення дрібних частинок, називають структурним (геометричним) критерієм суфозії (пісковинесення).

2. Швидкість фільтраційного потоку є достатньою, щоб не тільки зрушити з місця дрібні частинки, але й надати їм на дуже короткому відрізку шляху швидкості руху, рівної середній швидкості потоку. Швидкість потоку, яка задовольняє цьому, називають критичною швидкістю винесення піску і розглядають її як механічний критерій суфозії [12].

Для виявлення піску в продукції застосовують детектори піску. Детектор піску складається з тонкостінного, закритого з одного кінця трубчастого зонда, через який після руйнування його стінки внаслідок піщаної ерозії передається тиск свердловини. Цей зонд використовується у комплекті з пристроєм для закривання свердловини і пристроєм керування за допомогою однієї з двох систем передавання сигналу [12].

Акустичний детектор піску з електронним керуючим пристроєм, розроблений фірмою "Mobile Oil" спільно з фірмою "OIC Send Systems", може виявити пісок у потоках нафти або газу. Фірма "OIC" та відділення "Johnston-Makko" фірми "Shlumberger Technology" пропонують використовувати для боротьби з піском прилад SSD. Фірма "OIC" рекомендує також використовувати електронний зонд SAFLO, розроблений фірмою "Shell Oil", який застосовується, в основному в газових свердловинах [11, 12].

Для контролю за надходженням піску в газ, що видобувається, група компаній розробила технологію silicalock. В основу методу покладена реакція: $\text{SiCl}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{SiO}_2 + 4\text{HCl}$. Технологія процесу silicalock передбачає оброблення свердловини сумішшю газів.

Метод полягає в тому, що насосом високого тиску рідкий чотирихлористий кремній з емкості подають на лінію, що сполучає випарник азоту (де рідкий азот перетворюється на газоподібний). При цій технології азот є газоносієм, причому, потрапляючи в потік газоподібного азоту, рідкий чотирихлористий кремній також переходить у газоподібний стан, і обробка свердловини проводиться сумішшю газів.

В результаті реакції чотирихлористого кремнію і пластової води утворюється двоокис кремнію, який і цементує піщинки, з'єднуючи їх. У результаті потік піску в свердловину різко знижується [3].

Для безперервного контролю за надходженням піску з привибійної зони експлуатаційного горизонту розроблено приладове обладнання, що модифіковано для використання як на поверхні, так і на вибої свердловини. З допомогою поверхневого і вибійного обладнання можна вимірювати об'єм надходження піску в потоки сухого і вологого газу, а також в однофазній рідині. Обладнання для контролю за надходженням піску в багатозонному потоці було успішно випробуване [13].

Незалежно від причин появи піску, для забезпечення високих відборів газу із свердловин пісок, який накопичується на вибої свердловини, необхідно видаляти [9].

Ліквідація піщаних корків у свердловинах здійснюється періодичними промиваннями свердловини методом циркуляції рідини або очищенням. Вибір способу залежить від ступеня сипкості корка.

Позитивний ефект від видалення залежить від властивостей корка, фільтраційних параметрів пласта (анізотропії пласта), розчленованості пласта, неоднорідності за площею і розрізом, а також від розміру області перекривання пласта.

Вибір технології промивання зумовлюється типом корка, місцем його знаходження, станом експлуатаційної колони (ступінь герметичності і зношення), величиною пластового тиску.

Очищення вибоїв свердловин від піщаних корків здійснюють желонками, гідробурами, струминними насосами.

Найбільш повно піщаний корок можна видалити з допомогою желонки. При цьому не порушується проникність привибійної зони. Суть технології полягає у поступовому підніманні певних порцій піску з вибою свердловин шляхом багаторазових опускань і піднімань желонки на тартальному канаті [12].

Для цього на свердловині встановлюють піднімач, піднімають і укладають на помості труби, встановлюють біля свердловини ємність для збирання піднятого піску. Звичайно, цей процес обмежується глибиною свердловини (1200–1400 м), дуже трудомісткий і небезпечний через можливість виходу з ладу експлуатаційних колон у результаті їх протирання сталевими канатами [14]. Його можна використовувати тільки у низьконапірних свердловинах з незначною газонасиченістю нафти, щоб не було відкритого фонтанування і значного газовиділення.

При очищенні свердловини від крихких корків і невеликій висоті стовпа рідини рекомендується застосовувати прості желонки, для щільних – поршневі, в усіх інших випадках – автоматичні.

У процесі очищення желонку опускають у свердловину на канаті з середньою швидкістю. За 10–15 м до корка розгальмовують лебідку, і желонка вдаряється у корок, клапан у нижній

частині відкривається, і пісок разом з рідиною заповнює її внутрішній об'єм. У процесі піднімання желонки клапан закривається.

Діаметр желонки вибирається, виходячи з діаметру колони, в якій утворився корок.

Проста желонка є трубою діаметром 73-114 мм і довжиною 8-12 м з тарілчастим або кульковим клапаном на нижньому кінці і дугою для кріплення каната – на верхньому. Хоча желонки подібної конструкції малоефективні, але через простоту конструкції їх часто застосовують на промислах [12].

Поршневі желонки відрізняються від простих наявністю в них поршня, який встановлено на масивному штоці, що вільно проходить через верхню покривку корпусу і з'єднаний з канатом.

При роботі з поршневими желонками спостерігаються несправності внаслідок викривлення штоку і зношення поршня.

Автоматичні желонки працюють за рахунок різкого перепаду тиску в робочій порожнині желонки.

Автоматичні желонки виготовляють двох типів: автоматична желонка ЖА-2, яка складається із двох камер, і однокамерна автоматична желонка ВНІТБ із змінним вибоєм.

Для прискорення процесу очищення піщаного корка велике значення має коефіцієнт наповнення желонки і відсутність несправностей у ній у процесі очищення корка [15].

Недвлячисью на простоту, застосування желонки для чищення піщаних корків має місце ряд суттєвих недоліків: а) велика тривалість процесу (низька продуктивність у разі очищення від щільних корків); б) можливість порушення герметичності експлуатаційних колон; в) можливість обриву тартального каната, на якому опускається желонка; г) неможливість застосування желонки в експлуатаційних колонах, які мають з'являтися і злами; д) забруднення робочого місця [1].

Обмеженням цього методу очищення піщаних корків є неможливість застосування желонки у всіх газових свердловинах незалежно від величини пластового тиску.

Видалення піщаних корків із свердловин можна здійснювати і без опускання промивальних труб. З цією метою застосовують гідробур безтрубний 2 ГБ-90, який опускається у свердловину на канаті. Гідробур включає в себе желонку з інерційним сепаратором, плунжерний насос, а в нижній частині має долото.

Після удару до корка гідробур піднімають на 2-3 м і знову ударяють долотом до поверхні корка. При наступному підніманні плунжер засмоктує рідину з піском з-під долота, потім пісок падає в желонку, а рідина – в поршневий насос.

Такими ударами вдається за декілька прийомів увібрати в гідробур весь піщаний корок, що осів на вибої свердловини.

Для уникнення утворення петель каната в колоні або сильного його натягу і обриву рекомендується роботи проводити на I або II швидкостях роботи піднімача [1].

Очищення струминним насосом застосовують, коли експлуатаційна колона має дефекти або продуктивний пласт сильно дренований [1]. Струминні апарати дозволяють виконувати промивання свердловини без тиску на пласт зі швидкістю, майже рівною швидкості при звичайному промиванні [10].

Установка для промивання свердловин складається із струминного насоса, двох концентрично розміщених труб і поверхневого обладнання (шланги, вертлюг, пристрій для доливання води). Промивання свердловин струминним апаратом, як правило, здійснюють [1]:

а) із застосуванням спеціальних спарених труб і без них;

б) без піднімання труб, трубного і вставного насосів;

в) зі спареними трубами нижньої частини НКТ;

г) із застосуванням пакера.

Способи очищення свердловин від піщаних корків желонками і гідробурами малоефективні і застосовуються для неглибоких свердловин при невеликій товщині корка.

Більш раціональним способом очищення свердловин від піщаних корків є промивання водою або іншою промивальною рідиною.

Вибір промивальної рідини залежить від геолого-промислової характеристики продуктивного пласта.

Як промивальні використовують два типи рідин - ньютонівські і неньютонівські [16]. До першої групи належать вода, соляні розчини на воді, вуглеводневі рідини (дизельне паливо, очищена нафта тощо). Всі ці рідини володіють постійною в'язкістю і швидкістю зсуву, що лінійно пропорційна дотичному напруженню. Для них характерна найнижча в'язкість з усіх рідин, що застосовуються для ремонту і можуть легко проникати в турбулентний потік, створюючи значну енергію змішування [17]. Другу групу складають бурові розчини і гелі. Для них характерна наявність залежності в'язкості від умов течії, вони володіють яскраво вираженими релаксаційними властивостями, а залежність між швидкістю і напругою зсуву у них нелінійна.

Крім наведених використовують стискувальні рідини, що містять газ. До них, щоправда, з певною умовністю, можуть бути віднесені і піни, оскільки вони є газорідною емульсією. В якості рідини для утворення піни використовують воду або нафту, в якості газу – азот. Для утворення стійкої піни додають невелику кількість поверхнево-активних речовин (ПАР) (до 5 – 6%). Використання піни як промивальної рідини зумовлено прагненням знизити гідростатичний тиск на пласт при виконанні технологічних операцій. Важливою властивістю піни є її здатність утримувати в підвищеному стані великі тверді частинки, що не вдається здійснити іншим типам промивальних рідин. При промиванні свердловин, що мають кут нахилу більше 30°, застосування піни небажане, оскільки при їх розпаді в процесі піднімання колоною ліфтових труб відбувається утворення застійних зон

в місцях, де колона гнучких труб стикується з внутрішньою поверхнею ліфтових труб. У ряді випадків може утворюватися низхідний потік рідини, який повертає частинки піску на вибір.

Якщо ньютонівська рідина не забезпечує процесу винесення піску, необхідно використовувати піну або газ.

Головними критеріями, на основі яких необхідно вибирати робочі рідини для здійснення технологічних операцій у свердловинах, є: а) величина густини рідини глушіння; б) величина їх в'язкості та структурно-механічні властивості; в) вплив на привибійну зону продуктивного пласта; г) ступінь корозійного й абразивного діяння на устаткування; д) токсичність, ж) вогне- і вибухонебезпечність; з) ціна і дефіцитність [9].

Промивання ґрунтується на використанні енергії струменя запомповуваної рідини для руйнування піщаного корка і винесення піщанок на поверхню. Розрізняють пряме, перервне пряме, зворотне і комбіноване промивання.

Для підвищення ефективності розпушування корків на низ колони насосно-компресорних труб нагвинчують короткі патрубки, що називають мундштуками [1]:

- а) зі зрізаним навскіс кінцем (тип "перо");
- б) із закругленим кінцем (тип "олівець") з прохідним перерізом від 12 до 37 мм;
- в) з фрезером на кінці;
- г) з комбінованим фрезером-олівцем.

Недоліком мундштука є необхідність його вилучення після промивання при пуску свердловини в експлуатацію [10].

При промиванні піщаних корків потрібно передбачити таку витрату промивальної рідини, яка забезпечує швидкість висхідного потоку рідини з піском, що перевищує швидкість осідання частинок пластового піску в статичних умовах. Крім того, процес винесення пластового піску значно залежить від структурної в'язкості рідини, яка застосовується [18].

Залежно від конструкції свердловини, наявності технічних засобів, пластових умов, міцності піщаного корка використовують декілька технологій видалення корків з вибою свердловин [19].

1. Промивання піщаного корка водою через насадку з центральним отвором (для рихлого корка). В умовах аномально низьких пластових тисків при промиванні водою будуть виникати великі репресії тиску на пласт, що призведуть до поглинання промивальної рідини.

2. Промивання піщаного корка пінами через насадку з центральним отвором, що дозволяє виключити репресію на пласт. Використання піни підвищує умови винесення продуктів руйнування пласта на поверхню.

3. Промивання піщаного корка водою або піною з використанням гідроударника, що дозволяє руйнувати щільний піщаний корок.

4. Імпульсне промивання піщаного корка водою і піною забезпечує руйнування піщаного корка водою і винесення продуктів руйнування піною.

5. Промивання піщаного корка водою з одночасною обробкою свердловини при підвищених депресіях тиску на пласт.

Підготовка свердловини до промивання включає такі операції. Після зупинки свердловини і підняття з неї НКТ та свердловинного обладнання її досліджують з метою визначення глибини знаходження глинисто-піщаного корка та його висоти. Тоді на основі отриманих результатів вимірювання, даних про величину пластового тиску і фізичних властивостей пласта вибирають спосіб промивання [12].

Якщо фонтанні прояви свердловини можливі, то піщані корки слід промивати комбінованим способом, тобто розмивати піщаний корок прямим способом (запомповуванням у НКТ), а вимивати пісок зворотним способом (запомповуванням у затрубний простір). Комбінований спосіб промивання необхідно також застосовувати за наявності щільного піщаного корка, розмивання якого неможливе зворотним промиванням. У решті випадків промивати піщаний корок необхідно зворотним способом. Для здійснення комбінованого промивання щільних корків застосовують промивальний пристрій, який встановлюють вище башмака НКТ.

Після вибору способу промивання свердловини уточнюється відповідна способу схема обв'язки гирла свердловини та довжина колони промивальних труб (НКТ) з урахуванням глибини промивання корка.

Перевіряють стан гирла свердловини, справність наземних споруд, піднімального і промивального агрегатів, автоцистерни, а також підбирають відповідний інструмент, пристосування і матеріали.

Рідину у свердловину запомповують з допомогою промивальних агрегатів, в яких основним є насос, змонтований на тракторі або автомобілі. Для промивання свердловин застосовують промивальні агрегати Азінмаш-32М, Азінмаш-35А і промивальне устаткування УН1Т-10х200 [12].

Недоліками прямого промивання є порівняно малі швидкості висхідного потоку рідини з піском і низька виносна здатність по піску, оскільки площа перерізу кільцевого простору значно більша площі перерізу промивальних труб, особливо в свердловинах з великим діаметром експлуатаційних колон [19]. Для покращення промивання слід належним чином підбирати діаметр промивальних труб, створювати великі витрати рідини і, як наслідок, підвищений тиск на викиді промивального насоса. Перед кожним нарощуванням колони труб необхідно додатково промивати свердловину до чистої води для запобігання прихопленню труб піском, що осідатиме в затрубному просторі, а це зумовлює значне зростання тривалості процесу промивання корка [12].

Зворотне промивання дозволяє забезпечити більш ефективно винесення піску, але при цьому знижується інтенсивність руйнування корка, а також необхідно застосовувати спеціальне обладнання.

Для промивання щільних піщаних корків застосовують комбіноване промивання за допомогою промивального пристрою ПП-1 конструкції Б.І. Арутюнова.

Роботи з промивальним пристроєм ПП-1 проводять у такій послідовності. У свердловину опускають промивальні труби, до них приєднують пристрій, у верхній кінець якого вгвинчують нарощувану трубу або двотрубу і опускають у свердловину. Башмак промивальних труб повинен знаходитися на 15-20 м вище корка. Для відведення рідини, яка виходить із колони промивальних труб, користуються відвідною головкою. На усті встановлюють сальник для зворотного промивання, і через його відвід нагнітають промивальну рідину в затрубний простір. В результаті перекриття міжтрубного простору манжетною рідиною через отвори в корпусі і поздовжні канали циркуляційної муфти подається трубами до вибою свердловини. Суміш розмитого корка і рідини піднімається затрубним простором до циркуляційної муфти і, проходячи через її поперечні канали і патрубков, надходить у промивальні труби, а потім виноситься на поверхню [1].

Запропонована технологія промивання піщаного корка, яка полягає в тому, що на вибій свердловини, яка продовжує газопроявлення, подають через безмуфтну довгомірну трубу (БДТ) піноутворюючу рідину, яка створює з пластовим газом піну двофазну систему, яка і виносить на поверхню пісок кільцевим простором між БДТ і НКТ [20].

Особливостями наведеного способу є:

- проведення робіт в умовах депресії тиску при постійному припливі пластового газу, що відбувається впродовж всієї технологічної операції;

- запомповування в БДТ піноутворюючої рідини, яка при виході з гідромоніторної насадки розмиє піщаний корок і, змішуючись з газом, який надходить із пласта, утворює двофазну піну. При цьому через різке збільшення об'єму промивального флюїду відбувається підвищення швидкості руху висхідного потоку в кільцевому просторі БДТ-НКТ, що забезпечує підняття піску на гирло свердловини.

Складність цієї технології полягає в необхідності підтримання таких режимів запомповування з врахуванням гідравлічних втрат по всій циркуляційній системі, щоб забезпечувалася приплив газу з пласта.

На основі теоретичних і експериментальних робіт можна зробити висновок, що піни – особливий тип промивальної рідини, яка дає змогу видаляти піщані корки зі збереженням природної проникності колектора.

Піна сприяє кращому розмиванню піщаного корка, при цьому не відбувається додаткового руйнування привибійної зони через відсутність сильного поглинання промивальної рідини.

Ефективність промивання піщаних корків пінами можна підвищити, встановивши оптимальну концентрацію і тип ПАР для кожного конкретного випадку, правильно вибравши ступінь аерації рідини і застосувавши в окре-

мих випадках стабілізатор піни [12].

В умовах аномально низького пластового тиску найкращі результати промивання піщаних корків досягаються з використанням пінних систем. Використання пінних систем як промивального агента дозволяє [18]:

- швидко змінювати вибійний тиск шляхом регулювання щільності піни;
- підвищити механічну швидкість промивання корка;
- знизити витрати рідини на 20-30% внаслідок високої утримувальної здатності піни;
- мінімально впливати на продуктивний пласт.

Використання пін як промивальної рідини зумовлено прагненням знизити гідростатичний тиск на пласт при виконанні технологічних операцій. У ряді випадків може утворюватися потік рідини у вигляді плівки піноутворюючої рідини + конденсаційної води, спрямований зверху вниз, який повертає частинки піску на вибій. Запобігти цьому явищу можна, забезпечивши турбулентний режим течії робочого флюїду по всьому поперечному перерізу ліфтової колони [13].

Для раціонального використання пінних систем в процесі промивання свердловин необхідний обґрунтований вибір насосного і компресорного обладнання, елементів обв'язки і цілеспрямоване проектування ефективних параметрів режиму циркуляції. Для цього потрібна досить точна і водночас придатна за своєю простотою для застосування методика розрахунку гідравлічних втрат тиску у разі циркуляції піни у свердловині. При використанні піни поводить-ся як стислива псевдопластична рідина [21].

З метою додержання екологічної безпеки при вимиванні піщаного корка запропоновано як загущувач використовувати желатин. Для ефективного винесення піску із свердловини опускають на колтюбінгу акустичний генератор, який при подачі в колтюбінг газу створює акустичні коливання, що сприяють утворенню дрібнодисперсної стійкої однорідної піни, пухирці якої приклеюються до піщинок, а завдяки загущувачу піна стає стійкою щодо часу її винесення із свердловини (рисунки 1-2).

Для видалення піщаних корків з привибійної зони і стовбура свердловини можливе створення швидкості руху потоку очищувального агента (інертного газу), що відповідає створенню умов винесення частин кольматуючих відкладів і використання енергії пластового газу [22].

З метою отримання необхідного потоку інертного газу для винесення частинок піщаного корка здійснюють його нагнітання у поровий простір кольматуючих відкладів з подальшим створенням регульованої депресії тиску на пласт. Нагнітання очищеного агента здійснюють через гнучку трубу або через НКТ, які опускають до контакту з поверхнею кольматуючих відкладів. Застосування газоподібного агента зумовлено високим ступенем стиснення і проникаючою здатністю, яка дозволяє нагнітати значний його об'єм у поровий простір піщаного корка.

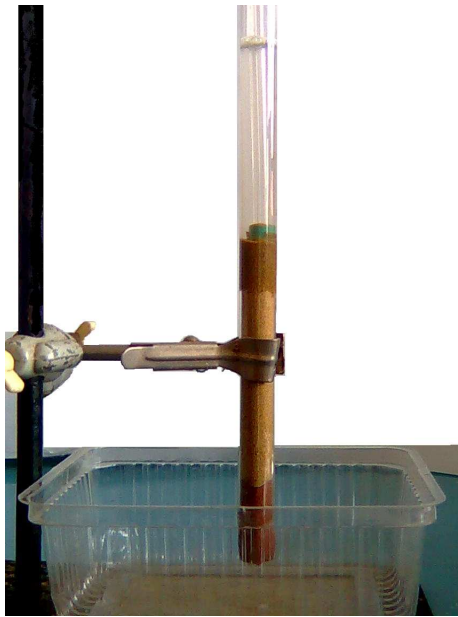


Рисунок 1 – Модель піщаного корка на вибої свердловини

Захоплення і утримання для подальшого транспортування на поверхню теригенних частинок здійснюють з допомогою пінної системи. З метою створення піни з необхідними структурними властивостями на вибої свердловини до створення депресії тиску на пласт для виклику припливу газу із піщаного корка через затрубний простір запомповують піноутворюючу рідину. Запомповуваний об'єм піноутворюючої рідини повинен забезпечити створення на вибої пінної системи із заданою величиною ступеня аерації.

Для фіксування моменту досягнення піноутворюючою рідиною піщаного корка на трубному просторі свердловини встановлюють взірцевий манометр, з допомогою якого контролюють підтримування постійного тиску на рівні тиску нагнітання. У процесі нагнітання інертного газу відбувається його фільтрація через піщаний корок в колектор – область пониженого тиску. Досягнувши початку корка, запомповується піноутворююча рідина створює блокуючий ефект, що зумовлює стрибок тиску на усті свердловини. Після фіксування моменту досягнення порції піноутворюючою рідиною поверхні корка нагнітання інертного газу припиняють.

Видалення пінної системи із залученими до неї частинками піщаного корка проводять за допомогою створення циркуляції піни, яка запомповується в НКТ до припинення винесення механічних частинок з одночасним використанням енергії газу з продуктивного пласта.

Нагнітання інертного газу в НКТ необхідно здійснювати за тиску нагнітання, який забезпечує його протискування в піщаний корок, нижче 10% від тиску опресування експлуатаційної колони.

Після закінчення циклу проводять продування вибою свердловини інертним газом. Технологічну операцію повторюють декілька разів



Рисунок 2 – Модель процесу видалення піщаного корка

до повного очищення вибою свердловини від глинисто-піщаних корків.

Аналіз показує, що для умов газопромислової практики найдоступнішим і економічно вигіднішим є застосування випускних газів, які виробляються приводними двигунами внутрішнього згорання різних устатковань, що використовуються для ремонтних робіт у свердловинах [12].

Для усунення глино-піщаних корків розроблено технологію продування вибою випускними газами [23]. Принципово вона відрізняється тим, що замість рідинного циркуляційного агента застосовують газоподібний. При цьому зберігається природна проникність пласта-колектора і з'являється можливість проводити очищення свердловини за умов депресії тиску, що сприяє глибшому очищенню привибійної зони.

З появою азотогенеруючих установок доцільнішим є використання азоту замість вакуумних газів.

У світовій практиці нафтогазовидобування в останній час велика увага приділяється застосуванню високоефективних технологій ремонту свердловин з використанням колтюбінгової техніки [24]. В їх основі лежить використання намотаної на барабан металевої гнучкої труби, яку опускають і піднімають зі свердловини за допомогою спеціального агрегата [25].

Використання колони гнучких труб (колтюбінга) під час ремонту свердловин – це принципово новий підхід до процесу ремонту, оскільки дає змогу провести його без глушіння свердловини, тобто під тиском, без піднімання колони НКТ. Це значно скорочує тривалість ремонтних операцій, а відтак здешевлює процес ремонту [24].

Ключовим елементом колтюбінгового агрегата є довгомірна безмуфтна труба. У процесі експлуатації довгомірна безмуфтна труба за-

знає значних знакозмінних навантажень і корозійної дії технологічних розчинів і рідин. У результаті змінюється геометричний розмір труб, з'являється овальність, утворюються дефекти, які призводять до втрати міцності труби і її обриву. Термін служби довгомірної безмуфтної труби залежить не тільки від її якості, але і від дотримання рекомендованих умов експлуатації. У 2002-2003 рр. був розроблений і випробуваний дослідний варіант дефектоскопічної системи "Дефектоскоп-колтюбінг" для автоматизованого контролю за технічним станом труби діаметром 38 мм. Оснащення колтюбінгових установок апаратурою і технологією "Дефектоскоп-колтюбінг" для оцінки технічного стану довгомірної безмуфтної труби безпосередньо в процесі її експлуатації призведе до підвищення надійності і екологічної безпеки робіт [26].

Для ліквідації піщано-глинистих корків необхідно на тривалий час (20-50 днів) виводити свердловину з експлуатаційного фонду, задіяти бригаду капітального ремонту свердловин, бурове обладнання та іншу техніку на весь цей час, що значно збільшує вартість видобування і знижує ефективність експлуатації свердловини.

За допомогою колтюбінгового обладнання ліквідацію піщано-глинистого корку можна виконати в загальній складності за 3-5 днів [27].

В Україні зразки колтюбінгової техніки з'явилися в 2003 році. На сьогодні офіційно в нашій країні наявні 10 колтюбінгових установок (ДК "Укргазвидобування" – 6 од., ПАТ "Укрнафта" – 2 од., компанія "Region" – 2 од.). Інші сервісні нафтогазові компанії мають ще 2-3 установки, але точних даних про них немає. Для порівняння: в Росії 01.01.2010 р. налічувалося 176 колтюбінгових установок.

Вся колтюбінгова техніка, що знаходиться в Україні, належить до легкого або середнього класу [25].

Для підвищення ефективності процесу руйнування корка використовують насадки на колону гнучких труб (КГТ) різної конструкції. Всі вони ґрунтуються на гідромоніторному ефекті, а відрізняються числом отворів і напрямком просторового розміщення.

Діаметр колони гнучких труб для промивання піщаних корків визначається допустимими зазорами між зовнішньою поверхнею труб і стовбуром свердловини, а також необхідністю досягнення заданого темпу запомповування технологічної рідини для руйнування піщаного корка і винесення механічних частинок на поверхню.

Співвідношення довжини і діаметра КГТ визначає глибину її опускання. Це зумовлено низкою факторів, основним з яких є витрата технологічної рідини, що забезпечує якісне розмивання піщаного корка і очищення стовбура свердловини, міцнісні показники матеріалу, з якого виготовляють труби. В основному використовують КГТ діаметром 38 см і 42 мм, які мають найбільш широкий діапазон глибини опускання [18].

Фахівці американських і канадських фірм рекомендують обмежувати швидкість опускання КГТ до 9-12 м/хв, якщо положення корка невідоме. Якщо воно встановлене, швидкість може бути збільшена до 18 м/хв. У процесі опускання труб необхідно підтримувати безперервну циркуляцію промивальної рідини. Небажано також залишати КГТ нерухомою впродовж тривалого часу. У процесі роботи слід безперервно контролювати витрату промивальної рідини з кільцевого простору. Якщо витрата рідини зменшується або припиняється, необхідно підвести трубу, продовжуючи запомповування рідини до відновлення циркуляції.

В процесі руйнування щільного корка може виникнути ситуація, коли корок сприйме вагу колтюбінгової труби, і її переміщення припиниться. Таке положення однозначно відобразиться на показах індикатора ваги колони і манометра, який реєструє тиск, що розвивається насосом: покази першого приладу зменшуються, а другого збільшуються. Після визначення верхньої межі корка колону гнучких труб піднімають на 3-5 м і збільшують подачу промивального насоса до розрахункової величини. Швидкість переміщення колони при руйнуванні корка складає 1-3 см/с.

Промивання проводять до моменту виходу на задану глибину. Для забезпечення видалення всіх твердих частинок об'єм циркуляції повинен складати не менше одного об'єму свердловини. Швидкість висхідного потоку при роботі з колтюбінговою трубою, як і при будь-якому промиванні, повинна перевищувати швидкість осідання у ній твердих частинок. Ця умова справедлива для вертикальних свердловин і похилих ділянок в останніх з відхиленням від вертикалі до 45°. Для більш пологих і, тим більше горизонтальних ділянок свердловини, необхідно забезпечувати достатню турбулентність потоку висхідної рідини.

Вважається, що для забезпечення підняття піску в вертикальній свердловині швидкість висхідного потоку рідини повинна перевищувати встановлену швидкість осідання у 1,5-2 рази, а в горизонтальних ділянках – у 10 разів.

Для зменшення гідростатичного тиску на пласт при видаленні піщаних корків існують способи, які ґрунтуються на використанні струменевого насоса, що опускається на двох коаксіально розташованих колтюбінгових трубах. При цьому проблеми з винесенням піску не виникає, оскільки швидкості низхідного і висхідного потоків промивальної рідини достатньо великі, а гідростатичний тиск рідини, що знаходиться в свердловині і впливає на пласт, може бути зведений до мінімуму. Використання цього способу промивання може бути реалізовано тільки при достатньому внутрішньому діаметрі зовнішньої труби, в якій розміщена коаксіальна внутрішня колтюбінгова труба з достатнім кільцевим зазором для забезпечення необхідної циркуляції рідини [28].

Для очищення стовбура свердловини найбільш придатні промивальні рідини з високим відношенням граничного динамічного напру-

ження зсуву до пластичної в'язкості, що знижують втрати тиску в КГТ. Наприклад, застосування емульсійного розчину рекомендують в умовах нормальних пластових тисків, коли стовбур свердловини складений породами з підвищеною схильністю до втрати стійкості.

Відомий спосіб промивання піщаного корка в умовах ремонту свердловин в багатомерзлих породах, що полягає в монтажі колтюбінгової установки, встановленні противикидного та насосного обладнання, приготуванні промивальної піноутворюючої рідини і промиванні свердловини в зоні утворення піщаного корка. Приготування промивальної піноутворюючої рідини проводять у два етапи. Спочатку змішують технічну воду з одноатомними спиртами у співвідношенні 70–75% до 25–30 %, потім в отриманий розчин додають водорозчинний неолон в кількості 1,0–1,5%, а при проведенні операції промивання спочатку здійснюють подачу гідромоніторної насадки зі швидкістю до 0,1 м/с до досягнення відстані між піщаним корком і гідромоніторною насадкою 9–10 м, потім швидкість подачі знижують до 0,001 м/с і подають піноутворюючу рідину в БДТ, причому подальшу подачу гідромоніторної насадки для промивання корка ведуть із зусиллям подачі 300–500 кг до досягнення встановленого інтервалу [29].

Найбільші труднощі при проведенні операцій з видалення корків за допомогою колтюбінгових установок виникають на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії розробки:

1) низькі пластові тиски (до 0,1–0,3 від гідростатичного) призводять до поглинання промивальної рідини;

2) через високу щільність піщано-глинистих корків гідромоніторний вплив струменя недостатній для його розмивання.

Для усунення цих недоліків і підвищення швидкості руйнування піщано-глинистих корків фахівцями ВАТ "СевКавНИПИгаз" розроблено спеціальний гідроударний пристрій УГ-С-56, який дозволяє поєднувати як гідромоніторний вплив на корок, так і механічний. У результаті дії гідромоніторного ефекту і ударів зовнішньої і внутрішньої коронок відбувається ефективне руйнування піщано-глинистого корка і винесення механічних частинок через збільшення витрати робочої рідини в міжтрубному просторі [13].

Відомий спосіб боротьби з піщаними корками, який полягає в тому, що експлуатаційну колону встановлюють над продуктивним пластом, додатковий фільтр опускають безпосередньо у пласт, додатково на ліфтових трубах перед початком експлуатації встановлюють для захоплення пристрій, а при утворенні корка підняття і витягування додаткового змінного фільтра з пакером здійснюють захватним пристроєм, після чого проводять очищення свердловини механічним розбурюванням корка. Завдяки цьому запобігається коркоутворення в експлуатаційній колоні, значно спрощується і прискорюється процес очищення від корка, оскільки останній утворюється на вибої і лікві-

дується розбурюванням [30].

Розроблено багато пристроїв для очищення вибою свердловин від піщаних корків – від простих у використанні, (як желонки), так і досить складних у виготовленні і експлуатації.

Для видалення піщано-глинистого корка з вибою свердловин на родовищах Стрийського району Львівської області українсько-польське підприємство "Region" використовувало установку Coiled Tubing в комплексі з насосним агрегатом і азотною установкою. Аналіз проведених робіт показує велику перспективу використання установки Coiled Tubing для промивання піщано-глинистого корка, а також проведення інтенсифікаційних робіт, особливо на свердловинах з аномально-низькими пластовими тисками, що характерно для родовищ Передкарпатського регіону [31].

Розроблена нова інтегрована система PowerCLEAN в результаті масштабних досліджень і стендових дослідів, яка дозволяє розв'язувати задачі промивання свердловини з використанням колтюбінга. Система включає в себе [32]:

- програмне забезпечення для планування робіт;
- спеціально спроектовану промивальну форсунку, яка покращує якість промивання;
- спеціальні рідини і систему моніторингу твердих частин.

В окрузі Пекос штат Техас успішно проведений цілий ряд промивальних робіт з використанням технології PowerCLEAN.

Відомий роторний пристрій для очищення вибою свердловин від піщаного корка [33]. Принцип роботи пристрою ґрунтується на використанні сили реактивного струменя робочого агента (наприклад води), який є промивальною рідиною і під тиском подається через шланг до роторного пристрою, і через зворотньоосьові отвори в порожнистій головці виходить у затрубний простір, передаючи тягове зусилля на роторний пристрій і з'єднаний із ним шланг.

Відомий пристрій для очищення вибою свердловини від піщаного корка, який складається із корпусу з приймальним клапаном, розміщеного у поршні. Над поршнем встановлено поплачковий клапан з підпружиненим сідлом. Принцип дії пристрою полягає в тому, що корпус опускають у свердловину на канаті до піщаного корка. Коли корпус занурюється у корок, стержень приймального клапана піднімається, рідина починає заповнювати нижню секцію корпусу і піднімається поплачковий клапан. Після закінчення заповнення манжета перекриває кільцевий отвір у сідлі. У заповненому положенні корпус на штоці піднімається до упору трийника, встановленого на усті свердловини. Після підняття корпусу рідина з піском над поршнем витісняється через бокові отвори. Після цього корпус знову опускають у свердловину і повторюють процес [34].

Для збільшення ефективності та зменшення часу і витрат створено пристрій для руйнування і видалення піщаного корка, що склада-

ється з корпусу, в якому розміщений перекидний клапан для створення вібрації [35].

На рис. 3 зображено схему пристрою. Пристрій складається з корпусу 1, в якому розміщений перекидний клапан 2, з метою інтенсивного руйнування корка зовні корпусу приварені направляючі трубки 3, які закриті зверху і боковими отворами 4 у верхній частині, в яких містяться із зазором і можливістю вертикального і обертального переміщення стержні 5, на їх верхніх кінцях є обмежувачі руху 6, стрілками показано вхід і вихід рідини.

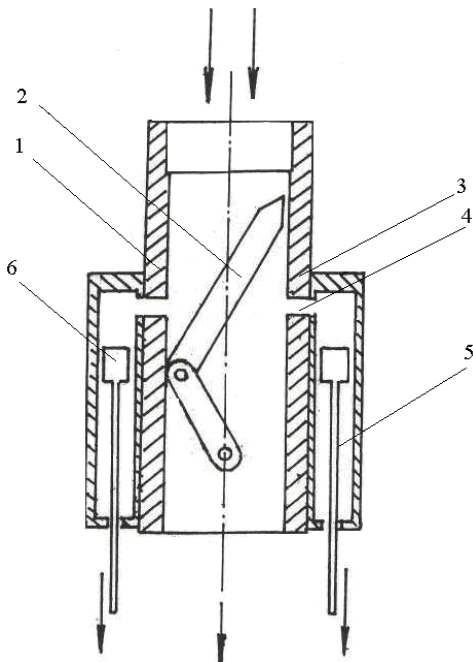


Рисунок 3 – Пристрій для руйнування і видалення піщаного корка

Принцип роботи пристрою полягає у наступному. Пристрій під'єднують до НКТ або колтюбінгу і опускають у свердловину до контакту з піщаним корком, стержні вільно посажені і впираються у піщаний корок. Трубочасті направляючі зверху закриті. Збоку із сторони корпусу є отвори для проходження частини струї в направляючі трубки, створюючи тиск на стержні і, частково обтікаючи їх, створюють вібрацію і обертання, діють на поверхню піщаного корка. По НКТ (колтюбінгу) подають під тиском промивальну рідину, проходячи перекидним клапаном 2, який автоматично перекидає і відкриває по черзі потік рідини в отвори 4, імпульси тиску рідини передаються стержням 5, причому пульсація рідини створює удари стержнів до піщаного корка руйнуючи її, вібруючий потік рідини її подрібнює та переводить у суспензію, що добре виноситься потоком.

У даний час ліквідація глинопіщаних корків, що утворилися в стовбурі свердловини, здійснюється в основному, промиванням вибою рідиною через опущенні НКТ з наконечником або застосуванням гідростатичних канатних желонок. Найповніше піщаний корок видаляється желонкою, але цей процес є досить трудомістким і небезпечним: призводить до вихо-

ду з ладу експлуатаційних колон внаслідок їх зношування сталевими канатами. Перспективним і ефективним є застосування колтюбінгового устаткування.

Хоча проблема експлуатації пісковиносних свердловин є одною з найдавніших у газонафтовидобувній галузі, але вона залишається актуальною і на сьогодні та має першочергове значення. Промислова практика і наука виробили цілу низку заходів щодо боротьби з піском, але вони не дають змогу повністю усунути шкідливий вплив піску на процес експлуатації нафтових і газових свердловин.

Важливо використовувати нові світові досягнення в області нафтогазовидобувної техніки і технологій, які знижують вартість видобування нафти і газу, збільшують ефективність роботи експлуатаційних свердловин.

Література

- 1 Світлицький В.М. Поточний та капітальний ремонт свердловин [Текст] / В.М. Світлицький, С.І. Ягдовський, Г.Р. Галусян. – К.: Логос, 2001. – 344 с. – ISBN 966-581-249-5.
- 2 Де Варгас Л. Борьба с выносом песка [Текст] / Л. Де Варгас // Нефть, газ и нефтехимия. – 1982. – №10. – С.25–28.
- 3 Круглов В.Д Новая технология борьбы с поступлением песка в газовые скважины [Текст] / В.Д Круглов // Нефтяная промышленность. – 1984. – №17. – С.22–25. – (серия Нефтепромышленное дело).
- 4 Юргенс Х. Применение одноконтурных проволочных фильтров / Хауке Юргенс, Зигфрид Неаигер // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №9. – С.40–43.
- 5 Жуков А. И. Эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / А.И. Жуков, Б.С. Чернов, М.Н. Базлов. – Москва: Гос. научно-техническое издат. нефтяной и горно-топливной литературы. 1954. – 605 с.
- 6 Гасумов Р. Предупреждение слипания влажного песка при сооружении гравийного фильтра в газовой среде [Текст] / Р. Гасумов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №9. – С.37–39.
- 7 Васильев В.А. Технологии очистки забоя скважины от песка с использованием колтюбінговой установки / В.А. Васильев, В.Е. Дубенко, Т.А. Гунькина // Нефтепромышленное дело. – 2005. – №11. – С.46–49.
- 8 Абдулин Ф.С. Пробкообразование в газовых скважинах Ставропольского месторождения / Ф.С. Абдулин, В.В. Калашнев // Газовая промышленность. – 1970. – №8. – С.7–9.
- 9 <http://www.cttimes.org/ru/tech/5001/>.
- 10 http://water-control.narod.ru/2_9.html.
- 11 Сьюмен Д. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах [Текст] / Д.Сьюмен, Р.Эллис, Р. Снайдер. – М.: Недра, 1986. – 176 с.
- 12 Эксплуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія [Текст] / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко. – Київ: Книгодрук, 2004. – 400с. – ISBN 966-694-012-4.

13 Кудряшов Б.Б. Новые приборы и методы для контроля за пескопроявлением [Текст] / Б.Б. Кудряшов // Нефтяная промышленность. – 1985. – С.27-31. – (серия Нефтепромышленное дело).

14 Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин [Текст] : підручник для вищих навчальних закладів у 4-х частинах. Частина II. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 586 с. – ISBN 966-7327-39-6.

15 Мирсалаев С.Б. Практическое руководство по капитальному и подземному ремонту скважин [Текст] / С.Б. Мирсалаев, М.В. Скрянков, Г.С. Берлин, Е.А. Трайнин ; Гостоптехиздат. – 1955. – 276 с.

16 Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб [Текст] / А.Г. Молчанов, С.М. Вайншток, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 224с. – ISBN 5-7892-0038-9.

17 Сулейманова Н.Э. Об опыте применения гибких насосно-компрессорных труб в нефтетегазодобыче [Текст] / Н.Э. Сулейманова // Нефтегазовое дело. – 2005. – №2.

18 Гасумов Р.А. Проблемы использования и возможности применения колтюбинговой установки при очистке скважины от песчаных пробок [Текст] / Р.А. Гасумов, О.С. Кондренко, А.А. Сингунов // Время колтюбинга. – 2005. – №12.

19 Васильев В.А. Технология очистки забоя скважины от песка с использованием колтюбинговой установки / В.А. Васильев, В.Е. Дубенко, Т.А. Гунькина // Нефтепромышленное дело. – 2005. – №11. – С.46-49.

20 Сахабутдинов Р.Р. Разработка технологического ремонта газовых скважин без глушения [Текст]: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 25.00.15 – “Технология бурения и освоения скважин” / Р.Р. Сахабутдинов. – Уфа, 2005. – 24с.

21 Юсупходжаев М.А. Математическая модель промывки песчаной пробки на газовых и газоконденсатных скважинах пенными системами с применением колонны гибких труб / М.А. Юсупходжаев, М.В. Галкин // Время колтюбинга. – 2005. – №12.

22 Гасумов Р.А. Использование энергии пласта для удаления глинисто-песчаных пробок с забоя газовых скважин [Текст] / Р.А. Гасумов // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2008. – №1 (14).

23 Тагиров К.М. Техника и технология проведения ремонтных работ в газовых скважинах с использованием газообразных агентов [Текст] / К.М.Тагиров [и др.] // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: реф. сб. ВНИИЭгазпрома. – 1985. – Вып. 3. – С.28-32.

24 Червинський В.П. Перший досвід застосування колтюбінгової техніки в Україні / В.П. Червинський, В.Г. Филь, А.В. Яковлев // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – №3. – С.23–24.

25 Букринський І.Б. Проблеми та перспективи використання колтюбінгової техніки для

проведення кислотної обробки при вибійній зоні свердловини / І.Б. Букринський, В.В. Трачевський, Я.М. Бойко // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – №1. – С.25–27.

26 Даниленко В.Н. Технолоґія і апаратура дефектоскоп-колтюбінґ для контролю технічного стану довгомерної безмуфтової труби / В.Н. Даниленко, В.В. Галушко, В.І. Шамшин // Вре́мя колтюбінґа. – 2004. – №10.

27 Гураль В.Р. Колтюбінґ на Прикарпатті [Текст] / В.Р. Гураль // Вре́мя колтюбінґа. – 2007. – №19.

28 Кустышев А. В. Опыт и возможности колтюбинговых технологий при ремонте скважин на месторождениях Крайнего Севера / А. В. Кустышев // Вре́мя колтюбінґа. – 2008. – №23.

29 Пат. 2188304 Российская Федерация, МПК Е 21 В 37/00. Способ промывки песчаной пробки в условиях ремонта скважин [Текст] / Ананенков А.Г., Кононов В.И., Ермилов О.М., Чугунов Л.С., и др. ; заявитель и патентообладатель Ананенков А.Г., Кононов В.И., Ермилов О.М., Чугунов Л.С., и др. – № 2001135515/03 ; заявл. 28.12.2001 ; опуб. 27.08.2002.

30 Пат. 2023870 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/00. Способ эксплуатации скважин в осложненных условиях [Текст] / Салимов Г.Д., Рзаев Н.Н., Айдынов С.Л. ; заявитель и патентообладатель Азербайджанский науч.-исслед. и проект.-конструкт. ин-т нефтяного машиностроения. – №5012349/03 ; заявл. 07.08.1991 ; опуб. 30.11.1994.

31 Катеринчук П. Гибкая труба в Польше и на Украине / П. Катеринчук, А. Грасела // Вре́мя колтюбінґа. – 2004. – №8.

32 Комплексная система эффективной и качественной промывки забоя скважин // Вре́мя колтюбінґа. – 2004. – №7.

33 А.с. 867104 СССР, МКИ Е 21 В 37/00. Роторное устройство для очистки скважин от песчаных пробок [Текст] / В.П. Табаков, Б.П. Корнев, А.И. Обрезков, В.П. Пилатовский. – 2929217/22-03 ; опубл. 23.05.80.

34 А.с. 901476 СССР, МКИ Е 21 В 37/00. Устройство для очистки забоя скважин от песчаной пробки [Текст] / Б.А. Кирш, М.Р. Алиев. – №2906175/22-03 ; заявл. 07.04.80 ; опубл. 30.01.82, Бюл. №4.

35 Пат. №58826 Україна, МПК Е 21 В37/00. Пристрій для видалення і руйнування піщаної пробки [Текст] / Кондрат О.Р., Дячук Н.С.; власник Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – № 201011886 ; заявл. 07.10.2010; опуб. 26.04.2011, Бюл №8.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
11.03.13*

*Рекомендована до друку
професором Кондратом Р.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Зарубіним Ю.О.*

*(ДП «Науканафтогаз»
НАК «Нафтогаз України», м. Київ)*

ПІДВИЩЕННЯ ЯКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ З ГЕРМЕТИЗОВАНИМИ ОПОРАМИ КОВЗАННЯ, ВДОСКОНАЛЕННЯМ ТЕХНОЛОГІЇ ЇХ СТВОРЕННЯ

¹Р.С. Яким, ²Ю.Д. Петрина, ²І.С. Яким

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

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

Дослідження має на меті вирішення проблеми підвищення якісних показників тришарошкових бурових доліт з герметизованими опорами на підшипниках ковзання на довиробничому та виробничому етапах їхнього життєвого циклу. Дослідження проводились в умовах реального виробництва бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних, стендових і натурних експлуатаційних випробовувань. Теоретично і експериментально обґрунтовано розроблені структури єдиної інформаційної системи підтримки процесів проектування, підготовки виробництва і виготовлення тришарошкових бурових доліт, а також системи комплексного підвищення якості доліт на довиробничому та виробничому етапах їх життєвого циклу. Вдосконалено інженерну методіку побудови оптимального технологічного маршруту, що відрізняється критеріями оптимальності варіанту технологічного процесу з позицій множини конструкторських, технологічних, функціонально-експлуатаційних, економічних показників якості технологічних операцій. Такими критеріями є мінімальний шлях в дереві графу технологічних маршрутів та умова максимального забезпечення показників якості за умов мінімального шляху в цьому ж дереві графу.

Ключові слова: інформаційна система, технологічний процес, довиробничий і виробничий етапи

Целью исследования есть решение проблемы повышения качественных показателей трехшарошечных буровых долот с герметизированными опорами на подшипниках скольжения на допроизводственном и производственном этапах их жизненного цикла. Исследования осуществляли в условиях реального производства буровых долот, при математическом планировании экспериментов, комплексным использованием экспериментальных лабораторных, стендовых и натурных эксплуатационных испытаний. Теоретически и экспериментально обоснованы разработанные структуры единой информационной системы поддержки процессов проектирования, подготовки производства и изготовления трехшарошечных буровых долот, а также системы комплексного повышения качества долот на допроизводственном и производственном этапах их жизненного цикла. Усовершенствованно инженерную методику построения оптимального технологического маршрута, что отличается критериями оптимальности варианта технологического процесса с позиций множества конструкторских, технологических, функционально-эксплуатационных, экономических показателей качества технологических операций. Такими критериями есть минимальный путь в дереве графа технологических маршрутов и условие максимального обеспечения показателей качества при условии минимального пути в этом же дереве графа.

Ключевые слова: информационная система, технологический процесс, допроизводственный и производственный этапы

The issue of the research is the increasing of quality factors of three-cone rock drilling bits with hermetically sealed sliding bearings at pre-industrial and industrial stages of their life cycle. The research was carried out during the process of drilling bits production with the mathematical planning of experiments and complex usage of experimental laboratories, bench and full scale operation tests. The structures of unique information system for design processes support, preparation for three-cone rock drilling bits producing and manufacturing and also the system of complex drilling bits quality increasing at pre-industrial and industrial stages of their life cycle are theoretically and practically proved. The engineering technology for the optimal technological route development, that differs in criteria of technological process type optimality from a position of various design, technological, functionally operational and economic indicators of production operations quality is improved. The minimum way in a graph treble of technological routs and maximum control of qualitative indices under the condition of minimum way in the same graph treble are among such criteria.

Keywords: information system, technological process, pre-industrial and industrial stages

Сьогодні в бурінні на нафту і газ застосовують широку гаму конструкцій та типорозмірів тришарошкових бурових доліт. Поміж них чільне місце посідають долота з герметизованою опорою на радіальних підшипниках ковзання. Першість у створенні передових конструкцій таких доліт ведуть такі фірми як „Halliburton International, Inc”, „Baker-Hughes Interna-

tional, Inc”, „Shlumberger”, „Smith International”, „National Oilwell Inc”, „Security DBS”, „Varel International”, „Lilin Industrial Park”, „Reed Tool” та ін. На цих фірмах налагоджено гнучку систему проектування, конструювання та мобільного підготовлення виробництва. Це дає сталий розвиток спеціалізованого виробництва широкого спектру конструкцій та типорозмірів

доліт. Така система дає змогу у короткі часові терміни задовольняти швидкозмінні потреби і запити споживачів бурових доліт.

Зауважимо, що стратегія диференціації, яка з успіхом застосовується західними виробниками бурових доліт, обґрунтована жорсткою конкурентною боротьбою. Це стимулює постійне підвищення ефективності технологій у створенні високоякісних нових конструкцій доліт. Показовим у цьому є світовий досвід впровадження революційних технологій і вдосконалення конструкцій тришарошкових бурових доліт, який показав стає підвищення продуктивності бурових робіт [1, 2]. Зокрема, впровадження тришарошкових бурових доліт виробництва фірми Hughes, у яких герметизовано опору ковзання спеціальною кільцевою манжетною, дало можливість підвищити зносостійкість доліт на 40%. Сьогодні, вдосконалення герметизації долота отримали новий рівень. Так в конструкції [3] виконується подвійна герметизація, що включає спеціальне еластичне кільце і спеціальне кільце – пластину на основі металічного армуючого пружного елемента на якому є еластичне ущільнення. Такі конструкторські рішення дозволяють підвищити ступінь захисту герметизації опори в умовах перепадів тисків і температур на вибої та забезпечити ефективне мащення опори [4, 5]. Окрім цього, останні дослідження умов зношення і виходу з ладу сучасних тришарошкових доліт свідчать про те, що підвищення довговічності й ефективності таких доліт необхідно здійснювати шляхом комплексного вирішення низки питань із застосування спеціальних зносостійких і термостійких матеріалів та вдосконалення конструкції елементів опори й породоруйнівного оснащення [6 – 10]. Одночасно, виявлена проблема вимагає вирішення не тільки низки конструкторсько-технологічних проблем, як це відображено в [11 – 15], а й вдосконалення існуючої технології виготовлення бурових доліт [16, 17]. Загалом, сьогодні актуальним є розробка комплексного підходу до підвищення довговічності тришарошкових бурових доліт з герметизованими опорами на підшипниках ковзання, що повинен здійснюватися на усіх етапах життєвого циклу таких доліт. Як свідчить практика, застосування єдиного процесного підходу дає ефект в зростанні ефективності й швидкості розв'язування комплексу проектних та конструкторсько-технологічних задач із створення і мобільного освоєння нових конкурентоспроможних конструкцій та типорозмірів доліт [18]. Тим не менше, сьогодні необхідно детально вивчити і конструкторсько-технологічно пропрацювати шляхи та способи забезпечення якості бурових доліт на кожному основному етапі їхнього життєвого циклу.

У єдиному неперервному та регульованому процесі, що охоплює всі сторони формування якості долота, який ураховує його життєвий цикл (довиробничий, виробничий і післявиробничий), найбільш затратними є довиробничий та виробничий. Тому проблема системного забезпечення якості на цих етапах має першочер-

гове значення і є метою даного дослідження. Для досягнення мети поставлено задачу пошуку резервів у вдосконаленні технології створення тришарошкових бурових доліт з герметизованими опорами на підшипниках ковзання на довиробничому та виробничому етапах їхнього життєвого циклу.

Вирішення поставленої задачі здійснювали на базі долотного підприємства ТОВ „УніБур-Тех”. Розроблено новий системний підхід до забезпечення якості та економії матеріалів на основних етапах життєвого циклу тришарошкових бурових доліт [17, 19]. Ключовим моментом такого системного підходу є застосування інформаційних інтегрованих систем та CALS-технологій і процесності для освоєння виробництвом нових технологічних процесів виготовлення доліт. Тут втілено принцип єдиного інформаційного середовища в якому постійно здійснюється виготовлення і ведення, електронний оборот документації, керівних документів тощо. Це дає не тільки максимальне мобільне проектування, підготовлення, своєчасне виконання усіх процесів виробництва, а й системний комплексний якісний контроль усіх процесів, у тому числі за:

- високоефективним виконанням усіх процесів пов'язаних зі створенням доліт на довиробничих та виробничих етапах;
- забезпеченням і оновленням верстатного парку, інструменту, а також технологічного, лабораторного й іншого устаткування і обладнання;
- добором вихідних матеріалів, сировини, комплектуючих деталей і складальних одиниць та критеріїв об'єктивної оцінки їх якості;
- виготовленням виробничого обладнання, технологічного оснащення та інструмента;
- добором та виготовленням програмного забезпечення;
- забезпеченням санітарно-гігієнічних вимог та безпечних умов робочого середовища;
- добором засобів і заходів що відповідають ССБП документації з контролю безпеки;
- добором і виготовленням засобів контролю й вимірювання;
- забезпеченням необхідної кваліфікації виконавців робіт;
- добором і виготовленням зразків-еталонів чи виробничих стандартів, що регламентують виконання операцій тощо;
- здійсненням експериментів і випробувань (зразків, темплетів деталей, дослідних секцій чи доліт тощо).

Все це забезпечує не тільки якість та економію ресурсів на основних етапах життєвого циклу тришарошкових бурових доліт, що відповідає ISO 9000, а й дає стає поліпшення процесів створення і освоєння виробництва конкурентоспроможних тришарошкових бурових доліт, задовольняючи жорсткі вимоги API [20]. Високі вимоги висуваються і до системи контролю та випробувань, як окремих вузлів, так і готових доліт, сертифікації надійності, а також системи організації виробництва, системи керування якістю від проектування до виго-

товлення і постачання споживачам. Зауважимо, що такий підхід дає можливість ТОВ „УніБур-Тех” досягти єдиного, визнаного у світовій практиці долотобудування, рівня якості доліт. Ключова роль у такому підході належить вищому керівництву підприємства, що активно стимулює науково-дослідні роботи та здійснює інноваційну діяльність, розробляє стратегію розвитку і політику якості, а також програми для постійного покращення якості й об’єктивної оцінки результатів роботи долотного виробництва.

Дослідження проводились за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних, стендових і натурних експлуатаційних випробовувань та статистичними методами обробки й аналізу отриманих результатів досліджень. Лінійні розміри з деталей опор знімали стандартним заводським вимірним інструментом із спеціальним пристосуванням, що забезпечує якісну оцінку відповідності знятих параметрів конструкторській документації.

Відповідно до комплексного підходу у підвищенні довговічності тришарошкових бурових доліт на усіх етапах їх створення [17], нами розроблено структури єдиної інформаційної системи підтримки процесів проектування, підготовки виробництва і виготовлення доліт (рис. 1), а також системи комплексного підвищення якості доліт на довиробничому та виробничому етапах життєвого циклу тришарошкових бурових доліт (рис. 2). Це дало можливість в комплексі вирішити низку проблем, які виникають на етапах створення доліт. Зокрема, при проектуванні нових конструкцій доліт створюються умови максимального врахування ненормованих чинників та підвищення рівня якості вирішення конструкторсько-технологічних задач. Це здійснюється за рахунок підвищення чіткості у постановці задач, точності і визначеності вимог, як до елементів конструкції долота, так і до зібраного долота – готової продукції виробництва. Ключовим елементом тут є база даних, яка постійно поповнюється новою інформацією про нові конструкції доліт, моделі, методи, алгоритми, програми для вирішення конструкторсько-технологічних задач, експлуатаційні показники різноманітних конструкцій доліт тощо. Електронна база містить також архів існуючої конструкторсько-технологічної документації на типові конструкції доліт, включно з їх твердотільними 3-D моделями і типовими технологічними операціями, які легко модифікуються при розробці нових конструкцій і типорозмірів доліт.

При технологічній підготовці виробництва зведено до мінімуму помилки під час проектування операцій, зокрема операційних розрахунків і призначення допусків. Для типових конструкцій деталей доліт та їх типорозмірів уніфіковано схеми базування, а також контрольні операції, контрольно-вимірне устаткування, пристрої, інструмент. Це стало можливим за рахунок впровадження системи єдиної конструкторсько-технологічної документації, що

забезпечує гнучкий зв'язок між етапами проектування, конструювання і виготовлення типових деталей доліт. Ключовим тут є електронна база креслень – операційних карт з конструкторськими параметрами деталей і вузлів долота, технологічними розмірами й базами, вимогами якості, технологічними інструкціями з повним описом типових операцій і переходів, а також карти налагодження кожної операції, включно з контрольними, для всіх типорозмірів доліт, що виготовляються на виробництві. Всю конструкторсько-технологічну документацію укладено відповідно до технологічних маршрутів виготовлення долота. Електронна база типових операцій, а також система інструкцій та керівних документів дають змогу чітко визначити кваліфікаційний рівень забезпечення їх якісного виконання згідно єдиного заводського реєстру кадрів. Проектування процесів дає змогу наперед створювати електронну базу для регулювання руху заготовок, деталей, комплектуючих у єдиному технологічному процесі від „завантаження” до кінцевого продукту – долота. При цьому усуваються проблеми з „вузлькими місцями” у русі напівфабрикатів, підвищується ритмічність та інші якісні показники процесів виробництва бурових доліт.

Підвищення рівня автоматизації процесів виготовлення доліт, застосування комп’ютеризованих агрегатів для хіміко-термічної обробки шарошок і лап доліт, устаткування для наплавлення зносостійких матеріалів на деталі доліт, верстатів і оброблювальних центрів з ЧПК у поєднанні з впровадженням інформаційної підтримки процесів дає ефект в підвищенні точності операцій та максимальній гнучкості виробництва. Застосування цехового устаткування оснащеного ЧПК зменшує на порядок кількість технологічних операцій включно з контрольними, які притаманні традиційній технології. Усуваються також проблеми пов’язані з обмеженістю можливостей обладнання і технології. Підвищені вимоги до кадрового забезпечення процесів позитивно впливає на рівень культури праці, тим самим зменшується кількість порушень правил техніки безпеки і вимог технологічної дисципліни.

Ключовими елементами системи є запровадження випробовувань вузлів і готового долота в стендових умовах, що максимально відтворюють реальні умови буріння. З цією метою вдосконалено конструкцію стенду для випробовування секцій бурових доліт [21]. Практика регулярних випробовувань дає змогу адекватно і мобільно оцінювати правильність конструкторсько-технологічних рішень та своєчасно коректувати як конструкцію долота, так і його технологію виготовлення. Максимальну інформацію для створення нових конструкцій доліт дають кваліфікаційні випробовування дослідних партій доліт та дані отримані від споживачів доліт.

На довиробничому та виробничому етапах життєвого циклу бурових доліт найбільш трудомісткою і проблемною є задача забезпечення заданого рівня досконалості технології

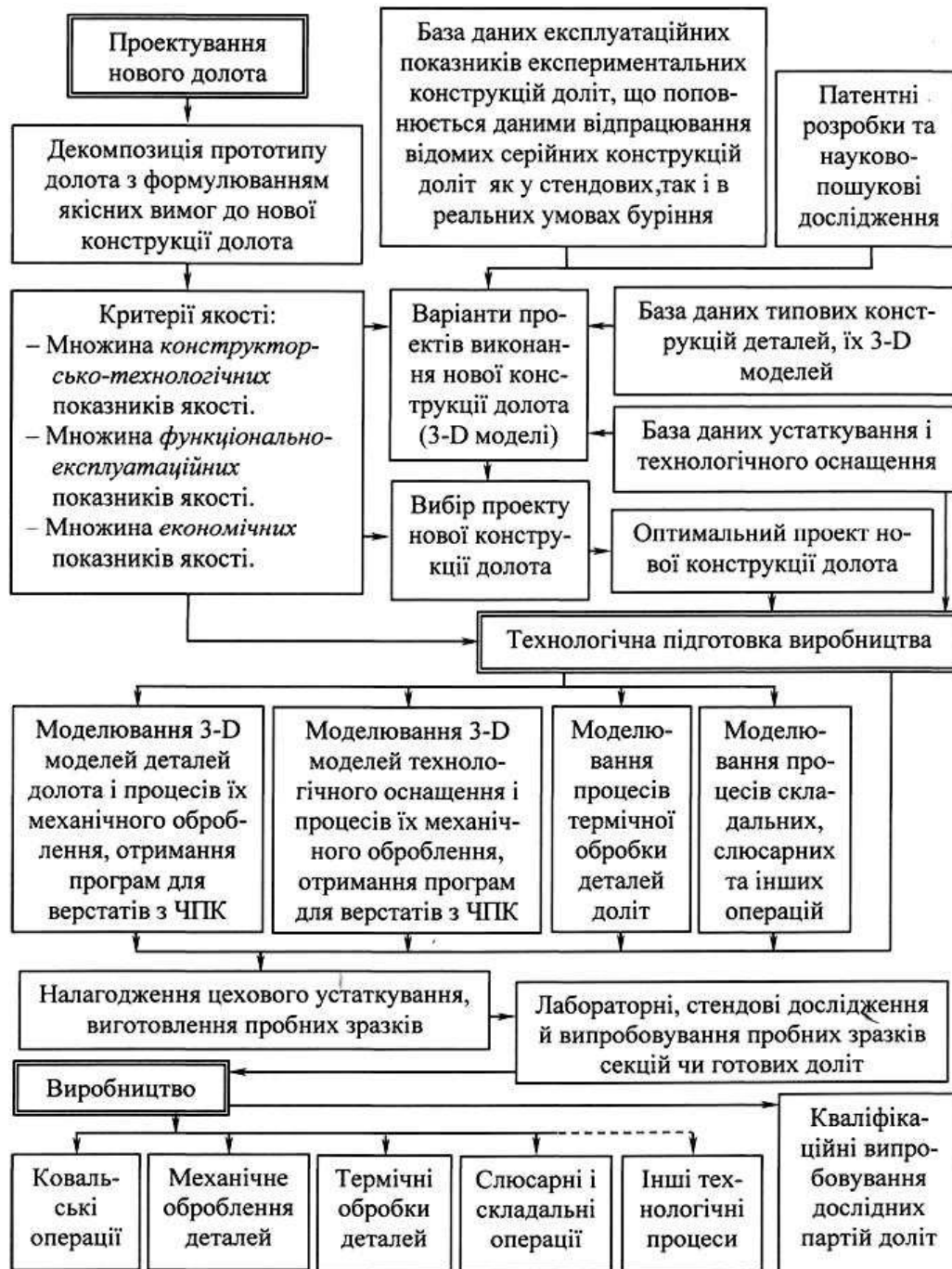


Рисунок 1 – Структура єдиної інформаційної системи підтримки процесів проектування, підготовки виробництва і виготовлення тришарошкових бурових доліт

виготовлення долота та вирішення комплексу конструкторсько-технологічних задач. Це можна вирішити комплексним впровадженням функціонально орієнтованої технології з інтегрованим інформаційним забезпеченням усіх процесів підготовки виробництва і реалізації технологічних процесів. При цьому необхідне повне переозброєння виробництва на високоточне комп'ютеризоване устаткування й верстати та високоефективний інструмент.

Зауважимо, що формування заданого рівня якості тришарошкових бурових доліт здійснюється на всіх стадіях технологічного процесу. І між якістю виконання технологічних операцій

виготовлення деталей доліт й складання долота та експлуатаційними показниками долота є кореляційний зв'язок [22]. З іншої сторони, зупинка на загальних вимогах до технологічних процесів унеможливує об'єктивний вибір критеріїв оцінки рівня формування рівня якості на етапах виготовлення доліт. Наприклад, невраховування рівня концентрації виробництва може призвести у одному випадку до зростання кількості робочих операцій і переходів (недостатня концентрація), у іншому – до зростання складності та зниження надійності технологічної підсистеми (надмірна концентрація). Тому оцінювання процесів необхідно розглядати не-



Рисунок 2 – Структура реалізації комплексного підходу у підвищенні якості тришарошкових бурових доліт на довиробничому і виробничому етапах їх життєвого циклу

розривно від технологічних маршрутів. З цією метою вдосконалено інженерну методику побудови оптимального технологічного маршруту, описану в [23].

Виходячи з того, що будь-який виріб – об'єкт моделювання можна подати у вигляді контурів S_i з множиною властивостей $\Theta(S_i)$. Тоді контури S_i включають множину конструкторських, геометричних показників – $\Theta_1(S_i)$ та множину що характеризує фізико-механічні, експлуатаційні показники $\Theta_2(S_i)$. При цьому виконується умова:

$$\Theta_1(S_i) \subset \Theta(S_i); \quad \Theta_2(S_i) \subset \Theta(S_i). \quad (1)$$

Тришарошкове бурове долото є складним виробом, який складається з системи спряжених деталей d_1, d_2, \dots, d_n , – складальних одиниць. Відповідно, для кожної такої деталі d_i також існує дві множини якісних показників, для яких виконується умова:

$$\theta_1(d_i) \subset \theta(d_i); \quad \theta_2(d_i) \subset \theta(d_i). \quad (2)$$

Для кожної деталі призначається рівень якісних показників. Це дає можливість створити єдину електронну базу даних для проектування і виготовлення типових конструкцій бурових доліт. У цю базу вводяться дані про характеристики і показники не тільки комплекс-

туючих, які виготовляються даним виробництвом, а й покупні. Систематичність і логічність забезпечується ієрархією, що відповідає структурі технологічного маршруту виготовлення долота.

Модель лапи чи шарошки можна подати у вигляді множини поверхонь, які змінюються у ході технологічних операцій:

$$\theta_{01}(d_i) = \theta_1^{01} \cup \theta_2^{01} \cup \theta_3^{01} \cup \dots \cup \theta_m^{01} = \bigcup_{i=1}^m \theta_i^{01},$$

..... (3)

$$\theta_{0n}(d_i) = \theta_1^{0n} \cup \theta_2^{0n} \cup \theta_3^{0n} \cup \dots \cup \theta_m^{0n} = \bigcup_{i=1}^m \theta_i^{0n},$$

де індекс n – порядковий номер технологічної операції.

Кожній операції θ_i^{0n} відповідає множина якісних показників θ_i^{0n} . Вона включає множини конструкторських (допустимі значення шорсткості, відхилення розмірів тощо), технологічних (сталість й точність отримання заданих конструкторських параметрів, значення фізико-механічних показників матеріалів оброблених деталей, рівень автоматизації, концентрації виробництва тощо), функціонально-експлуатаційних (експлуатаційні показники доліт, а також для оброблених деталей доліт значення і характер кривих зносостійкості, контактної витривалості, тріщиностійкості тощо), економічних (допустимі енергозатрати, матеріалоємність, продуктивність, собівартість тощо) показників якості. Зрештою, математична модель буде мати вигляд:

$$\theta_{01}(d_i) = \bigcup_{j=1}^m \left(\bigcap_{t=1}^p \theta_{it}^{01} \right)_j,$$

..... (4)

$$\theta_{0n}(d_i) = \bigcup_{j=1}^m \left(\bigcap_{t=1}^p \theta_{it}^{0n} \right)_j.$$

Для переходу від моделі до реалізації технології важливу роль відведено повноті електронної бази даних про якісні вимоги до деталей, а також можливості технологічного устаткування, верстатів, інструменту тощо, у забезпеченні заданого рівня якості технологічних операцій.

Як правило, при моделюванні технологічних маршрутів враховують дві системи: устаткування, інструмент, верстати та інші об'єкти, що забезпечують технологічні операції і переходу, а також систему результатів процесів виробництва. Обидві системи мають логічний об'єднуючий зв'язок. І процес виготовлення деталей доліт та долота моделюється у вигляді упорядкованої послідовності технологічних подій, у результаті яких якісно змінюється форма і показники матеріалу заготовки [23]:

$$l_i = (l_1, l_2, l_3, \dots, l_{k-1}, l_k, \dots, l_n). \quad (5)$$

Кожен з операторів моделі відповідає реалізації конкретної операції. Кожен оператор допускає певну множину варіантів отримання заданих параметрів конструкції, фізико-механічних, експлуатаційних показників. Відтак створюються умови генерації альтернативних варіантів виконання операцій. Графічно модель технологічних процесів подається у вигляді орієнтованих графів, де вузлами виступають оператори l_k . Кожен контур графу, побудований відповідно до параметричної умови $\theta_j(l_k)=1$.

Критеріями оптимальності варіанту технологічного процесу є мінімальний шлях в дереві графу. Мінімальний шлях – це мінімально можлива множина операторів, що забезпечують якісну реалізацію технологічного процесу:

$$H_{\min} = \{i : l_i = 1\}. \quad (6)$$

За умови $\theta(t)=1$ і $\theta(t)=0$ для довільного $t \leq l$, але не тотожно рівного l то H_{\min} – мінімальний шлях. Розмір такого шляху визначається числом операторів, які належать цьому шляху. Для кожного такого шляху $H_{\min j}$, де $j = 1, 2, \dots, r$, є двійкова логічна функція

$$\alpha_j(t) = \prod_{i \in H_{\min j}} \tau_i, \quad (7)$$

яка приймає значення логічної одиниці якщо оператори в мініальному шляху задовольняють умови якості. Такі умови якості встановлюються з міркувань описаних в [17, 23, 24]. А їх числові чи параметричні значення призначаються на основі даних експериментальних досліджень, а також джерел нормативної, довідкової інформації.

Другим критерієм оптимальності варіанту технологічного процесу є максимальне забезпечення показників якості за умов мінімального шляху.

Здійснене, таким чином, моделювання виявило ключові операції узагальненого технологічного маршруту, які визначають потужність того чи іншого варіанту маршруту. Це операції кування заготовок, механічного оброблення цапф лап, порожнин та породоруйнівного (сталевого) оснащення чи зовнішньої поверхні шарошок з отворами під посадку твердосплавного породоруйнівного оснащення, хіміко-термічної обробки шарошок і лап, наплавлення зносостійкими матеріалами шарошок і лап, складання секцій в „букет”, механічне оброблення ніпельної частини долота.

Особливістю операцій виготовлення поковок є те, що тут формується технологічний спадок, який зберігається через усі операції технологічного процесу. Зокрема, якість заповнення всіх елементів штампку при куванні, а також орієнтація волокон у сталі, що створюються при виготовленні заготовки та текстура (яскраво виражений напрям деформації зерен структури металу) визначають міцність, контактну витривалість та інші експлуатаційні показники робочих поверхонь.

Механічне оброблення деталей традиційно виконувалося на спеціальних технологічних лініях оснащених спеціально налагодженими токарними, фрезерувальними, шліфувальними і свердильними верстатами.

Сьогодні, як це описано в [17] таке оброблення здійснюється за допомогою оброблювальних центрів і верстатів обладнаних ЧПК. Зокрема, формоутворення сталевого породоруйнівного оснащення шарошок чи зовнішньої поверхні шарошок з отворами під посадку твердосплавного породоруйнівного оснащення, або ж комбінованого поєднання фрезерованих зубів і отворів під твердосплавні вставки, ефективно здійснюється на п'ятикоординатних оброблювальних центрах моделі MCV фірми Kovosvit (Чехія). Такі верстати не тільки забезпечують різке зменшення часу на формоутворення зовнішньої частини корпусу шарошки (у 2,1–3,9 разів), а й дають змогу виконувати породоруйнівне оснащення шарошок довільної складності.

Високоточне оброблення цапф лап ведеться на токарних верстатах з ЧПК моделі TV фірми „DANOBAT” (Іспанія). Застосування різального інструменту – спеціальних різців зі змінними пластинами на основі кубічного нітриду бору дає стале значення шорсткості оброблених поверхонь $R_a 0,8$ мм (по контакту $R_a 0,63$ мм) [25]. Малі типорозміри та прості конструкції цапф лап оброблюють на токарних верстатах з ЧПК моделі 2SDS „HEID”.

Механічне оброблення порожнини шарошок здійснюється на вертикальних одношпиндельних токарних центрах VSC виробництва фірми „EMAG”, що обладнані системою ЧПК SIMENS 840D. Точність оброблення даного верстату забезпечується автоматизованим фіксуванням і позиціонуванням заготовки шарошки в патроні, що становить 0,05 мм. Контроль геометричних параметрів оброблених поверхонь здійснюється спеціалізованим вимірним щупом „Magros”. Для оброблення тут також застосовуються спеціальні різці зі змінними пластинами з твердого матеріалу на основі кубічного нітриду бору. Такі різці добре обробляють загартовані долотні сталі твердістю до HRC65 та дозволяють застосовувати режим високошвидкісного оброблення (HSM – High Speed Machining), який на сьогодні є прогресивною технологією лезового оброблення матеріалів.

Перелічені металорізальні верстати забезпечують високу продуктивність та гнучкість виробництва, автоматизацію, технологічних процесів тощо.

Хіміко-термічну обробку (цементация) здійснюють згідно підвищених вимог до якості контролю параметрів цементації, температур гартування і відпусків відповідно до рекомендацій [15] на агрегатах фірми IPSEN. Ці агрегати мають багатоцільові двокамерні печі TQ-2, в яких процеси автоматизовано керування за допомогою комп'ютера системи „Carbo-o-Prof”.

Плазмове наплавлення зносостійких поверхонь цапф лап здійснюється на устаткуванні ПМ-300Д, що оснащено керуючою системою на

основі мікроконтролера. Розроблені режими процесу і точність устаткування повністю забезпечують бездефектність наплавлених зносостійких шарів.

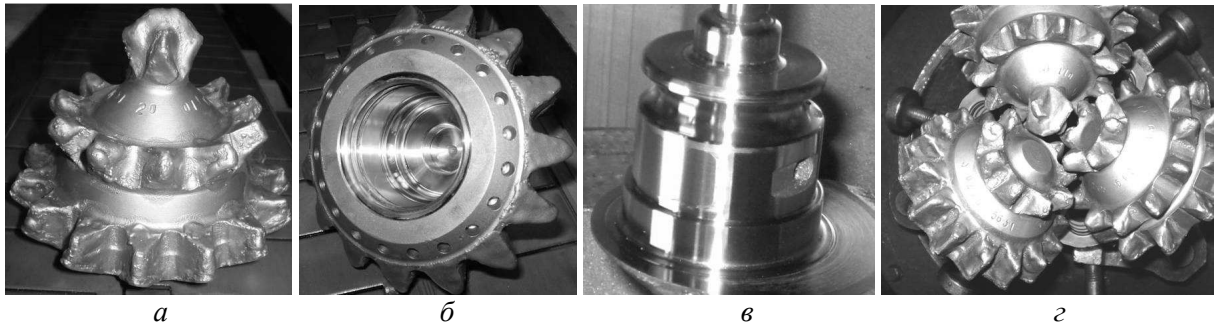
Якість і надійність шарошкових бурових доліт визначається не тільки якісними показниками окремих деталей, отриманими при їх виготовленні, але й якістю складальних операцій. У технологічному процесі виготовлення долота складальні операції є особливо вагомими внаслідок складних зв'язків із попередніми операціями. При складанні формуються основні якісні показники готового виробу. Для шарошкових доліт це: надійність з'єднання „зубок – шарошка”, радіальне биття зубів шарошок, люфти в опорі, різновисотність шарошок, співвісність осей різьби ніпеля і осі долота тощо.

Вдосконалення складальних операцій при виготовленні шарошкових доліт традиційно сформувалися такі напрямки: оптимізація конструкції ділянок припасування і з'єднання (формоутворення західних фасок у хвостовиках твердосплавних вставок, фрезерування фасок на лапах для зварювання секцій тощо), вибір раціонального технологічного процесу (пресування з гарантованим натягом: твердосплавних вставок в лапу і шарошку, п'ят, підп'ятників, втулок підшипників ковзання, зварювання секцій тощо); створення конструкцій засобів його забезпечення з застосуванням механізації та автоматизації праці, а також впровадження жорсткого керування та контролю якості виконання технологічних процесів. Особливо це стосується ручного складання, застосування якого обумовлено широким асортиментом конструкцій опор. Перевагою такого способу є простота і відсутність потреби в спеціалізованому обладнанні.

Технологічний процес складання долота повинен забезпечити отримання основних параметрів у межах заданих норм точності. Вирішення цієї задачі залежить від того, наскільки правильно вибрано технологічні установочні і контрольні базові поверхні при механічному обробленні і складанні долота. Тобто на складальних операціях можуть виявлятися невраховані на попередніх операціях вимоги до якісних показників складальних одиниць. Тому особливої ваги набуває докладне конструкторсько-технологічне пропрацювання та доведення долота. Це здійснюється виготовленням пробного зразка і його випробуванням у стендових умовах з отриманням максимальних даних для правильного налагодження виробництва якісних доліт.

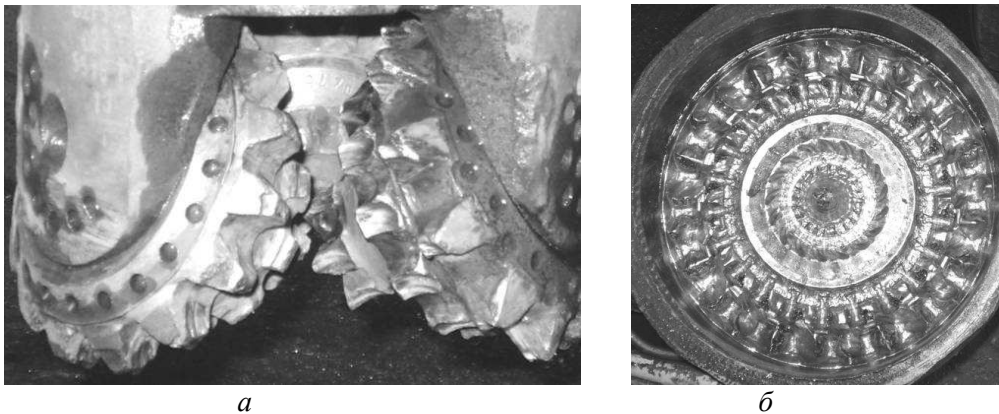
Підвищення точності формоутворення ніпельної частини долота може бути вирішено шляхом вибору оптимальної конструкції упорних елементів для надійної установки і самоцентрування долота. При цьому до параметрів баз установки долота повинні бути висунуті строги вимоги щодо забезпечення точності.

Аналізом відхилень осі ніпеля при базуванні по поверхнях калібруючих шарошок встановлено, що на точність суттєво впливає радіальне биття і зазори між опорними поверх-



а – фрезероване породоруйнівне оснащення шарошок після наплавлення зносостійким матеріалом,
б – порожнина шарошки, отримана кінцевим точінням у розмір,
в – цапфа лапи після кінцевого точіння у розмір і полірування,
г – припасування і фіксування секцій доліт з метою попередження виникнення різновисотності

Рисунок 3 – Загальний вигляд деталей долота 215,9 FS3 UT275 та момент операції складання



а – загальний вигляд породоруйнівного оснащення шарошок долота,
б – загальний вигляд сталевого вибою, по якому працювало долото

Рисунок 4 – Загальний вигляд породоруйнівного оснащення долота 215,9 FS3 UT275, і металевого вибою після відпрацювання в стендових умовах

нями пристрою і породоруйнівного оснащення. При цьому кожна конструкція шарошки і її породоруйнівне оснащення вимагає спеціального налагодження пристрою для установки долота. Приклади конструкцій таких пристроїв описано нами в [17].

Ілюстрацією до вище викладеного є практика розробки і освоєння долотним виробництвом вітчизняних конструкцій доліт продуктової лінії FS. Прикладом є долота 215,9 FS3 UT275 з опорами, у яких для герметизації застосовано два ущільнюючі кільця, а підшипники ковзання виконуються на основі ковпачка, шайби і плаваючої втулки з антифрикційного матеріалу.

Згідно розробленої технології виготовлено експериментальне долото. На рис. 3, *а* – *в* подано загальний вигляд деталей після деяких з основних технологічних операцій, а на рис. 3, *г*, відображено момент припасування і фіксування секцій долота для зварювання.

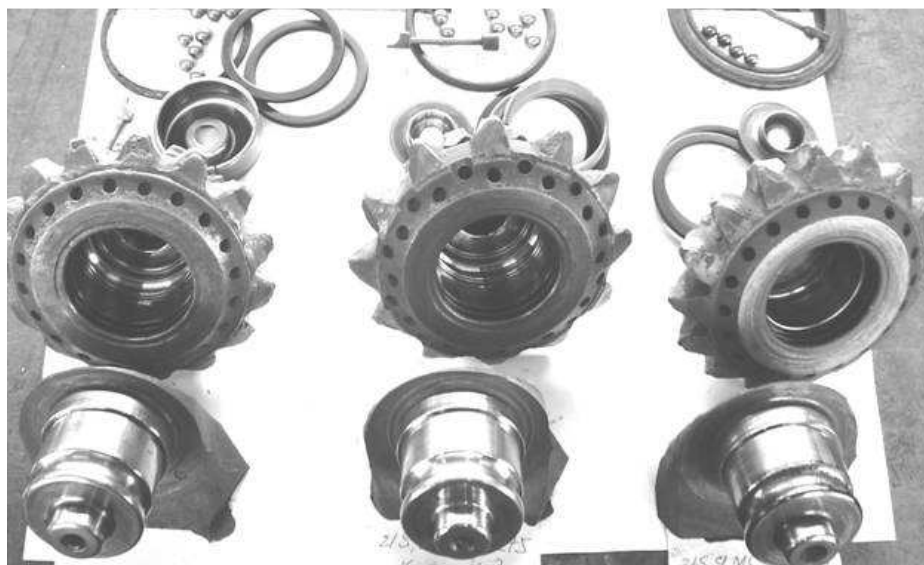
Оцінювання експлуатаційних показників здійснювали випробуванням долота у стендових умовах при бурінні металевого вибою зі сталі 20 на станції випробування доліт. Частота обертання долота дорівнювала 60-70 об/хв. Промивною рідиною була технічна вода, що подавалася безпосередньо в зону буріння. Долото спочатку припрацьовували протягом 1 год

при навантаженні 8,0т, потім поступово (ступенями) збільшували до 12т. Критерієм зупинки буріння було зростання крутного моменту на долоті і підвищення температури однієї з секцій (комплект №3 – шарошка і лапа).

Долото відпрацювало 47 год. 20 хв (рис. 4), у результаті глибина буріння у сталевих вибоях дорівнювала 315 мм (відбурено вісім вибоїв). Після цього долото піддали аналізу. Виявлено, що шарошки №1 і №2 туго прокручуються від руки, люфт в опорах комплектів відсутній, їх герметичність у справності. Натомість шарошка комплекту №3 легко прокручується від руки, люфт сягає до 2 мм, система герметизації пошкоджена. У всіх шарошках породоруйнівне оснащення зношене до граничного стану. Зауважено більше зношення основних рядів зубів породоруйнівного оснащення проти периферійних.

У результаті розбирання опор встановлено (рис. 5, *а*), що елементи опор комплектів № 1 і № 2 цілком працездатні. Тут не виявлено значних пошкоджень ні на бігових доріжках і тілах кочення, ні на деталях підшипників ковзання.

В опорі комплекту № 3 зафіксовано сколювання бурта між кульковою біговою доріжкою і напавленою поверхнею ковзання периферійного підшипника та утворення тріщин й



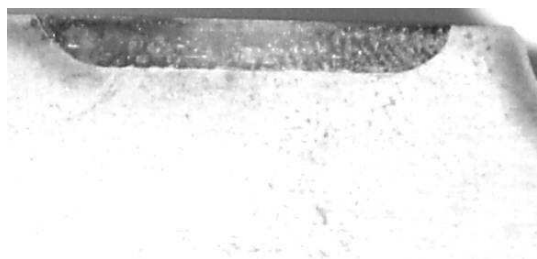
а



б



в



г

а – комплекти № 1, №2, №3 (з ліва на право) секцій дослідного долота,
 б – цапфа лапи у навантаженій ділянці (комплект №3),
 в – характер зносу антифрикційної втулки в порожнині шарошки (комплект №3),
 г – темплет для встановлення якості наплавлення і зміцнення ділянки великого підшипника ковзання і бігової доріжки замкового кулькового підшипника кочення цапфи лапи

Рисунок 5 – Загальний вигляд аналізованих деталей дослідного долота, що відпрацювало на станції випробування доліт

дрібних сколювань наплавленого шару цапфи (рис. 5, б, в). Зауважені пошкодження на кульковій біговій доріжці, а також подряпини і ривчачки на поверхні плаваючої антифрикційної втулки спричинені потраплянням у зону тертя ковзання та у замковий підшипник фрагментів зруйнованого бурта.

Аналіз якості наплавлення бігової доріжки зносостійким матеріалом (рис. 5, г) не виявив дефектів та порушення технології процесу наплавлення. Також структура зносостійкого матеріалу і якість зчеплення зі сталлю цапфи задовольняють усі вимоги нормативної документації. Аналізом виявлено недостатню величину зазору в ділянці герметизації, що спричинює нерегламентоване тертя шарошки по поверхні цапфи. Загалом, експериментальне долото, не зважаючи на окремі недоліки, є працездатним і перспективним. Тому, після внесення відповідних коректив у конструкторсько-технологічну документацію, виготовлено пробну партію доліт, які відпрацювали в умовах реального буріння. Експлуатаційні буріння дослідної партії

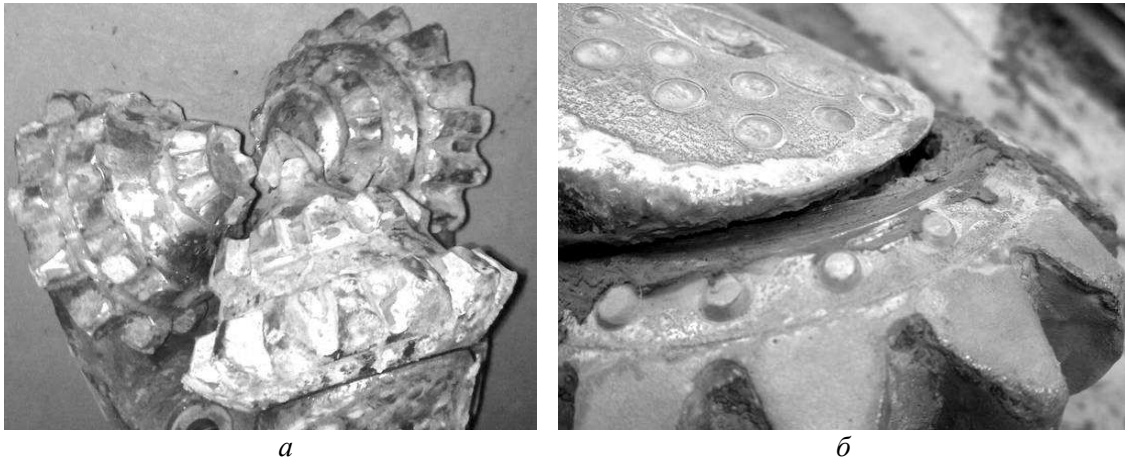
доліт здійснено в умовах Стрийського ВБР на буровій №71 площа Летнянська і буровій №3 площа Добрянська.

Випробування дослідних партій доліт 215,9 FS3 UT275 здійснили в умовах Стрийського ВБР на буровій №71 площа Летнянська і буровій №3 площа Добрянська відповідно (табл. 1). Долота відпрацювали при частоті обертів 60 об/хв.

При співмірній механічній швидкості дослідні долота свідчать про нижчі експлуатаційні показники порівняно з найкращими показниками аналогічних конструкцій зарубіжного виробника доліт (долото №1 виявило нижчі: проходження у 2,55 разів, час буріння – у 2,82 рази). На експериментальні долота підводилося вище значення осевого навантаження і створювався нижчий тиск промивної рідини, що, у свою чергу, свідчить про порівняно важчі їх умови роботи. У цілому долота виявили вищу зносостійкість калібруючого та захисного оснащення від зносу (загальний знос по діаметру доліт складав 1,8мм). Також не зафіксовано

Таблиця 1 – Порівняння експлуатаційних показників дослідних доліт 215,9 FS3 UT275 з найкращими показниками зарубіжного аналогу

№ долота	Інтервал буріння, м	Осьове навантаження на долото, т	Тиск промивної рідини, атм	Проходження, м	Час буріння, год	Механічна швидкість, м/год
1 (Летнянська)	1050 – 1215	12	40	165	67,9	2,43
2 (Добрянська)	1009 – 1140	9	45	131	83,3	1,57
Долото зарубіжного виробництва	880 – 1300	7	50	420	191,5	2,10



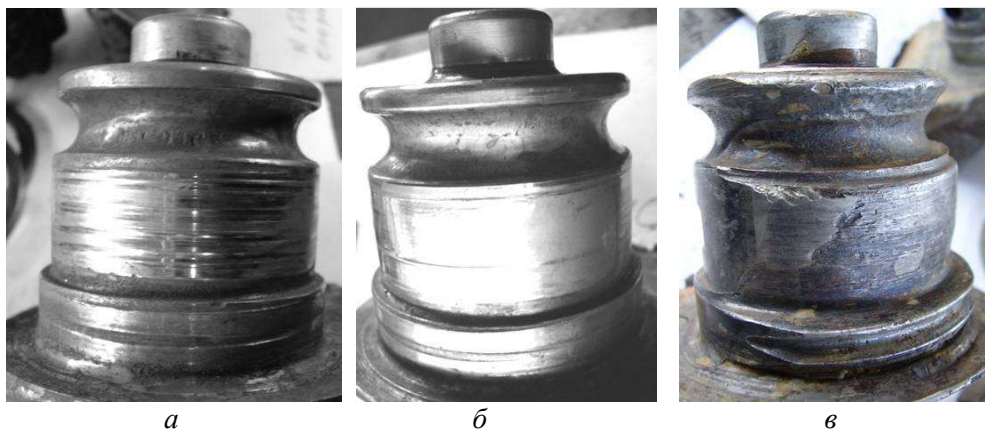
а – зношене породоруйнівне оснащення долота №1,
б – люфт між шарошкою і козирком спинки лапи долота №2

Рисунок 6 – Загальний вигляд відпрацьованих елементів дослідних доліт

зносу корпусу долота, спинки лап, наплавлених шарів дашків лап. Не було також зафіксованої раптової відмови через заклинювання опори. Зауважимо, що знос наплавлених сталевих зубків на всіх шарошках набув граничного стану і становив 60-75%. Канавки між зубами 2-го і 3-го вінців зношені більше, ніж 1-го (рис. 6, *а*). У обох долотах виявлено три випадки відколонування наплавленого шару із сталевих зубків. Між шарошкою і козирком спинки лапи долота №2 зафіксовано люфт 7-8мм (рис. 6, *б*).

Здійснено також аналіз пошкоджень опор відпрацьованих дослідних доліт (рис. 7). Отже, у долоті №1 найбільш пошкодженою виявилася опора першої секції (рис. 7, *а*). Тут зауважено незначний знос наплавки стеліту на великому підшипнику ковзання лапи з навантаженої сторони до 0,3мм у вигляді „гребінців”, упорний наплавлений торець в робочому стані. По діаметру цапфи лапи в місці контакту з гумовими кільцями з навантаженої сторони зафіксовано канавку від зносу довжиною 20мм і глибиною до 0,3мм. На внутрішньому діаметрі розрізної втулки сліди зносу у вигляді „гребінців” (знос подібний до зносу поверхні великого підшипника ковзання), зовнішній діаметр у робочому стані. Ковпачок малого підшипника ковзання виявився завальцьованим у шарошку і не обертається. Упорна торцева шайба у працездатному стані. Обидва ущільнюючі кільця опори зношені по внутрішньому (контактуючому) ді-

аметру. Як і у решти секцій, на робочих поверхнях замкового підшипника кочення видимих слідів зносу не виявлено, також герметична маслокишеня. Значно більші пошкодження елементів опори встановлено на долоті №2. Тут найбільшого руйнування зазнали опори другої і третьої секції (рис. 7, *б-в*), де виявлено буровий розчин у маслокишені і глибокому отворі. У цих опорах також зруйновано ущільнюючі кільця опори по внутрішньому контактуючому діаметру і залишились в пазах шарошки. Типовим для зношення цапф є утворення рівчаків від зносу по спряженні „ущільнення – цапфа” (рис. 7). Їхні розміри можуть мати довжину 40-50 мм і глибину до 5-6 мм. На цапфі третьої секції зафіксовано катастрофічне руйнування із навантаженої сторони (рис. 7, *в*): профіль кулькової бігової доріжки розбито і зміщено у сторону периферійного підшипника ковзання, зміщення периферійного підшипника ковзання. Очевидно такий стан спричинений утворенням люфтів опори через передчасне руйнування і стирання ковпачка малого підшипника ковзання та упорної шайби, фрагменти якої можна побачити при розбиранні опори. Зауважимо, що працездатний ковпачок малого підшипника ковзання, який хоч і знаходився в шарошці, проте обертався, також задовільний стан упорної шайби був тільки в опорі першої секції. Зауважимо, що в третій секції долота №2, при її розбиранні не виявили слідів антифрикційних еле-



*а – цапфа лапи першої секції долота №1,
б – цапфа лапи другої секції долота №2,
в – цапфа лапи третьої секції долота №2*

Рисунок 7 – Загальний вигляд елементів опор відпрацьованих дослідних доліт

ментів підшипників ковзання: ковпачка, втулки, шайби. Очевидно вони повністю зруйнувалися і подрібнилися на дуже дрібні фрагменти, які перемішалися з мастилом і значною мірою випали з розгерметизованої опори.

У результаті здійснених досліджень встановлено, що дослідні конструкції доліт 215,9 FS3 UT275, розроблені і виготовлені ТОВ „УніБурТех” є працездатними. Причинами зниження експлуатаційних показників цих доліт є недостатня зносостійкість наплавленого породоруйнівного оснащення та недостатня стійкість опори до утворення люфтів. З цією метою необхідно підвищити якість процесу наплавлення сталевих зубів, а також застосувати для наплавлення прогресивні зносостійкі матеріали. Необхідно підвищити точність спряжених поверхонь по замковому підшипнику кочення для недопущення передчасного виникнення люфтів і „качання” шарошки, що прискорює розгерметизацію опори.

Висновки

Теоретично і експериментально обґрунтовано розроблені структури єдиної інформаційної системи підтримки процесів проектування, підготовки виробництва і виготовлення тришарошкових бурових доліт, а також системи комплексного підвищення якості доліт на довиробничому та виробничому етапах їх життєвого циклу. Вдосконалено інженерну методику побудови оптимального технологічного маршруту, що відрізняється критеріями оптимальності варіанту технологічного процесу з позицій множини конструкторських, технологічних, функціонально-експлуатаційних, економічних показників якості технологічних операцій. Такими критеріями є мінімальний шлях в дереві графу технологічних маршрутів та умова максимального забезпечення показників якості за умов мінімального шляху в цьому ж дереві графу. Експериментальними стендовими та експлуатаційними дослідженнями обґрунтовано ефективність нових шляхів у вдосконаленні технології виготовлення тришарошкових бурових

доліт на основі інформаційних інтегрованих систем та CALS-технологій і процесності. Це підвищує якість і мобільність, як освоєння виробництвом нових технологічних процесів, так і нових конструкцій тришарошкових бурових доліт. Створено нові підходи у вдосконаленні технології виготовлення тришарошкових бурових доліт, апробовано в умовах реального виробництва і прийнято до подальшого вдосконалення якості й підвищення конкурентоздатності доліт.

Надалі перспективним є розробка металознавчих і технологічних основ для забезпечення якісних конструкторських показників шарошок і лап тришарошкових бурових доліт.

Література

- 1 Technological Breakthroughs Advanced Upstream E&P's Evolution / [Ron Lord] // Journal of Petroleum Technology. – 2007. – October. – P. 11-116.
- 2 Premium Tricone Drill Bits VANGUARD / Hughes Christensen. – The Woodlands, Texas: Baker Hughes Incorporated. All Rights Reserved, 2009. – 12 p.
- 3 Patent 5,513,715. United States. Int. Cl. E21B 10/22 U.S. Cl. 175/374; 277/92; 277/235 R. Flat seal for Cone rock Bits / Theodore R. Dysart (US), Assignee: Dresser Industries, Inc. – № 299,821. Prior Publication Aug. 31, 1994; date of Patent May 7, 1996.
- 4 New advancements made in drill bit technology / [Ron Lord] // World Oil. – 2005. – Vol. 226. – № 11 (November). – P. 67-71.
- 5 New rubber parts improve roller-cone bit performance at high temperatures. / D. Shakhovskoy, A. Dick, G. Carter, M. Jacobs // World Oil. – January 2011 issue, – P. 51-54.
- 6 Буровой породоразрушающий инструмент: Международная инженерная энциклопедия. (Международный транслятор-справочник) – Т.1: Шарошечные долота / [Под науч. ред. В.Я. Кершенбаума, А.В. Торгашова, А.Г. Месера] – М.: Нефть и газ, 2003. – 257 с. (Серия „Нефтегазовая техника и технология” т. 1).

7 Богомолов Р.М. Методы повышения эффективности разрушения горных пород при бурении скважин шарошечными долотами: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15 / Богомолов Родион Михайлович. – М., 2001. – 434 с.

8 Палащенко Ю.А. Одна из причин снижения показателей работы буровых долот / Ю. А. Палащенко // Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – № 2. – С. 80-81.

9 Палащенко Ю. Катастрофическое снижение эффективности бурения из-за эксцентрического вращения долота на забое скважины / Ю. Палащенко // Бурение и нефть. – 2006. – №9. – С. 28-30.

10 Aravind Suresh Kumar. A Baseline for Mechanical Specific Energy and Estimation of Bit Wear Rate: Thesis for the Degree of Master of Science in Engineering / Aravind Suresh Kumar. – Texas at Austin. – 2008 (December) – 33 p.

11 Неупокоев В.Г. Вопросы теории и практики проектирования, производства и эксплуатации буровых шарошечных долот / В. Г. Неупокоев – Самара: Издательство Самарского научного центра Российской академии наук, 2000. – 376 с.

12 Современные шарошечные долота, проблемы их совершенствования и повышения надежности / [Торгашов А. В., Барвинок В. А., Бикбулатов И. К. и др.]; под ред. А. В. Торгашова. – Самара: Самарский научный центр РАН, 2000. – 190 с.

13 Закиров Н.Н. Теория и практика повышения эффективности работы, надежности и долговечности буровых шарошечных долот: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15, 05.02.13 / Закиров Николай Николаевич. – Тюмень, 2004. – 360 с.

14 Блинков О.Г. Пути повышения эффективности работы буровых шарошечных долот: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15. / Блинков Олег Геннадиевич. – М., 2007. – 356 с.

15 Яким Р.С. Теорія і практика забезпечення якості та експлуатаційних показників цементованих деталей шарошкових бурових доліт: монографія / Р. С. Яким, Ю.Д.Петрина. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 189 с.

16 Журавлев А.Н. Разработка теоретических основ и реализация структурно упорядоченной сборки буровых долот: автореф. дис. на соискание науч. степени доктора техн. наук: спец. 05.02.08. „Технология машиностроения” / А. Н. Журавлев. – Самара, 2009. – 40 с.

17 Яким Р. С. Науково-практичні основи технології виготовлення тришарошкових бурових доліт та підвищення їх якості і ефективності: монографія / Р.С.Яким, Ю.Д.Петрина, І.С.Яким. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 384 с.

18 Яким Р. С. Науково-прикладні засади підвищення довговічності тришарошкових бурових доліт: дис. ... доктора техн. наук: 05.05.12 / Яким Роман Степанович. – Івано-Франківськ, 2012. – 293 с.

19 Яким Р. С. Забезпечення якості тришарошкових бурових доліт на етапах їх життєвого циклу / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, І. С. Яким //

Прогресивні технології і системи машинобудування: міжнародний зб. наукових праць. – Донецьк: ДонНТУ, 2012. – Вип. 1,2 (43). – С. 338 – 342.

20 Specification for Rotary Drill Stem Elements (ISO 10424 – 1: 2004 (Identical)): ANSI/API Specification 7-1. – [Is valid march 2006]. – Washington: American Petroleum Institute, 2006. – 68 с. – (American National Standard).

21 Пат. 96644 С2 Україна, МПК² E21В 10/10 (2011.01). Стенд для випробовувань секцій шарошкових доліт / Є.І.Крижанівський, Р.С.Яким, Л.Є.Шмандровський, Ю.Д.Петрина, (Україна); заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № 2010000752 заявл. 26.01.10. опубл. 25.11.2011, Бюл. № 22.

22 Создание и совершенствование шарошечных долот для строительства скважин на нефть и газ / А.В.Торгашов, А.А.Логинов, В.И.Позняков [и др.]. // Нефтепромысловое машиностроение: обзорная информация. – Серия ХМ-3. – М.: Центральный институт научно-технической информации и техники экономических исследований по химическому и нефтяному машиностроению (ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ), 1990. – 49 с.

23 Яким Р. Конструкторсько-технологічне забезпечення якості тришарошкових бурових доліт / Р. Яким, Ю. Петрина, І. Яким // Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Тернопіль 19 - 21 травня 2010 р.) / М-во освіти і науки України, Нац. Академія наук України [та ін.]. – Тернопіль: ТНТУ, 2010. – С. 245 – 246.

24 Яким Р. С. Формування якості та експлуатаційних показників тришарошкових бурових доліт на усіх етапах їх створення / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, І. С. Яким // Прогресивні технології і системи машинобудування: міжнародний зб. наукових праць. – Донецьк: ДонНТУ, 2011. – Вип. 42. – С. 309 – 314.

25 Яким Р. С. Технологічне забезпечення якості механічного оброблення цапф лап тришарошкових бурових доліт / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, І. С. Яким // Вісник Севастопольського національного технічного університету: Машиноприладобудування та транспорт: зб. наукових праць – Севастополь: Вид-во СевНТУ, 2012. – Вип. 129. – С. 278 – 283.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
24.04.13*

*Рекомендована до друку
професором Крилем Я.А.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Никифорчиним Г.М.
(Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка
НАН України, м. Львів)*

ОСОБЛИВОСТІ ПІДНІМАННЯ ТРУБОПРОВОДІВ БАЛКОВИХ ПЕРЕХОДІВ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ НАД ЇХ ОПОРАМИ У ПРОЦЕСІ ВИКОНАННЯ РЕМОНТНО-ПРОФІЛАКТИЧНИХ РОБІТ

Є.В. Харченко, Ю.Я. Новіцький

Національний університет "Львівська політехніка", 79013, м. Львів, вул. Бандери, 12,
тел. 0322582521, e-mail: Iurii.Novitskyi@gmail.com

Розглядаються проблеми підйому трубопроводів балкових переходів магістрального газопроводу великого діаметра над їх опорами в процесі виконання ремонтно-профілактичних робіт без виводу магістрального газопроводу із експлуатації. Проводиться аналіз існуючих конструкцій підйомників, особливостей піднімання трубопроводів великого діаметра над їх опорами та пропонується конструкція нового підйомника. Розглядаються проблеми визначення та шляхи забезпечення контактної міцності трубопроводу при його взаємодії із опорними роликками робочого органа підйомника.

Ключові слова: локальні напруження, підйомник, контактна міцність, оболонка, скінченні елементи

Рассматриваются проблемы подъема трубопроводов балочных переходов магистрального газопровода большого диаметра над их опорами в процессе выполнения ремонтно-профилактических работ без вывода магистрального газопровода из эксплуатации. Проводится анализ существующих конструкций подъемников, особенностей подъема трубопроводов большого диаметра над их опорами и предлагается конструкция нового подъемника. Рассматриваются проблемы определения и пути обеспечения контактной прочности трубопровода при его взаимодействии с опорными роликами рабочего органа подъемника.

Ключевые слова: локальные напряжения, подъемник, контактная прочность, оболочка, конечные элементы

The problems beam pipe transitions lifting of gas pipeline of large diameter over their legs in the process of rehabilitation and maintenance without stopping the process of gas pipeline operation. The analysis of existing structures, lifts, lifting features of large diameter pipelines over their legs is done and construction of a new lift is offered. The problems are viewed which predetermine defining and determining ways of providing contact strength of the pipeline during its interaction with the supporting rollers of the working body lift.

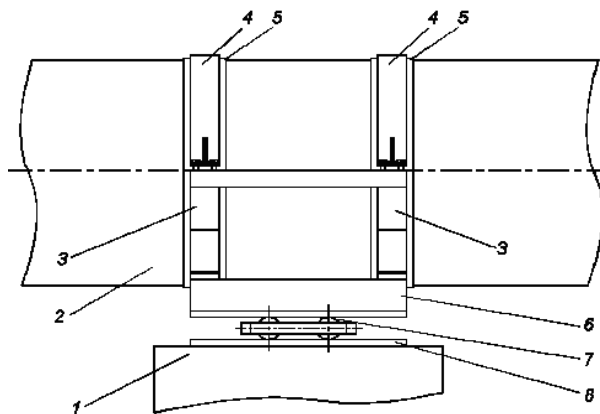
Keywords: local stress, lift, contact strength, shell, finite elements

Вступ. Через територію України проходить широко розгалужена мережа магістральних газопроводів, які експлуатуються вже біля сорока років і відносяться до об'єктів підвищеного ризику.

Надземні переходи магістрального газопроводу – це частини магістрального газопроводу, які розташовані в повітрі над ріками та заболоченою місцевістю. Надземні переходи є проблемним місцем газопроводів, оскільки вони піддаються корозійному впливу атмосфери, особливо у важкодоступних для обслуговування місцях їх опор.

Конструкція рухомої опори (рис. 1) складається із залізобетонного ростверку 1, на якому закріплено металеву опорну плиту 8, по якій можуть переміщатися опорні котки 7. Зверху, на котках, встановлено сідловину 6, до якої з допомогою хомутів 3 та 4 через ізолюючі прокладки 5 прикріплено трубопровід 2. Рухома опора служить для утримання трубопроводу у вертикальному напрямі та можливості компенсації його температурних деформацій в горизонтальній площині.

Корозійні процеси відбуваються саме під сідловиною опори та ізолюючими прокладками хомутів. Для того щоб їх виявити (рис. 2), а тим більше усунути [2], необхідно підняти трубопровід 2 над опорною плитою 8 на деяку висоту (80-100 мм), зафіксувати його, розкрити хому-



- 1 – залізобетонний ростверк; 2 – трубопровід;
3 – хомут нижній; 4 – хомут верхній;
5 – ізолююча прокладка; 6 – сідловина опори;
7 – опорний коток; 8 – опорна плита

Рисунок 1 – Конструктивна схема рухомої опори

ти 3 та 4 і витягнути сідловину 6 з хомутами 3. Даний процес ускладнюється ще й тим, що під'їзні шляхи до опор балкових переходів, як правило, утруднені або і повністю відсутні, тому устаткування повинно монтуватися лише мускульною силою двох-трьох робітників.

Проблемою є і наявність вільного місця на опорі, тобто роботи виконуються на висоті в обмеженому просторі.



Рисунок 2 – Пляма корозії в місці контакту трубопроводу із сідловиною опори

Аналіз сучасних досліджень і публікацій.

Для вирішення цієї проблеми було розроблено мобільну установку (рис. 3) [5] для розвантаження опорного вузла і підймання ділянки трубопроводу з сідловиною опори 6 відносно опорних котків 7. Конструкція установки є розбірною, а вага окремих її частин не перевищує 16 кг. Установка складається із двох пневмоподушок 5 які встановлюються на опорних балках 3. Балки, в свою чергу, встановлюються на регульованих консолях 2, що згвинчуються шпильками на залізобетонному ростверку опори 1. Між пневмоподушками і трубопроводом встановлюються жорсткі призми. Стиснуте повітря подається в пневмоподушки із балонів або компресора. Висота підйому контролюється індикатором контролю переміщення 7.



1 - бетонна опора; 2 - консоль; 3 - опорні балки;
4 - опорна плита; 5 - пневмоподушка;
6 - призма; 7 - індикатор висоти підйому

Рисунок 3 – Підймальна установка

Дана конструкція підйимального пристрою в даний час успішно використовується в Управлінні магістральних газопроводів «Львівтрансгаз» для ремонтних робіт елементів опор магістральних трубопроводів діаметром від 530 мм до 1020 мм.

Для проведення аналогічних робіт з трубопроводами діаметром 1220 та 1420 мм необхідно створити нову конструкцію більшої вантажності. При аналізі конструктивної схеми (рис. 3) пристрою виявилось, що збільшення його вантажності призводить до значного зростання масово-габаритних параметрів консолей (2) та опорних балок (3), що суттєво зменшує його мобільність та можливість безпечного збирання (розбирання) підйимального пристрою монтажниками на висоті 6-8 м в обмеженому просторі опори. Крім цього, проблемою є масово-габаритні параметри сідловины опори трубопроводу великого діаметра, яку неможливо витягнути з допомогою мускульної сили двох робітників, та й немає куди її розмістити.

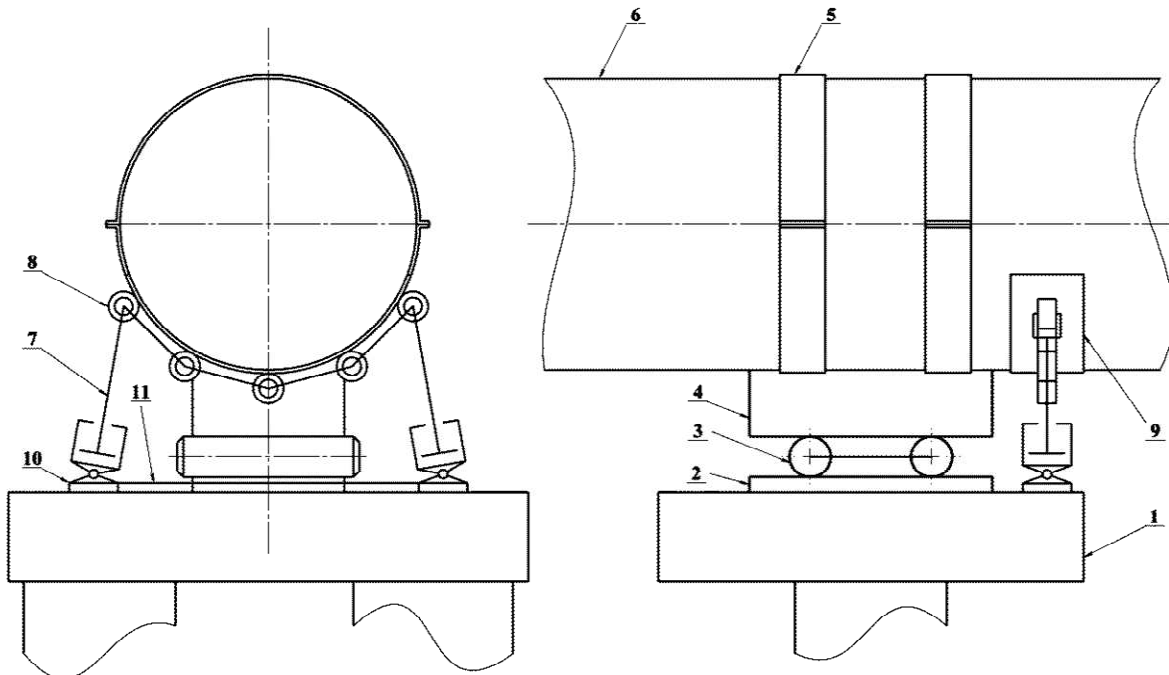
Всіх цих недоліків в певній мірі позбавлена конструкція підйимального пристрою із гідроприводом, що представлена на рис. 4 [4]. Пристрій складається із двох гідроциліндрів 7, до штоків яких через шарніри кріпиться втулковий ланцюг 8, який взаємодіє з трубопроводом через металеву прокладку 9. Для кращої стійкості гідроциліндри нахилено всередину на невеликий кут (3-5°). При подачі робочої рідини в порожнини циліндрів, їхні штоки будуть переміщатися вгору, а отже – підніматимуть трубопровід над опорою.

Особливістю підймання трубопроводів великого діаметра над опорною плитою є значні зусилля, що виникають при цьому. Причин декілька. Перша – значна маса двох прольотів трубопроводу – 25-30 т.с. Друга причина – висока жорсткість трубопроводів великого діаметра. Сили жорсткості проявляються як при підйманні (згині) трубопроводу, так і при його відхиленні від горизонту в процесі будівництва. Трапляються випадки, коли різниця вертикальних позначок сусідніх опор становить 250-300 мм, що суттєво розвантажує занижену опору, та стільки ж перевантажує завищену. Враховуючи це – необхідна максимальна проектна вантажність підйимального пристрою – 100 т.с.

До переваг такого пристрою слід віднести малі масово-габаритні параметри підйомника та встановлення його лише із однієї сторони сідловины, що дає можливість в процесі проведення ремонтних робіт без проблем відсунути її в іншу сторону безпосередньо по трубопроводу, закріпивши попередньо під верхні хомути спеціальні опори на роликах.

До недоліків конструкції слід віднести значну концентрацію навантажень на трубопровід при його взаємодії з ланцюгом. Як видно із рис.4, ролики ланцюга концентровано навантажують трубопровід, що може призвести до значних напружень і, як наслідок, аварійних руйнувань.

Ціль статті. Для уникнення можливості перевантаження трубопроводу в процесі ремонту опор слід виконати розрахунки міцності трубопроводу в процесі його локальної взаємодії з роликами ланцюга підйимального пристрою. Ці розрахунки можна виконати як методами аналітичної механіки [3; 7] так і з допомо-



1 – залізобетонний ростверк, 2 – опорна плита, 3 – опорні котки, 4 – сідловина опори, 5 – хомути, 6 – трубопровід, 7 – гідроциліндр, 8 – ланцюг із роликками, 9 – металева підкладка, 10 – опорний шарнір, 11 – страхувальний канат

Рисунок 4 – Функціональна схема підіймача

гою сучасних CAD/CAE систем [1]. Використання таких CAD систем як SolidWorks та інтегрованих розрахункових модулів Simulation, що побудовані на методі скінченних елементів (МСЕ), дає змогу швидко та оперативно за результатами топографічних вимірів побудувати модель переходу і провести відповідні розрахунки напружено-деформованого стану трубопроводу, визначити реакції опор (вантажність пристрою), безпечну висоту його підйому над опорою та максимальне значення тиску газу в трубопроводі, оскільки роботи відбуваються без виводу гілки газопроводу із експлуатації.

Основний текст. Враховуючи розміри надземних переходів магістральних газопроводів та, на жаль, ще досить обмежені можливості сучасних ЕОМ, особливо в питаннях розрахунку контактних задач з допомогою МСЕ, деякі частини задачі зручніше розв'язувати аналітичними методами. Наприклад, задачу про визначення реакцій з боку роликів ланцюга підіймального пристрою на трубопровід в процесі їх взаємодії (рис.5).

На рис.5 представлено розрахункову схему підіймального пристрою із ланцюгом, що складається із 5 ланок та максимальним кутом охоплення труби (180°).

Використовуючи відомі методи із курсу теоретичної механіки відповідно до розрахункової схеми на 5 ланок (рис. 5) складемо рівняння для n ланок. В стані рівноваги сума вертикальних проекцій всіх реакцій від роликів рівна силі тяжіння, яка діє на ланцюг, тобто:

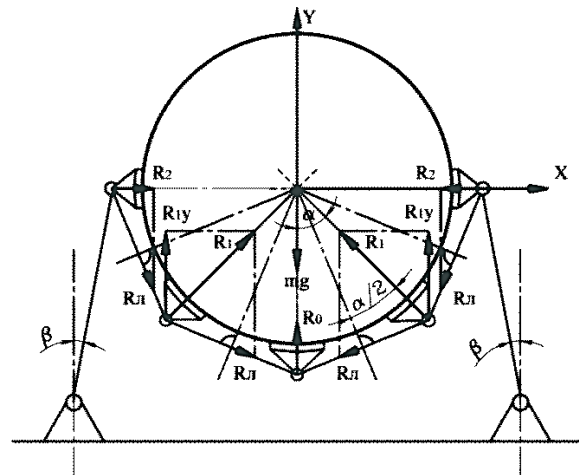


Рисунок 5 – Розрахункова схема підіймального пристрою

$$R_0 + 2R_{1y} + 2R_{2y} + \dots + 2R_{ny} = mg \quad (1)$$

або

$$R_0 + 2R_1 \cos \alpha + 2R_2 \cos 2\alpha + \dots + 2R_n \cos n\alpha = mg, \quad (2)$$

де

$$\left. \begin{aligned} R_0 &= 2R_n \sin \frac{\alpha}{2}; R_1 = 2R_n \sin \frac{\alpha}{2} = R_0; \\ R_1 &= 2R_n \sin \frac{\alpha}{2} = R_0; R_n = R_n \sin \frac{\alpha}{2} = \frac{R_0}{2}. \end{aligned} \right\} (3)$$

Тоді рівняння (2) з врахуванням (3) переписується таким чином:

$$2R_n \sin \frac{\alpha}{2} + 4R_n \sin \frac{\alpha}{2} \cos \alpha + 4R_n \sin \frac{\alpha}{2} \cos 2\alpha + \dots + 4R_n \sin \frac{\alpha}{2} \cos n\alpha = mg. \quad (4)$$

Із рівняння (4) отримаємо зусилля натягу ланцюга:

$$R_n \left(2 \sin \frac{\alpha}{2} + 4 \sin \frac{\alpha}{2} \cos \alpha + 4 \sin \frac{\alpha}{2} \cos 2\alpha + \dots + 4 \sin \frac{\alpha}{2} \cos n\alpha \right) = mg.$$

Звідси:

$$R_n = mg \cdot \left(2 \sin \frac{\alpha}{2} + 4 \sin \frac{\alpha}{2} \cos \alpha + 4 \sin \frac{\alpha}{2} \cos 2\alpha + \dots + 4 \sin \frac{\alpha}{2} \cos n\alpha \right)^{-1}. \quad (5)$$

Підставляючи значення R_n у рівняння 3, отримаємо величини відповідних реакцій.

Прийmemo, для прикладу, $mg=500$ кН (50 т.с.) – орієнтовне середнє навантаження, що діє на опору трубопроводу діаметром 1420 мм при її підніманні та кількість роликів $n=3$ шт., а кут між роликами $\alpha=45^\circ$. Тоді сумарний кут охоплення трубопроводу ланцюгом становитиме 90° . Із формули (5) отримаємо: $R_n = 383$ кН. Тоді із формули (3) отримаємо: $R_0=293$ кН, $R_1=147$ кН. Не вдаючись у визначення міцності оболонки, можна з впевненістю констатувати, що локальне навантаження втулки ланцюга з оболонкою із зусиллям близько 300 кН (30 т.с.) є досить небезпечним. Це ж стосується і міцності ланцюга. Для стандартного вантажного ланцюга типу ПРИ-103,2-65000 коефіцієнт запасу міцності $k=650/383=1,7$, що, враховуючи високу небезпечність аварійності, є недопустимим значенням.

Із аналізу формул (3;4;5) випливає, що для зменшення цього навантаження слід використати ланцюг із меншим кроком, більшою кількістю втулок та більшим кутом охоплення труби.

Збільшення сумарного кута охоплення трубопроводу до 180° за рахунок збільшення кількості роликів та ланок ($\alpha=45^\circ$, $n=5$ шт.) принесе такий результат: $R_n=270,6$ кН, $R_0=207,1$ кН, $R_1=207,1$ кН, $R_2=103,6$ кН. Тобто зменшилось навантаження на ланцюг ($k=2,4$) та оболонку (207 кН проти 293 кН).

З цього можна зробити висновок, що крок ланцюга повинен бути якомога меншим – в ідеалі прямуємо до канату. Використання канату в якості гнучкого робочого органа підйомника має два серйозні недоліки, перший – проблема закріплення канату до штока гідроциліндра, другий – наявність тертя ковзання в парі канат – труба, що може призвести до виникнення динамічних навантажень (фрикційних ривків) в процесі піднімання. Всіх цих недоліків позбавлений стандартний вантажний втулковий ланцюг із збільшеними втулками – роликами, що контактують із трубою та можуть оберталися відносно своєї осі.

На рис. 6 зображено дослідний зразок підйомного пристрою вантажністю 500 кН (≈ 50 т.с.), де у якості гнучкого елемента використано приводний роликів ланцюг із зігнутими пластинами ПРИ-103,2-650 ДСТУ ГОСТ 13568:2006 із руйнівним навантаженням 650 кН та масою 27 кг/м.п. В стандартному ланцюгу (рис. 7) товщиною $h=60$ мм втулки ($d_3 = 46$ мм $< h$) мм змінено на втулки більшого діаметра - ролики, ($d_3 = 70$ мм $> h$), з метою забезпечення контакту підкладки трубопроводу безпосередньо з роликами, а не з ланками ланцюга. Для можливості проведення робіт з використанням лише мускульної сили робітників ланцюг розбирається на декілька частин вагою не більше 16 кг. Як видно із рис. 6, ланцюги типу ПРИ можна розбирати на окремі ланки, що зручно для регулювання їх робочої довжини.



Рисунок 6 – Загальний вигляд дослідного зразка підйомника

Визначимо параметри навантаження ланцюга. За величини кроку $t=103$ мм для трубопроводу діаметром 1420 мм при його охопленні на величину 180° , кут α становить приблизно 8° . Кількість ланок 21 шт. Тоді за формулою (5) $R_n=254,5$ кН, $R_0= R_1= R_2= \dots = R_9=35,5$ кН, $R_{10}= 0,5R_0=17,8$ кН, що є цілком допустимо для міцності ланцюга ($k=2,6$).

Слід зазначити, що збільшення кута обхвату труби ланцюгом зменшує навантаження на ланцюг, і при куті обхвату більшому від 180° воно буде рівне $0,5mg$. Як видно із рис. 5, обхват ланцюгом більше половини труби є неприпустимим, тому величину кута обхвату слід приймати як можна ближче до 180° .

За необхідності більшого запасу міцності ланцюга (більшої вантажності пристрою) слід використати ланцюг ПРИ-140-120000 з кроком 140 мм.

Невеликий нахил гідроциліндрів під кутом β дещо збільшує реакції крайніх роликів, але враховуючи те, що їхні значення є вдвічі меншими від всіх інших, діапазон кута нахилу гідроциліндра в інтервалі $3^\circ \leq \beta \leq 6^\circ$ є цілком допустимим. Збільшення кута нахилу гідроциліндрів є недопустимим із за можливого проковзування опор і, як наслідок, падіння всієї конструкції. Тому величину кута β слід брати меншою від кута тертя між підшвою опори гідро-

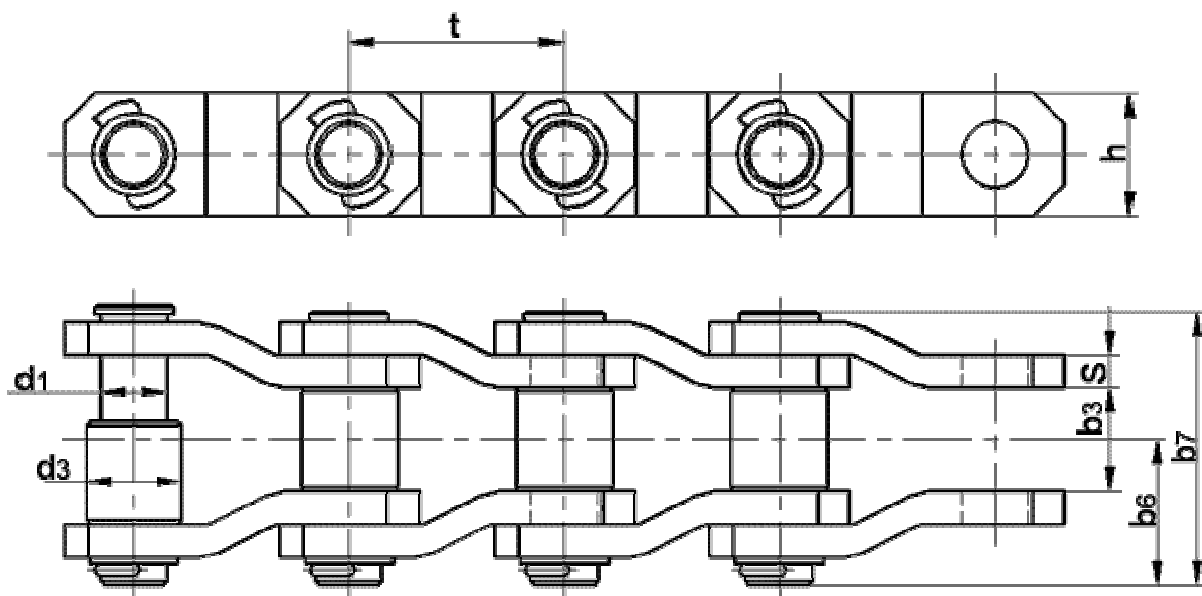


Рисунок 7 – Конструкція ланцюга привідного типу «ПРИ» ДСТУ ГОСТ 13568:2006

Таблиця 1 – Основні параметри привідних ланцюгів типу ПРИ

Позначення	t	d1	d3	h	s	b3	b7	Розривне навантаження, кН	Вага 1 м ланцюга, кг
ПРИ-78,1-400	78,1	19,0	40,0	56,0	10	38,1	102	400	16,30
ПРИ-103,2-650	103,2	24,0	46,0	60,0	15	49,0	135	650	27,70
ПРИ-140-1200	140,0	36,0	65,0	90,0	20	80,0	182	1200	63,00

циліндра та опорною поверхнею залізобетонного ростверка. Для більшої надійності в конструкції підйомника передбачено страхувальний канат (рис. 4), який у декілька разів намотується на відповідні елементи опор гідроциліндрів. Крім того, практикується використання прокладок між підшвою опори та залізобетонним ростверком. Найкращих результатів вдалося досягнути при використанні букових брусків.

Визначення напружено-деформованого стану трубопроводу при його одночасному навантаженні силами від дії тиску та температурного перепаду, а також згинального моменту від дії гравітації і піднімання трубопроводу над опорою здійснюється за відомими методиками [6] і не є проблемою. Проблемою є визначення величини локальних напружень, які виникають в місцях контактної взаємодії роликів ланцюга з трубопроводом (тонкостінною оболонкою) і те, що їх значення можуть бути досить значними. Проблема ця полягає в тому, що сучасні CAD/CAE системи [1], що базуються на використанні методу скінчених елементів (МСЕ) вже можуть досліджувати контактні задачі із змінною площадкою контакту, але ще вимагають дуже багато, як на сучасний ПК, апаратного ресурсу. Такі задачі на сьогоднішній день можна вирішувати методами аналітичної механіки [3; 7], які є досить громіздкими, довготривалими та вимагають дуже високої кваліфікації персоналу. Великі ЕОМ в Україні на сьогоднішній день є малорозповсюдженими як через їх високу вартість, так і через високу вартість від-

повідного програмного забезпечення для них. Однак, з допомогою доступних CAD/CAE систем для ПК із використанням їх максимальних на даний час конфігурацій, можна провести дослідження напружено деформованого стану тонкостінної оболонки при її локальній взаємодії із роликками ланцюга підйомника на досить якісному рівні.

Якість розрахунків, як і рекомендується у SolidWorks Simulation, можна оцінити шляхом розв'язування подібних дещо спрощених задач аналітичними методами або проведенням експериментальних досліджень.

На рис. 8 зображено розрахункову віртуальну модель ділянки трубопроводу в процесі її контактної взаємодії із роликом ланцюга підйомника. Розрахунки виконуються із врахуванням геометричної нелінійності, оскільки площа контакту є функцією навантаження. Задачі такого типу вимагають [1] значного ресурсу ПК, тому для зменшення розмірності матриці скінчених елементів модель розбито на окремі ділянки, які розбиватимуться на скінченні елементи різних розмірів.

Для кращого представлення результатів розрахунку менш важливі ділянки трубопроводу можна вимкнути із візуалізації, тобто в розрахунках вони присутні, але для нас невидимі. Тому на рис. 9 зображено лише фрагмент із попередньої моделі.

Як свідчить практика проведення розрахунків НДС трубопроводів великого діаметра (1000 мм і більше) для адекватного визначення

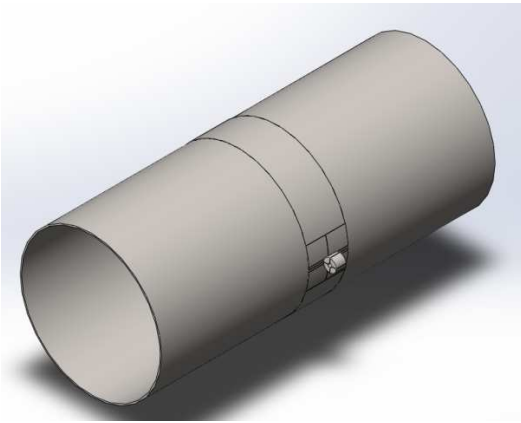


Рисунок 8 – Віртуальна модель ділянки трубопроводу та її взаємодії із одним роликом

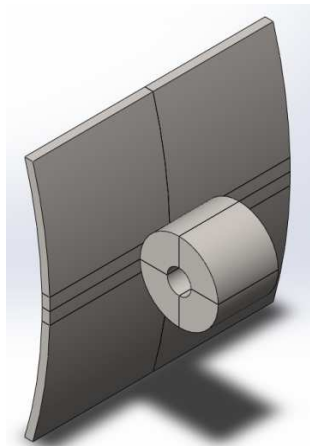


Рисунок 9 – Фрагмент трубопроводу із роликом

напружень від дії згинального моменту (від дії сили гравітації) та тиску газу цілком достатньою є розмір сітки 70-80 мм. Для трубопроводів діаметром 500-800 мм достатнім є розмір сітки 50-70 мм. Причому трубопровід можна розглядати як оболонку. Оболонку в розумінні мембранної теорії розрахунку оболонки. В цьому випадку трубопровід розбивається на поверхневу сітку скінченних елементів [1], що суттєво зменшує розмірність матриці. За даною технологією проводились розрахунки довгомірного балкового переходу через р. Стрий діаметром 1420 мм та загальною довжиною близько 1000 м (34 опори).

Однак при навантаженні трубопроводу локальним згинальним моментом (взаємодія з роликом) його НДС характеризується стиском на зовнішній та розтягом на внутрішній локальній ділянці трубопроводу, а у мембранній теорії оболонок поняття зовнішньої та внутрішньої поверхні відсутні. Тобто ми повинні використовувати загальну теорію оболонок. В розумінні SolidWorks наша оболонка це тверде тіло, яке розбивається не на плоскі, а на об'ємні скінченні елементи – тетраедри, що суттєво (на порядки) збільшує розмірність матриці. Інша проблема полягає в оптимальному розмірі тетраедра. Практика свідчить, що більш менш аде-

кватні результати розрахунків можна одержати при розбиванні об'єкта розрахунку на таку кількість елементів, щоби на характерному параметрі об'єкта знаходилось щонайменше 3-4 тетраедри високої якості (з проміжним вузлом – параметр Fine). Для контактних задач таким характерним параметром є розмір контактної площадки, вірніше довжина її меншої сторони. Тому область безпосереднього контакту необхідно розбивати на дуже дрібні елементи.

На рис. 10 зображено результат розбивання на сітку скінченних елементів (тетраедрів) фрагменту трубопроводу при його контактній взаємодії із роликом ланцюга підйомника із розміром тетраедра в контактній області 1 мм, а на рис. 11 – результат розрахунку – хромограму кільцевих напружень, які виникають при цьому.

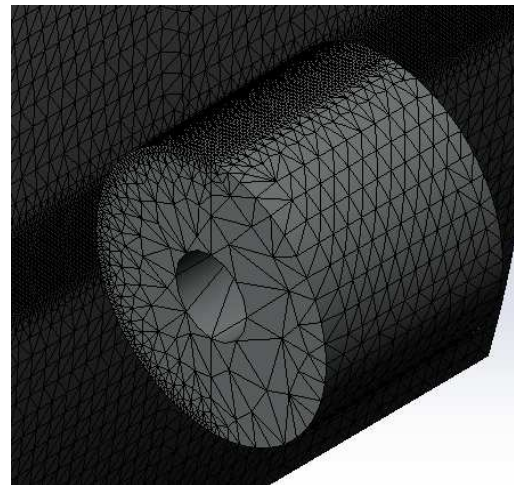


Рисунок 10 – Сітка скінченних елементів

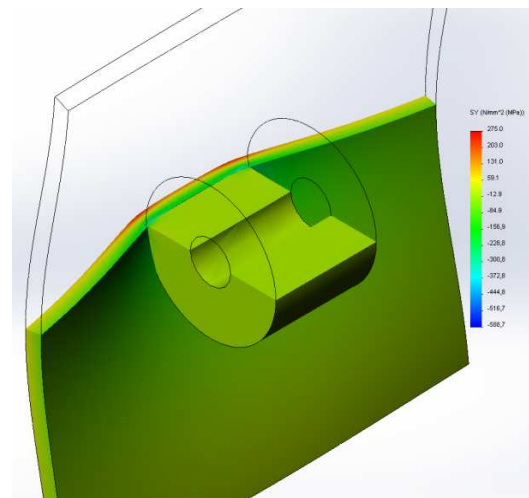


Рисунок 11 – Результат розрахунку НДС трубопроводу

Як видно із рисунка, фрагмент трубопроводу піддається локальному згину, тобто зовнішня частина трубопроводу в місці її взаємодії із роликом стискається, а внутрішня – розтягується і цей НДС трубопроводу носить локальний характер.

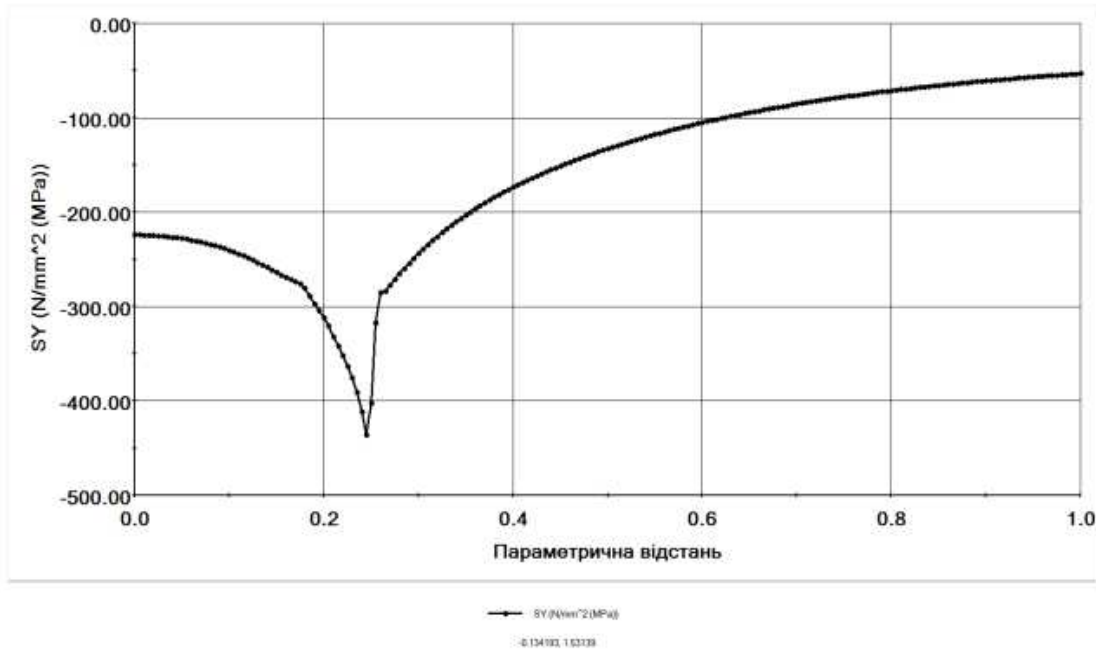


Рисунок 12 – Розподіл кільцевих напружень вздовж контактної лінії на зовнішній поверхні оболонки

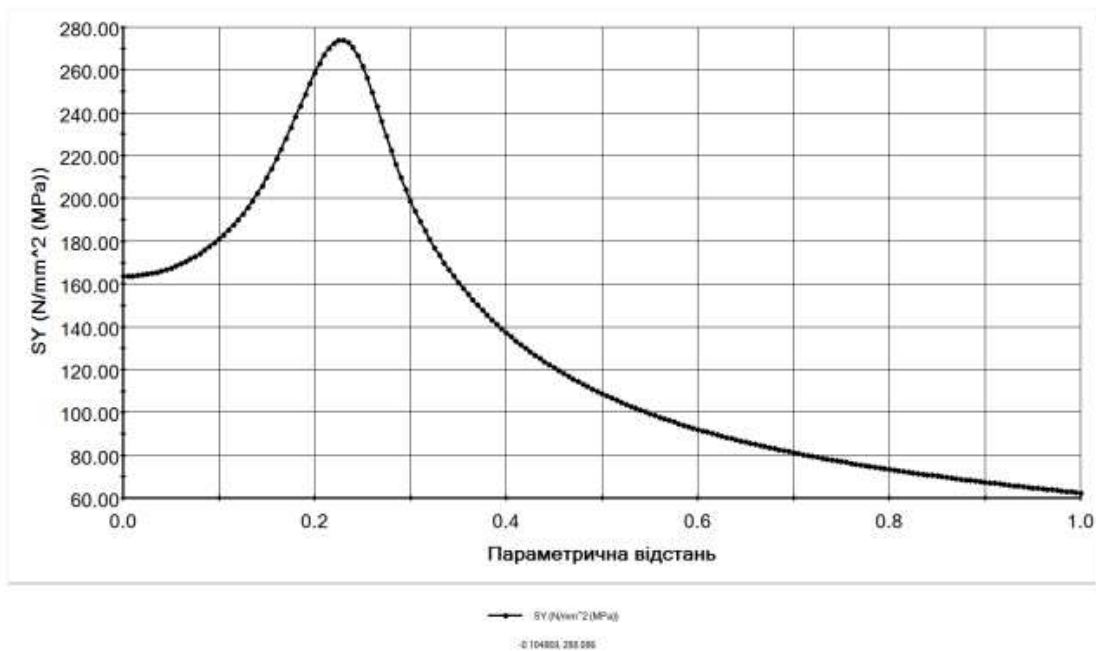


Рисунок 13 – Розподіл кільцевих напружень вздовж контактної лінії на внутрішній поверхні оболонки

На рис. 12 зображено графічну залежність – розподіл напружень (кільцевих) вздовж осі контактної лінії від центра ролика до краю фрагмента (від 0 до 100 мм). В іншу сторону по лінії контакту залежність є симетричною. Хоча, як відомо, міцність трубопроводу оцінюється за трьома компонентами головних напружень (четверта теорія міцності), саме ця компонента, у випадку проведення ремонтних робіт трубопроводу під тиском газу, буде головною. Адже основні напруження від дії тиску газу – кільцеві, будуть додаватися до кільцевих напружень

від локальної взаємодії трубопроводу із роликом і величина їх становить 150–200 МПа.

В результаті цього на зовнішній стороні трубопроводу сумарні напруження зменшуватимуться до 250–300 МПа, а на внутрішній (рис. 13) – зростатимуть до 420–470 МПа, оскільки в них однакові знаки. Зменшення величини тиску газу в трубопроводі призведе до зменшення напружень всередині трубопроводу і збільшення назовні, тобто зменшення тиску в трубопроводі не призводить до покращення його міцності.

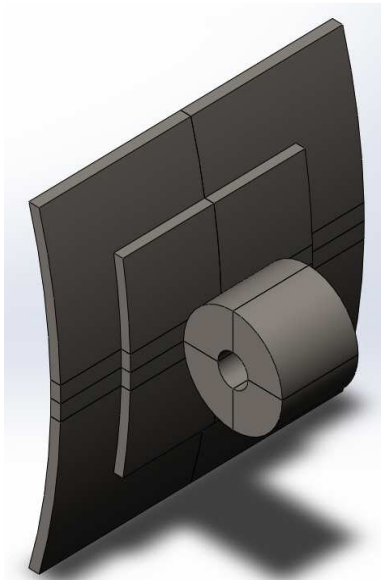


Рисунок 14 – Фрагмент трубопроводу із роликот та прокладкою

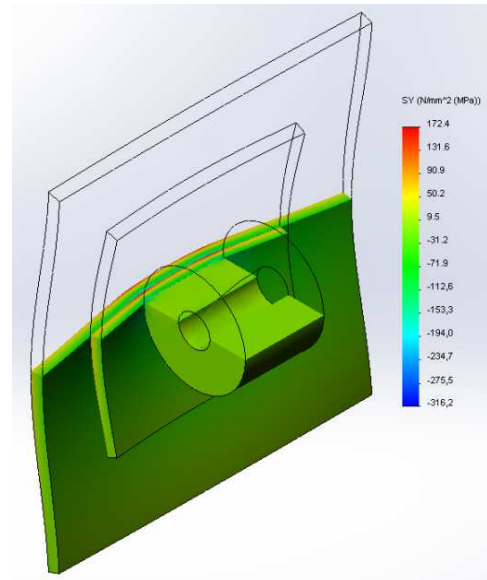


Рисунок 15 – Результат розрахунку НДС трубопроводу

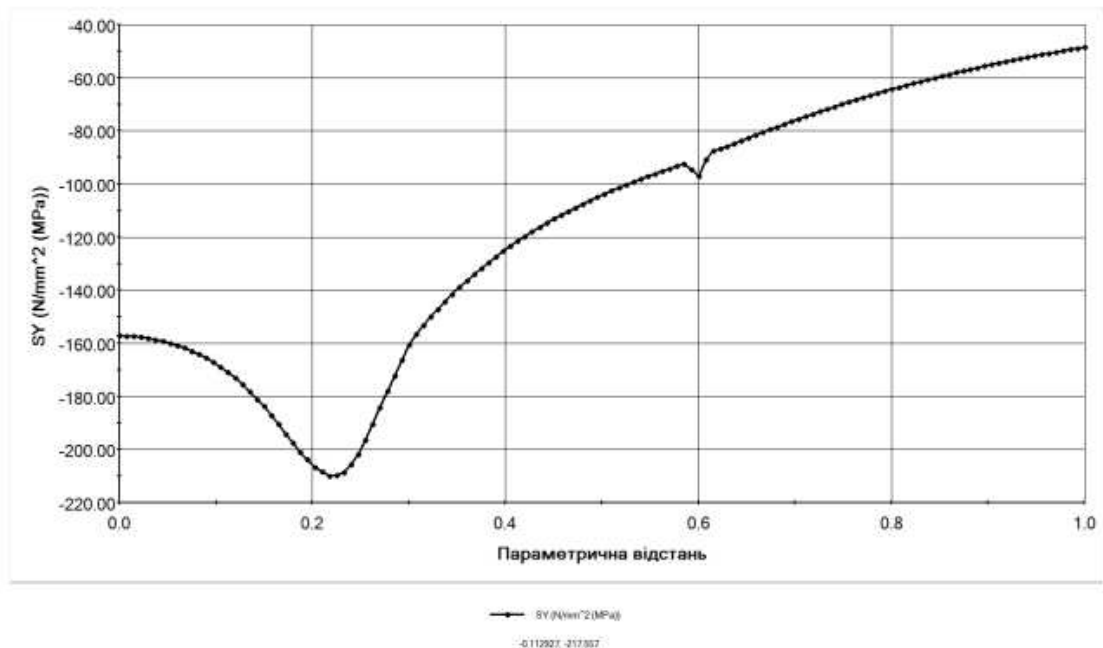


Рисунок 16 – Розподіл кільцевих напружень вздовж контактної лінії на зовнішній поверхні оболонки

Одним із дієвих способів покращення міцності трубопроводу є використання металевої прокладки між роликот та трубопроводом (рис. 14).

На рис. 14 зображено розрахункову модель контактної взаємодії трубопроводу із роликот через металеву прокладку товщиною 6 мм, а на рис. 15 – хромограму (результат розрахунку) кільцевих напружень. Як видно із рисунка, металева прокладка сприймає на себе значну частину навантажень, тобто ефективно розвантажує трубопровід.

Розподіл кільцевих напружень на зовнішній та внутрішній поверхнях трубопроводу по лінії його контактної взаємодії з роликот лан-

цюга підйомника через металеву прокладку представлено на рис. 16 та 17. Як видно із порівняльного аналізу рисунків, використання прокладки товщиною 6 мм майже в двічі зменшує НДС трубопроводу при його локальній взаємодії із роликот.

Більшого (при потребі) зменшення напружень можна досягти збільшенням товщини прокладки або збільшенням їх кількості. Як відомо із курсу опору матеріалів перший випадок є більш ефективним, однак у цьому випадку збільшується маса окремої деталі, що може призвести до неможливості її встановлення мускульною силою двох робітників на висоті опори в досить обмеженому просторі. Наприклад

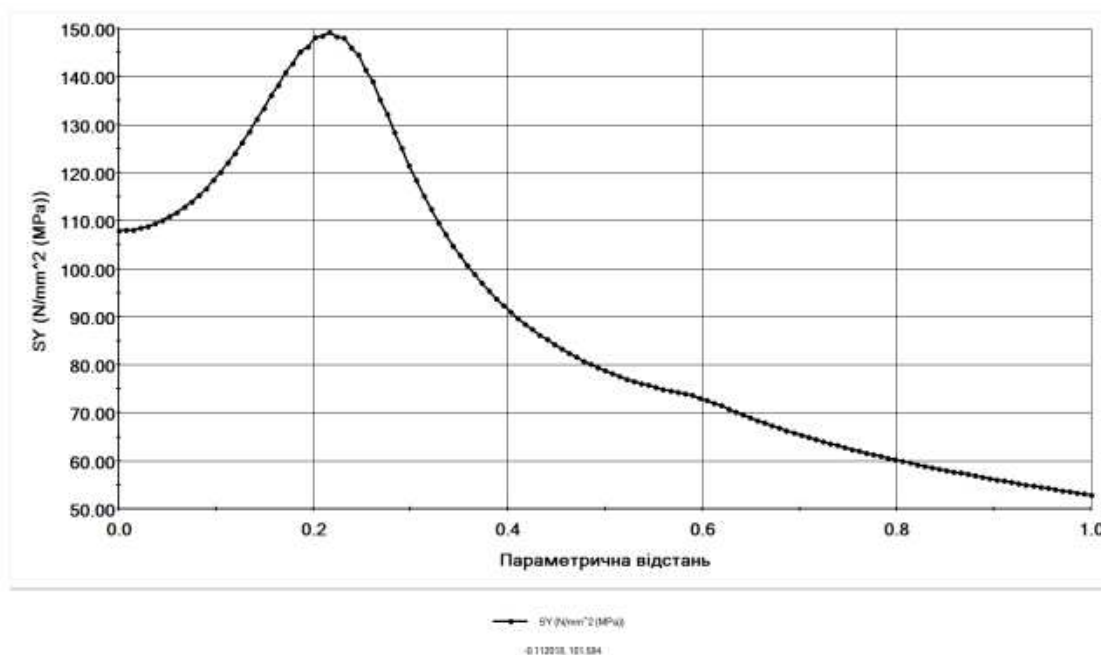


Рисунок 17 – Розподіл кільцевих напружень вздовж контактної лінії на внутрішній поверхні оболонки

для трубопроводу діаметром 1420 мм, металева прокладка розміром 6x120x2250 мм важить 13 кг. Також існують певні технологічні проблеми із виготовленням товстостінних (більше 6 мм) прокладок, а використання декількох прокладок пов'язане із їх різними діаметрами. Тому такі питання слід вирішувати індивідуально, для конкретного випадку.

Слід також зазначити, що у ланцюзі підйомника є не один ролик. Тому напруження від другого ролика накладатимуться на напруження першого та третього, тобто сусідніх роликів. Враховуючи той факт, що напруження від локальної взаємодії швидко затухають, величина напружень від сусідніх роликів є незначною (5-7%).

Висновки. При контактній взаємодії ролика із трубопроводом в місці їх контакту виникають локальні напруження, що швидко затухають на невеликих від ролика відстанях. Ці напруження носять згинальний характер - стиск назвні та розтяг всередині трубопроводу і можуть набувати високих значень. Складові компоненти цих напружень – кільцеві напруження, додаються із кільцевими напруженнями від дії тиску газу в трубопроводі, що може бути небезпечним для міцності магістрального газопроводу в процесі його ремонту. Зменшити значення цих напружень, а отже і покращити міцність трубопроводу в процесі його ремонту можна встановивши одну або декілька металевих прокладок між ролика ланцюга підйомника та трубопровід.

Література

1 Алямовский А.А. Инженерные расчеты в SolidWorks Simulation. – М.: ДМК Пресс, 2011. – 664 с.

2 Беккер М.В. Технология ремонту повітряних переходів магістральних трубопроводів та методика її застосування / М.В. Беккер, А.С. Мандра, В.О. Ніколаєв, С.В. Ксендзюк // Інформаційний огляд ДК “Укртрансгаз”. – 2004. – №4 (28). – С. 5–6.

3 Бурак. Я.І. Аналітична механіка локально навантажених оболонок / Я.І. Бурак, Ю.К. Рудавський, М.А. Сухорольський. – Львів: «Інтелект-Захід», 2007. – 240 с.

4 Патент на корисну модель №73750 (Україна) / Спосіб ремонту ділянок трубопроводів, розташованих на опорах балкових переходів. МПК F16L 55/18 / Є. В. Харченко, Ю. Я. Новіцький. Заявлено 02.03.2012 р. Опубл. 10.10.2012, бюл. №19, 2012 р. - 4 с.

5 Савула С.Ф., Банахевич Ю.В., Зубик Й.Л., Кичма А.О., Новіцький Я.М. Спосіб ремонту ділянок трубопроводів розташованих на колонах балкових переходів. Деклараційний патент України № 21540. Опубл. в Бюл. №3 від 15.03.2007. – 2 с.

6 Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. СНиП 2.05.06-85. Государственный комитет СССР по делам строительства. Москва, 1985.

7 Тимошенко С.П. Пластинки и оболочки / С.П. Тимошенко, С. Войновский-Кригер. – М.: Наука, 1966. – 635 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 16.04.13

*Рекомендована до друку професором **Мойсишиним В.М.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором **Білобраном Б.С.** (Національний університет «Львівська політехніка, м. Львів)*

Дослідження та методи аналізу

УДК (551.781.5/.782.1.022.4:553.98)(084.3)](262.5-16)(262.54)

ЛІТОЛОГО-ФАЦІАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ МАЙКОПСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА АКВАТОРІЙ ЧОРНОГО ТА АЗОВСЬКОГО МОРІВ

¹Т.Є. Довжок, ¹С.Г. Вакарчук, ¹І.І. Іщенко, ²М.І. Євдошук, ¹С.В. Орач, ³Т.М. Галко

¹ ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України»,
08132, Київська обл., Києво-Святошинський р-н, м.Вишневе, вул. Київська, 8,
тел./факс (044) 3917401, e-mail: info@naukanaftogaz.com

² Інститут геологічних наук НАН України, 0105, м. Київ, вул. Гончара, 55-б,
тел. (044) 4863655, 4869446, e-mail: info@igs-nas.org.ua

³ Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз)
ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України»,
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7019601, 7300319, 7331755

Викладено результати літолого-фаціального аналізу відкладів майкопського нафтогазоносного комплексу українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів. Встановлено три фації осадонакоплення (прибережно-морська, лагунно-затоква та морська) та виділено 10 основних літотипів порід. Побудовано літолого-фаціальні карти планорбелового, молочанського, керлеутського та верхньомайкопського горизонтів.

Ключові слова: майкопські відклади, український сектор акваторій Чорного та Азовського морів, літолого-фаціальний аналіз, літотипи порід, літолого-фаціальні карти.

Изложены результаты литолого-фациального анализа отложений майкопского нефтегазоносного комплекса украинского сектора акваторий Черного и Азовского морей. Определены три фации осадконакопления (прибрежно-морская, лагунно-заливная и морская) и выделены 10 основных литотипов пород. Построены литолого-фациальные карты планорбелового, молочанского, керлеутского и верхнемайкопского горизонтов.

Ключевые слова: майкопские отложения, украинский сектор акваторий Черного и Азовского морей, литолого-фациальный анализ, литотипы пород, литолого-фациальные карты.

Results of lithofacies analysis for the sedimentary rocks of the Maykop petroleum-prone formation in the Ukrainian part of the Azov and Black seas are summarized. It has been recognized three sedimentation environments (near shore-littoral, lagoonal-estuary and open marine ones) and 10 basic rock lithotypes. Lithofacies maps for the Planorbellian, Molochanian, Kerleutian and Upper Maykopian horizons have been compiled.

Key words: Maykop sediments, Ukrainian part of the Azov and Black seas, lithofacies analysis, rock lithotypes, lithofacies maps.

Вступ. За останнє десятиліття у відкладах майкопської серії відкритий ряд нових нафтових і газових родовищ у Південному нафтогазоносному регіоні України. Більшість цих родовищ зосереджено в українському секторі акваторій Чорного й Азовського морів. Пошук і розвідку таких родовищ значно ускладнено через високий ступінь латеральної й вертикальної неоднорідності майкопських відкладів, що зумовлено літолого-фаціальною зональністю басейну й циклічністю процесу седиментації, а також різноманіттям типів пустотного простору навіть у межах одного літотипу.

Стає зрозумілим, що визначальним фактором обґрунтування напрямків пошуків і розвідки резервуарів у майкопських відкладах є літолого-фаціальна зональність. Виявленню останньої й присвячена дана публікація.

Матеріал та методи дослідження. Вихідними даними для даної публікації слугували матеріали буріння та дослідження 106 параметричних та пошуково-розвідувальних свердловин українського сектора акваторії Чорного та Азовського морів, дослідження кернового матеріалу (більше 500 зразків), геофізичні дослідження свердловин (ГДС) та результати геологічної інтерпретації даних сейсмозвідки.

Методи дослідження: літолого-фаціальний аналіз, аналіз даних ГДС та геолого-промислової інформації, циклостратиграфічний аналіз та кореляція розрізів свердловин, гранулометричний та текстурний аналізи, літолого-петрографічні методи, метод палеогеографічних реконструкцій.

Обговорення результатів. Літолого-фаціальний аналіз є головним методом вивчення осадового чохла «закритих» басейнів. Головними завданнями аналізу є розчленування та кореляція відкладів на основі гранулометричного та текстурного аналізу, інтерпретації геофізичних даних та виділення фацій осадконакопичення. Проведений авторами літолого-фаціальний аналіз відкладів майкопу ґрунтувався на комплексному застосуванні результатів літологічних методів (гранулометричного та текстурного аналізу), електрометричних моделей [1], ієрархічній шкалі циклів осадконакопичення [2, 3], розрахованих коефіцієнтах неоднорідності [4] та дисперсій автокореляційних рівнянь [5, 6]. На основі факторного аналізу [7] та визначення вірогідностей обґрунтовуються інформативні методи ГДС для визначення літолого-фаціальних умов осадконакопичення.

Аналіз проведено в декілька стадій. На першій стадії з'ясувалися умови формування осадового розрізу й прогнозувався можливий характер перетворення осадків. Для цього проводився детальний пошаровий камеральний опис розрізів за керновим матеріалом з визначенням типу порід, їх структур і текстур, мінеральних включень, решток фауни й флори, ступеня їх збереженості. Виявлялися особливості чергування шарів різного складу, типи контактів і закономірності будови товщ.

В лабораторних умовах за допомогою петрографо-літологічних методів вивчалися: склад порід і включень, ступінь обкатаності уламків, гранулометричний склад, коефіцієнт сортування порід (So).

По рештках флори й фауни, літологічним дослідженням породи, що включали визначення за текстурою, за складом, за забарвленням, досліджувані інтервали відносилися до певної фаціальної групи.

В рамках виділеної фаціальної групи відповідно до типу діаграм потенціального опору (ПО) порід і гамма-каротажу (ГК), формою їх просторового розвитку, літологічними й структурно-текстурними особливостями порід розроблялися електрометричні моделі фацій [1] з прогнозом обстановок седиментації.

Мікроскопічне вивчення порід в шліфах проводилося відповідно до загальноприйнятої схеми опису породи. При визначенні літолого-петрографічного складу порід автори дотримувались класифікації Л.Б. Рухіна [8]. Для визначення речовинного складу осадових уламкових порід застосовувалась трикутна діаграма В.Д. Шутова [9].

При описі керну досліджувалися склад породи, розмірність зерен, текстура, різні включення. Вивчення гранулометричного складу порід проводилося в шліфах за допомогою поляризаційного мікроскопу.

На основі отриманих даних було проведено розчленування олігоцен-нижньоміоценового породного комплексу в розрізах свердловин території дослідження на літолого-стратиграфічні горизонти: планорбеловий, молочанський, керлеутський та нижньоміоценовий (верхньомайкопський). Проведено їх кореляцію в межах території дослідження.

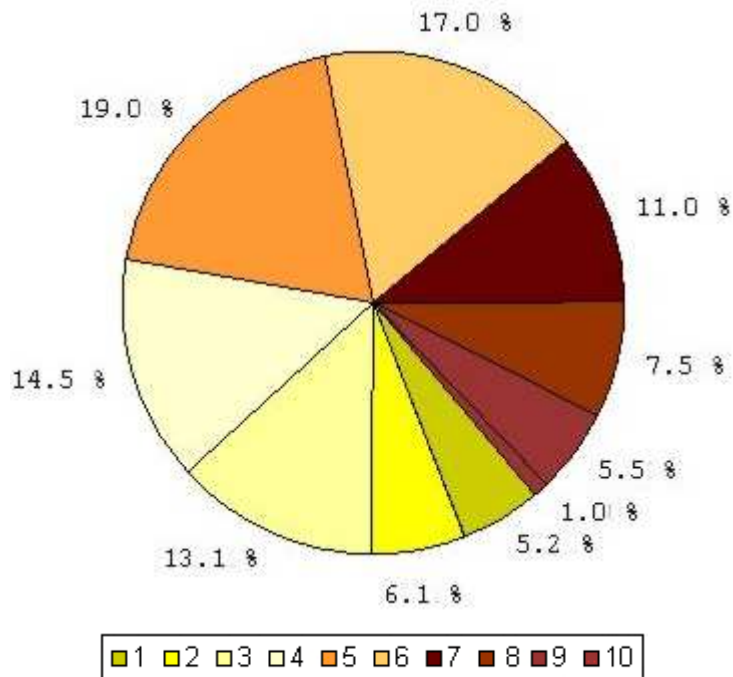
Для кожного горизонту визначені фації осадонакопичення та основні літотипи порід.

На основі аналізу та узагальнення геолого-геофізичних даних, з використанням інформативних методів ГДС для визначення літолого-фаціальних умов осадонакопичення, проведено оцінку параметрів глинистості та піщанистості для олігоцен-нижньоміоценових відкладів в розрізах свердловин. Визначено характерні параметри для основних фацій осадконакопичення та літотипів порід. На основі факторного аналізу зроблено кількісний прогноз літолого-фаціальних характеристик. Проведено вертикальне літолого-фаціальне розчленування розрізів. Встановлено високу ступінь латеральної й вертикальної неоднорідності майкопських відкладів, що зумовлена літолого-фаціальною зональністю басейну й циклічністю процесу седиментації.

Встановлено, що розріз олігоцен-нижнього міоцену (майкопу) утворюють 10 основних літотипів та їх різновиди, що відносяться до трьох фацій осадонакопичення:

Прибережно-морської:

- піски різнозернисті, переважно дрібно- і середньозернисті та алеврити з малопотужними прошарками глин;



Літотипи: 1 – піски різнозернисті, переважно дрібно- і середньозернисті та алеврити з малопотужними прошарками глин; 2 – піски, слабозцементовані пісковики та алеврити, з підпорядкованою кількістю алевролітів глинистих та глин; 3 – алевроліти та алевроліти глинисті; 4 – алевроліти глинисті з прошарками глин; 5 – тонке перешаровування алевролітів, алевролітів глинистих з глинами та глинами алевритовими; 6 – тонке перешаровування глин, глин алевритових з алевролітами глинистими; 7 – глини алевритові з прошарками алевролітів; 8 – глини алевритові; 9 – глини та глини алевритисті; 10 – глини

Рисунок 1 – Співвідношення основних літотипів порід в розрізі олігоцен-нижньоміоценового комплексу українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів

- піски, слабозцементовані пісковики та алеврити з підпорядкованою кількістю алевролітів глинистих та глин;
- алевроліти та алевроліти глинисті;
- алевроліти глинисті з прошарками глин;
- Лагунно-затокової:*
- тонке перешаровування алевролітів, алевролітів глинистих з глинами та глинами алевритовими;
- тонке перешаровування глин, глин алевритових з алевролітами глинистими;
- Морської:*
- глини алевритові з прошарками алевролітів та пісковиків;
- глини алевритові;
- глини та глини алевритисті;
- глини.

Отже, розріз олігоцен-нижнього міоцену (майкопу) на території дослідження представлено теригенними (літотипи 1-4), глинистими (літотипи 7-10) та теригенно-глинистими (літотипи 5-6) породами. Дослідженнями встановлено, що частка теригенних порід становить 39,0 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі, частка глинистих – 25 %, частка теригенно-глинистих – 36 % (рис. 1).

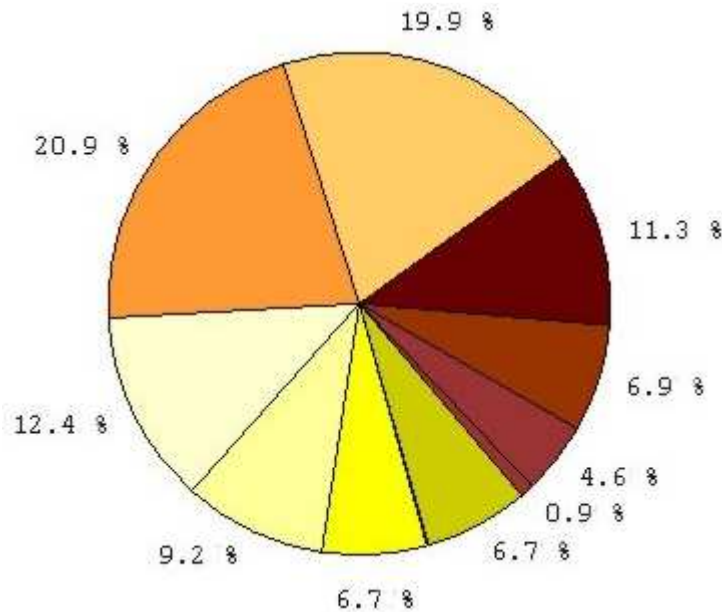
Серед теригенних порід переважає літотип алевролітів глинистих з прошарками глин, який становить 14,5 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка інших порід наступна: алевролітів та алевролітів глинистих – 13,1 %, пісків, слабозцементованих пісковиків та алевритів, з підпорядкованою кількістю алевролітів глинистих та глин – 6,1 % та пісків різнозернистих, переважно дрібно- і середньозернистих, та алевритів з малопотужними прошарками глин – 5,2 %.

Серед глинистих порід переважає літотип глин алевритових з прошарками алевролітів, який становить 17,5 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка інших порід наступна: глин алевритових – 11,0 %, глин та глин алевритистих – 7,5 % та глин – 1,0 %.

Серед теригенно-глинистих порід переважає літотип тонкого перешаровування алевролітів, алевролітів глинистих з глинами та глинами алевритовими, який становить 19,0 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка літотипи тонкого перешаровування глин, глин алевритових з алевролітами глинистими становить – 17,0 %.

Акваторія Чорного моря. Північно-західний шельф

Розріз олігоцен-нижнього міоцену (майкопу) на території північно-західного шельфу Чорного моря представлено теригенними (літотипи 1-4), глинистими (літотипи 7-10) та теригенно-глинистими (літотипи 5-6) породами. Результати досліджень свідчать, що частка теригенних порід становить 35,0 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі, частка



Умовні позначення див. на рис. 1

Рисунок 2 – Співвідношення основних літотипів порід в розрізі олігоцен-нижньоміоценового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря

глинистих – 24 %, частка теригенно-глинистих – 41 % (рис. 2).

Серед теригенних порід переважає літотип алевролітів глинистих з прошарками глин, який становить 12,5 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка інших порід наступна: алевролітів та алевролітів глинистих – 9,3 %, пісків, слабозцементованих пісковиків та алевритів, з підпорядкованою кількістю алевролітів глинистих та глин – 6,8 % та пісків різнозернистих, переважно дрібно- і середньозернистих, та алевритів з малопотужними прошарками глин – 6,8 %.

Серед глинистих порід переважає літотип глин алевритових з прошарками алевролітів, який становить 11,4 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка інших порід наступна: глин алевритових – 7,0 %, глин та глин алевритистих – 4,7 % та глин – 0,9 %.

Серед теригенно-глинистих порід переважає літотип тонкого перешарування алевролітів, алевролітів глинистих з глинами та глинами алевритовими, який становить 21,0 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка літотипи тонкого перешарування глин, глин алевритових з алевролітами глинистими становить – 20,0 %.

Прикерченський шельф Чорного моря

Розріз олігоцен-нижнього міоцену (майкопу) на території Прикерченського шельфу Чорного моря представлено теригенними (літотипи 1-4), глинистими (літотипи 7-10) та теригенно-глинистими (літотипи 5-6) породами. Результати досліджень свідчать, що частка теригенних порід становить 16,8 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі, частка глинистих – 55,9 %, частка теригенно-глинистих – 27,2 % (рис. 3).

Серед теригенних порід переважає літотип алевролітів глинистих з прошарками глин, який становить 9,0 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка інших порід наступна: алевролітів та алевролітів глинистих – 5,0 %, пісків, слабозцементованих пісковиків та алевритів, з підпорядкованою кількістю алевролітів глинистих та глин – 1,8 % та пісків різнозернистих, переважно дрібно- і середньозернистих, та алевритів з малопотужними прошарками глин – 1,0 %.

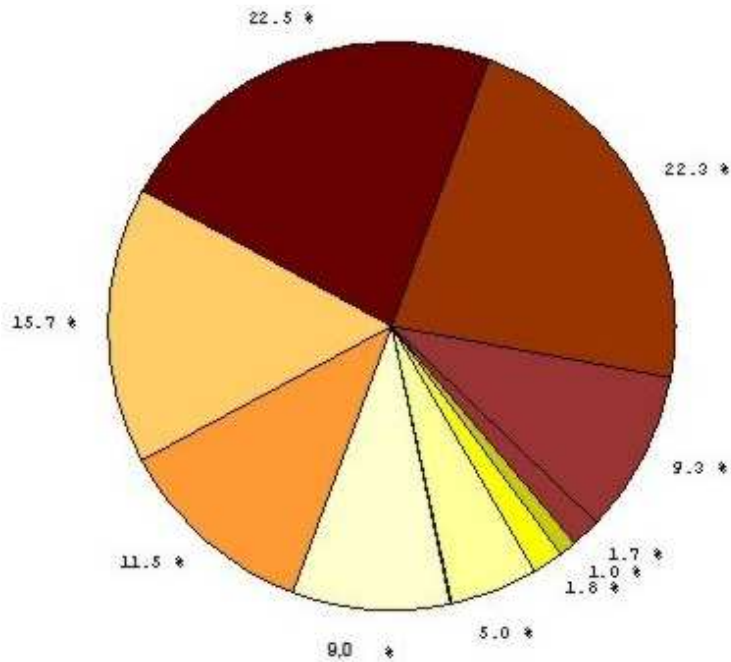
Серед глинистих порід переважає літотип глин алевритових з прошарками алевролітів, який становить 22,5 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка інших порід наступна: глин алевритових – 22,3 %, глин та глин алевритистих – 9,3 % та глин – 1,7 %.

Серед теригенно-глинистих порід переважає літотип тонкого перешарування глин, глин алевритових з алевролітами глинистими, який становить 15,7 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка літотипи тонкого перешарування становить алевролітів, алевролітів глинистих з глинами та глинами алевритовими – 11,5 %.

Акваторія Азовського моря

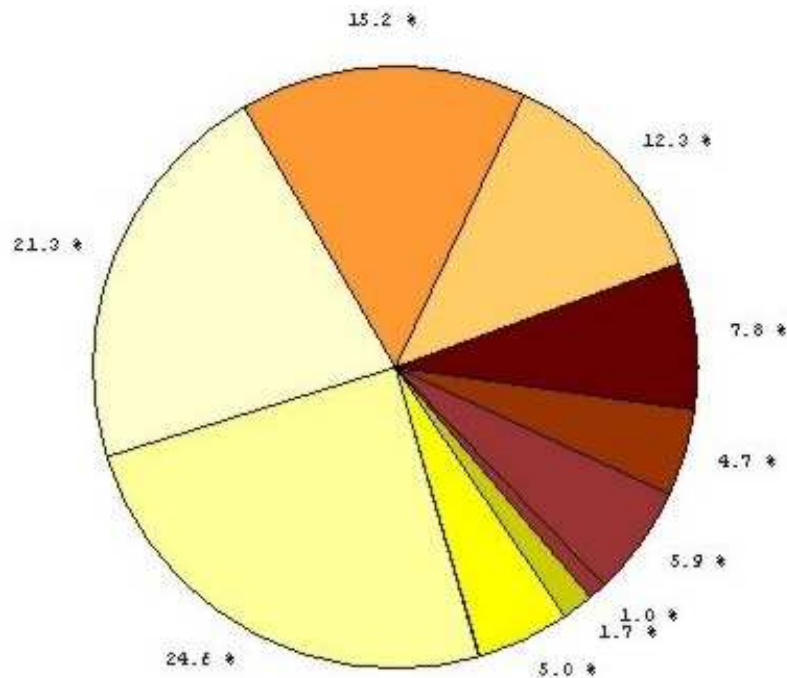
Розріз олігоцен-нижнього міоцену (майкопу) акваторії Азовського моря представлено теригенними (літотипи 1-4), глинистими (літотипи 7-10) та теригенно-глинистими (літотипи 5-6) породами. Результати досліджень свідчать, що частка теригенних порід становить 52,7 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі, частка глинистих – 19,6 %, частка теригенно-глинистих – 27,7 % (рис. 4).

Серед теригенних порід переважає літотип алевролітів та алевролітів глинистих, який становить 24,7 % об'єму олігоцен-нижньоміоцено-



Умовні позначення див. на рис. 1

Рисунок 3 – Співвідношення основних літотипів порід в розрізі олігоцен-нижньоміоценового комплексу Прикерченського шельфу Чорного моря



Умовні позначення див. на рис. 1

Рисунок 4 – Співвідношення основних літотипів порід в розрізі олігоцен-нижньоміоценового комплексу акваторії Азовського моря

вої (майкопської) товщі. Частка інших порід наступна: алевролітів глинистих з прошарками глин – 21,4 %, пісків, слабозцементованих пісковиків та алевритів, з підпорядкованою кількістю алевролітів глинистих та глин – 5,0 % та пісків різнозернистих, переважно дрібно- і середньозернистих, та алевритів з малопотужними прошарками глин – 1,7 %.

Серед глинистих порід переважає літотип глин алевритових з прошарками алевролітів, який становить 7,9 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка інших порід наступна: глин алевритових – 4,7 %, глин та глин алевритистих – 6,0 % та глин – 1,0 %.

Серед теригенно-глинистих порід переважає літотип тонкого перешарування алевро-

літів, алевролітів глинистих з глинами та глинами алевроитовими, який становить 15,3 % об'єму олігоцен-нижньоміоценової (майкопської) товщі. Частка літотипи тонкого перешарування глин, глин алевроитових з алевролітами глинистими становить – 12,4 %.

Розглянуто питання палеогеографічних умов формування порід у олігоцен-нижньоміоценовий (майкопський) час [10-12]:

- за динамогенетичною діаграмою альфа-гама Г.Ф. Рожкова [10], відклади майкопу можуть характеризуватися як морські та прибережно-морські;

- для визначення генетичної приналежності досліджуваних порід за гранулометричними параметрами, авторами залучені узагальнення Г. Фюхтбауэра й К. Мюллера, що описані Г.В. Крашенінніковим і ін. [7]. Виходячи із цих узагальнень, за значеннями коефіцієнтів відсортваності й асиметрії, відклади майкопської серії можна віднести до відкладів морського мілководдя.

В результаті проведеного аналізу з реконструкції палеогеографічних обстановок утворення відкладів горизонтів олігоцен-нижнього міоцену (майкопу) можна зробити наступні узагальнення:

- у олігоцені-нижньому міоцені на досліджуваній території в мілководному нормально солоному басейні теригенні осади формували гряди бар'єрних островів. В мірі зростання бар'єрних островів широкі ділянки басейну відокремлювалися від моря, формуючи лагуни й затоки. На лагунні умови осадонакопичення вказують структурно-текстурні ознаки порід (темне забарвлення, включення одного типу порід в іншій – лінзи дрібнозернистого піску в глинах, прошарки глин у пісках, погане сортування матеріалу), невелика кількість залишків бентосу, як у якісному, так і в кількісному відношенні, наявність численних слідів мулоїдів, а також низький гідродинамічний режим;

- в межах досліджуваної території в олігоцен-нижньоміоценову епоху формування відкладів відбувалося в прибережно-морській та морській обстановках в різних фаціальних умовах – від мілководної морської затоки (переважно глинисто-алевроитові породи) до літоралі (алевропелітові осади й лінзовидні шари алевролітів та пісковиків). В районі сучасних монокліналей у цей час утворювалися переважно алевроглинисті осади літоралі з шарами й лінзами піщаних осадків барів, валів і обмілин.

Використовуючи загальноприйняті методики [13-15], побудовано 4 літолого-фаціальних карти по горизонтах олігоцен-нижньоміоценового (майкопського) комплексу в межах українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів – планорбеловому, молочанському, керлеутському та верхньомайкопському (рис. 5-8).

Висновки

- Проведено літолого-фаціальний аналіз відкладів олігоцен-нижньоміоценового нафтогазоносного комплексу;

- реконструйовано палеогеографічні обстановки осадонакопичення в майкопський час;

- показано, що в межах досліджуваної території в майкопський час формування відкладів відбувалося в прибережно-морській та морській обстановках в різних фаціальних умовах – від мілководної морської затоки (переважно глинисто-алевроитові породи) до літоралі (алевропелітові осади й лінзовидні шари алевролітів та пісковиків);

- встановлено високу ступінь латеральної й вертикальної неоднорідності майкопських відкладів, що зумовлено літолого-фаціальною зональністю басейну й циклічністю процесу седиментації;

- встановлено, що розріз олігоцен-нижнього міоцену (майкопу) утворюють 10 основних літотипів та їх різновиди: піски різнозернисті, переважно дрібно- і середньозернисті, та алевроити з малопотужними прошарками глин; піски, слабозцементовані пісковики та алевроити, з підпорядкованою кількістю алевролітів глинистих та глин; алевроліти та алевроліти глинисті; алевроліти глинисті з прошарками глин; тонке перешарування алевролітів, алевролітів глинистих з глинами алевроитовими; тонке перешарування глин, глин алевроитових з алевролітами глинистими; глини алевроитові з прошарками алевролітів та пісковиків; глини алевроитові; глини та глини алевроитисті; глини;

- охарактеризовано вміст виділених літотипів порід в розрізах свердловин на північно-західному та Прикерченському шельфах Чорного моря та в акваторії Азовського моря;

- побудовано 4 літолого-фаціальних карти по планорбеловому, молочанському, керлеутському та верхньомайкопському горизонтах олігоцен-нижньоміоценового (майкопського) комплексу в межах українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів;

- отримані результати будуть використані надалі у геологорозвідувальних роботах на нафту та газ.

Література

- 1 Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел / В.С. Муромцев. – Л.: Недра, 1984. – 230 с.

- 2 Карагодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю.Н. Карагодин; под ред. Трофимчука А.А. – М.: Недра, 1974. – 177 с.

- 3 Карагодин Ю.Н. Седиментационная цикличность / Ю.Н. Карагодин. – М.: Недра, 1980. – 242 с.

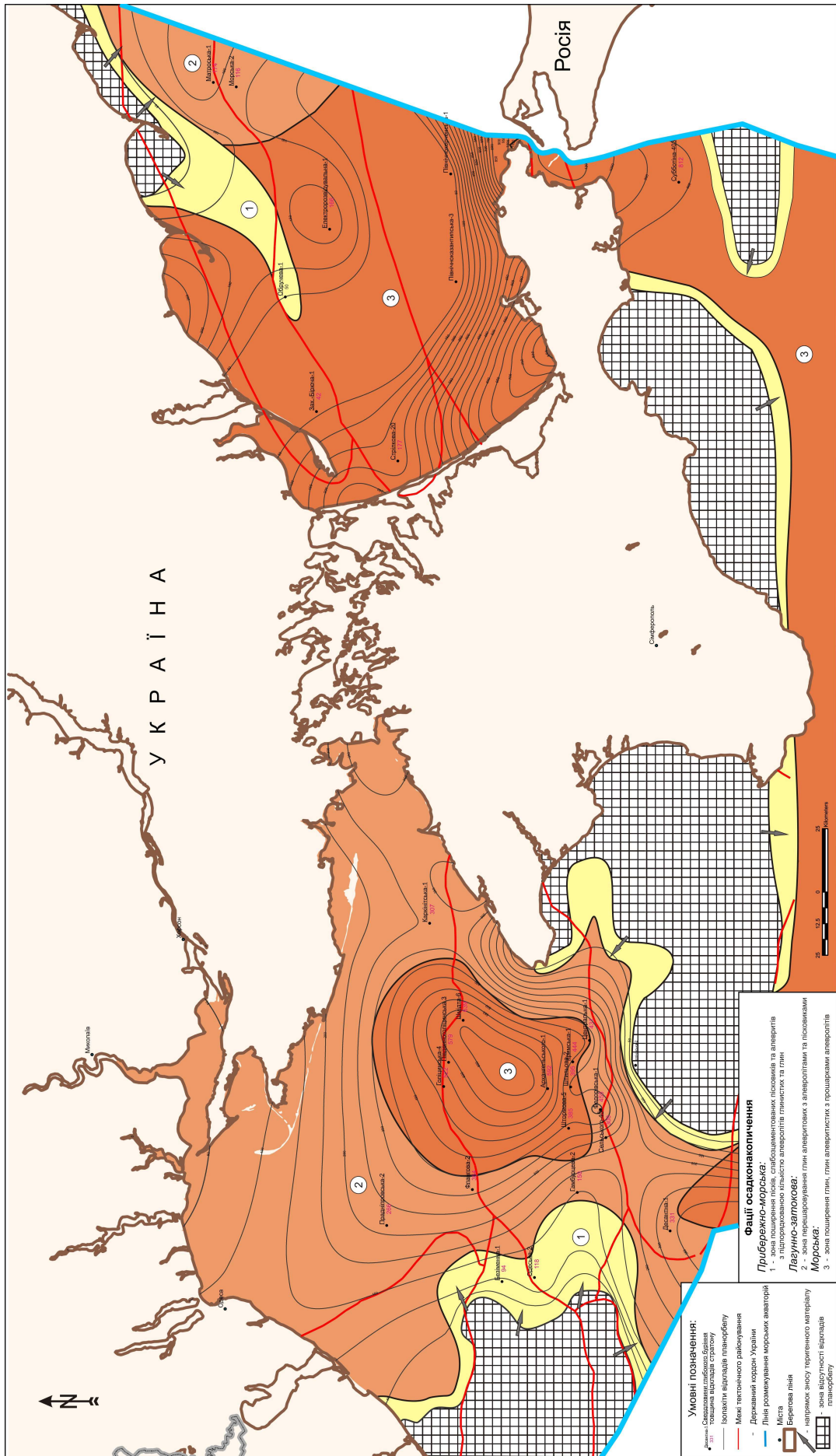


Рисунок 5 – Літолого-фаціальна карта планорбелових відкладів українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів

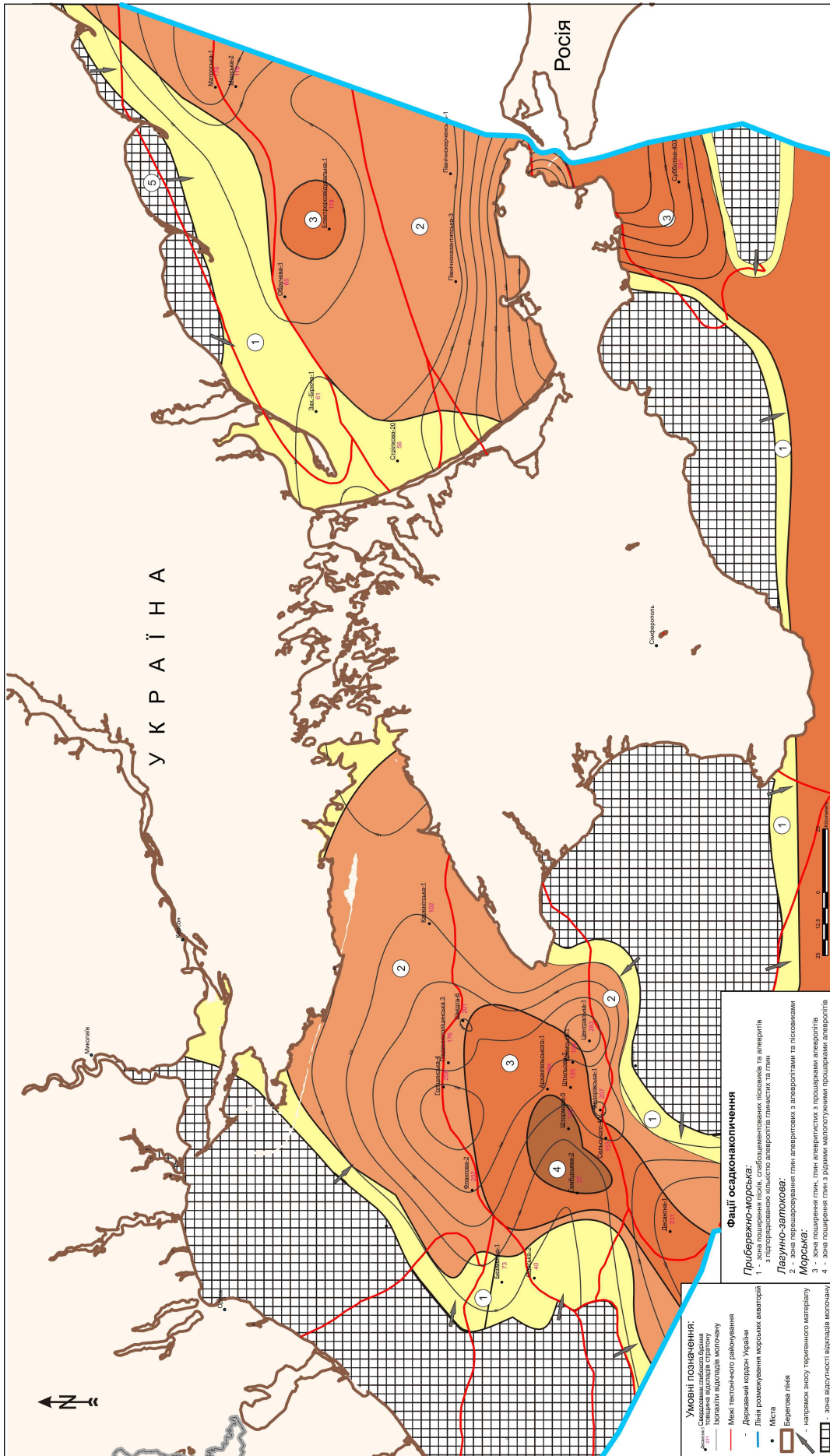


Рисунок 6 – Літолого-фаціальна карта молочанських відкладів українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів

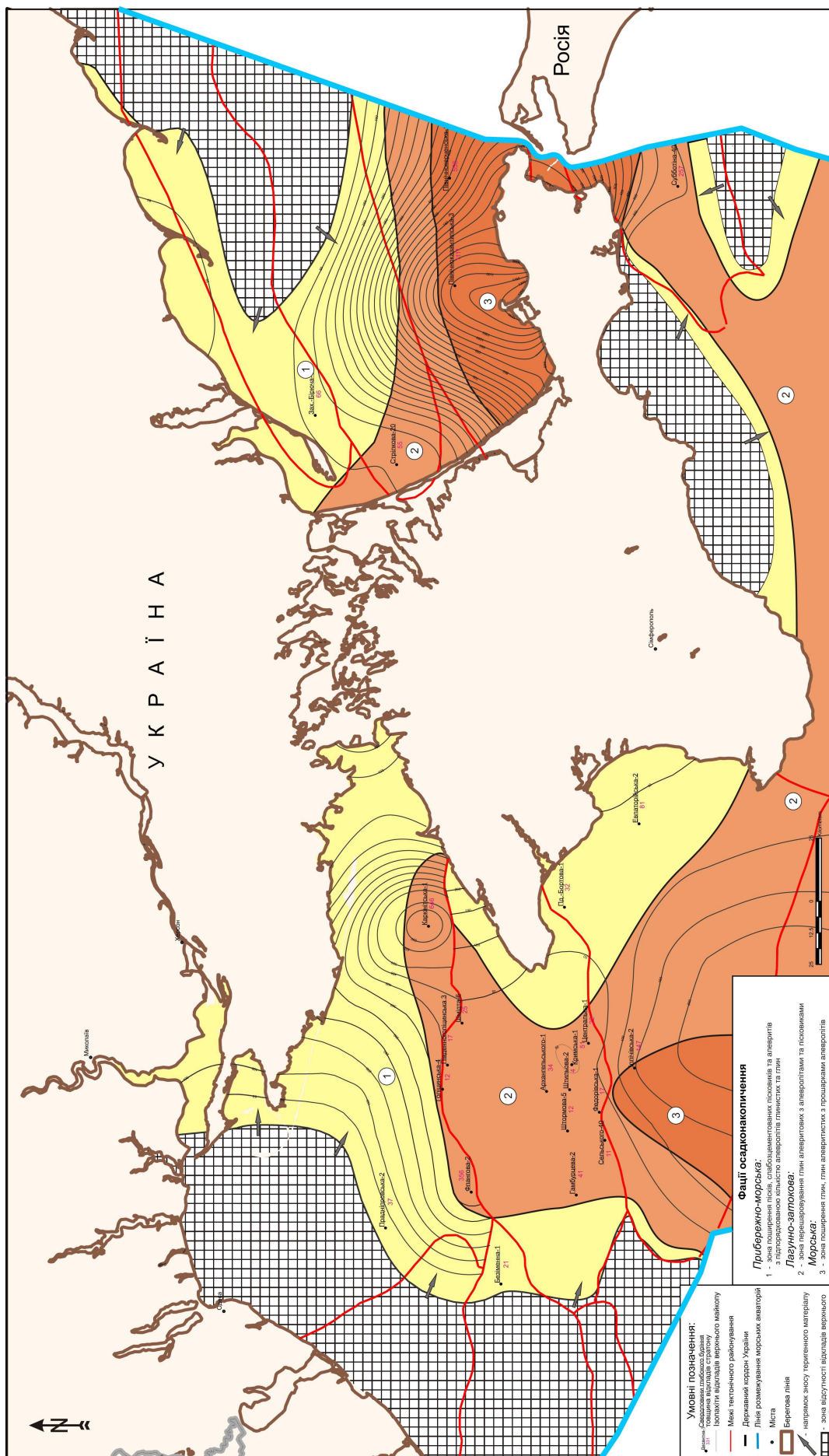


Рисунок 8 – Літолого-фаціальна карта верхньомейотських відкладів українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів

- 4 Изотова Т.С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисов, Б.Ю. Венделынтейн. – М.: Недра, 1993. – 176 с.
- 5 Деч В.Н. Методы изучения периодических явлений в геологии / В.Н. Деч, Л.Д. Кноринг. – Л.: Недра, 1985. – 255 с.
- 6 Деч В.Н. Нетрадиционные методы комплексной обработки и интерпретации геолого-геофизических наблюдений в разрезах скважин / В.Н. Деч, Л.Д. Кноринг. – Л.: Недра, 1978. – 192 с.
- 7 Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях с основами литологии: Руководство к лабораторным занятиям / Г.Ф. Крашенинников, А.Н. Волкова, Н.В. Иванова. – М.: МГУ, 1988. – 214 с.
- 8 Рухин Л.Б. Основы литологии / Л.Б. Рухин. – Л.: Гостоптехиздат, 1969. – Т. 1. – 703 с.
- 9 Шутов В.Д. Классификация песчаников / В.Д. Шутов // Литология и полезные ископаемые. – 1967. – № 5. – 117 с.
- 10 Рожков Г.Ф. Дифференциация обломочного материала и гранулометрическая диаграмма α - τ по косвенному счету частиц. Механическая дифференциация твердого вещества на континенте и шельфе / Г.Ф. Рожков, З.Д. Копалиани. – М.: Наука, 1978. – 367 с.
- 11 Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии / Л.Б. Рухин. – Л.: Гостоптехиздат, 1962. – 627 с.
- 12 Жижченко Б.П. Методы палеогеографических исследований / Б.П. Жижченко. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 371 с.
- 13 Веклич М.Ф. Комплексный палеогеографический метод и рекомендации по составлению литолого-фациальных и палеогеографических карт / М.Ф. Веклич. – К.: Наукова думка, 1989. – 79 с.
- 14 Попов В.И. Руководство по определению осадочных фациальных комплексов и методика фациально-палеогеографического картирования / В.И. Попов и др. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 714 с.
- 15 Крашенинников Г.Ф. Состояние и методика составления палеогеографических карт в СССР и зарубежных странах / Г.Ф. Крашенинников, А.Б. Ронов, В.Е. Хаин // Методы составления литолого-фациальных и палеогеографических карт. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. – С. 7-24.

Стаття надійшла до редакційної колегії

28.01.13

*Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.Й.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук **Вергельською Н.В.**
(ІГН НАН України, м. Київ)*

ВИКОРИСТАННЯ «ДЕРЕВА ВІДМОВ» ЯК МЕТОДУ СТРУКТУРНОГО АНАЛІЗУ ШТАНГОВОЇ НАСОСНОЇ УСТАНОВКИ

Б.В. Копей, В.Б. Копей, О.Р. Мартинець, О.І. Стефанишин, А.Б. Стефанишин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331,
e-mail: koreyb@iung.edu.ua

У 1940-50-х роках теорія надійності, як самостійна галузь знань, отримує поширення в основному в авіації, військовій та ядерній індустрії. З розвитком електроніки у США стало очевидним, що слід було розробляти елементи системи насамперед надійними. Системи були настільки складними, а елементи системи впливали на велику кількість різних функцій, що тільки чіткі дії обслуговуючого інженерного персоналу могли забезпечувати мінімально необхідний рівень надійності. У 1962 році вперше був використаний метод «аналізу дерева відмов» (fault tree analysis, FTA) компанією Bell Labs для Військово-повітряних сил США, який на сьогоднішній день набув широкого поширення для аналізу причин відмов статичних систем. В статті розглянуто питання надійності ШСНУ з точки зору її структурного аналізу. На основі оцінки дерева відмов можна визначити появу події, яка може привести до небажаного порушення роботи. Таким чином, відносно просто ідентифікувати події, яких треба уникнути і впливати на те, щоб зменшити небажану подію. На основі оцінки можна зробити висновок, що насос має найвищу інтенсивність відмов і це означає, що коли настає зупинка ШСНУ, то першим розглянемо висновок, яким має бути відмова насоса і при роботі чи обслуговуванні нам потрібно зробити наголос саме на свердловинний насос. Різні компанії в різних регіонах можуть мати різну частоту відмов насосів штанг і НКТ. Потрібно побудувати дерево відмов і оцінити його, а потім треба взяти відповідні заходи, щоб усунути чи зменшити причину відмов і, таким чином, уникнути зупинки установок. ШСНУ може мати різні дерева відмов, тобто для різних типів ШСНУ чи свердловинного обладнання. Вплив на частоту відмов може бути виконано на основі інженерних, навчальних та адміністративних заходах.

Ключові слова: штангова насосна установка, надійність, відмова, ймовірність, колона штанг

В 1940-50-х годах теория надежности, как самостоятельная отрасль знаний, получает распространение в основном в авиации, военной и ядерной индустрии. С развитием электроники в США стало очевидным, что следовало разрабатывать элементы системы прежде всего надежными. Системы были настолько сложными, а элементы системы влияли на большое количество различных функций, что только четкие действия обслуживающего инженерного персонала могли обеспечивать минимально необходимый уровень надежности. В 1962 году впервые был использован метод анализа дерева отказов (fault tree analysis, FTA) компанией Bell Labs для Военно-воздушных сил США, который на сегодняшний день получил широкое распространение для анализа причин отказов статических систем. В статье рассмотрены вопросы надежности ШСНУ с точки зрения ее структурного анализа. На основе оценки дерева отказов можно определить появление события, которое может привести к нежелательному нарушению работы. Таким образом относительно просто идентифицировать события, которые нужно избежать и оказывать влияние, чтобы уменьшить нежелательное событие. На основе оценки можно сказать, что насос имеет высокую интенсивность отказов и это означает, что когда наступает остановка ШСНУ, то первым рассмотрим вывод, каким должен быть отказ насоса и при работе или обслуживании нам нужно сделать упор именно на скважинный насос. Различные компании в различных регионах могут иметь различную частоту отказов насосов штанг и НКТ. Нужно построить дерево отказов и оценить его, а затем следует принять меры, чтобы устранить или уменьшить причину отказов и, таким образом, избежать остановки установок. ШСНУ может иметь разные деревья отказов, т.е. для различных типов ШСНУ или скважинного оборудования. Влияние на частоту отказов может быть выполнено на основе инженерных, учебных и административных мер.

Ключевые слова: штанговая насосная установка, надежность, отказ, вероятность, колонна штанг.

In 1940-50 years of reliability theory as an independent branch of knowledge is spread mainly in aviation, military and nuclear industry. With the development of electronics in the U.S., it became apparent that it should develop the elements of the system especially reliable. Systems are so complex, and the elements of the system affect the large number of different functions, just clear of maintenance engineering staff can provide a minimum level of reliability. In 1962, the first method has been used fault tree analysis (fault tree analysis, FTA) by Bell Labs for the Air Force United States, which today is widespread for the analysis of causes of failures of static systems. The reliability of pumping unit is studied in this article from the point of view of its structural analysis. Based on the evaluation of fault tree can be defined appearance of an event that may cause undesired malfunction. Therefore relatively easy to identify events that should avoid and influence to reduce adverse events. Based on the evaluation we can say that the pump has the highest failure rate and this means that when it stop the SRPU, the first look at the conclusion must be that the pump failure when working or do maintenance we need to do the focus on the downhole pump. Different companies in different regions can have different failure rates rod pumps and tubing. We construct a fault tree and evaluate it, and must take measures to eliminate or reduce the cause of failures and thus avoid stop settings. SRPU may have different fault tree, i.e. for different types of SRPU or downhole equipment. Effect of the frequency of failures can be made on the basis of engineering, educational, and administrative activities.

Key words: pumping unit, reliability, failure, probability, sucker rod column

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Дерево відмов лежить в основі логіко-ймовірнісної моделі причинно-наслідкових зв'язків відмов системи з відмовами її елементів та іншими подіями. При аналізі виникнення відмови насосних штанг в структурі штангової насосної установки дерево відмов складається з послідовностей і комбінацій несправностей і є багаторівневою графологічною структурою причинних взаємозв'язків, отриманих в результаті простежування небезпечних ситуацій. У зворотньому порядку можна відшукати можливі причини виникнення пошкоджень колони насосних штанг. В літературі на даний час застосовують метод дерева відмов для структурного аналізу об'єктів [1-3].

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми

Практично надійність ШСНУ з точки зору її структурного аналізу на даний час не була досліджена. Оскільки, її складовою є колона насосних штанг, яка є найменш надійною частиною установки, питання надійності колони насосних штанг в складі ШСНУ не були достатньо вивчені.

Постановка задачі досліджень

Особливо необхідно визначити використання дерева відмов для аналізу відмов системи штангових установок, що може призвести до поліпшення процесу прийняття рішень щодо усунення несправностей. Коли цей аналіз буде зроблено, можна буде з'ясувати, основні причини відмов для різних НГВУ, так і для різних виробничих підрозділів, і зробити штангові насосні системи більш ефективними і дієвими.

Основний матеріал дослідження

Аналіз дерева відмов (англійською Fault Tree Analysis - FTA) вперше був розроблений в 1961-62 роках А. Уотсоном з фірми Bell Telephone Laboratories (США) з метою застосування в повітряних силах США. З тих пір він широко використовується для підвищення безпеки різних систем у військовій, аерокосмічній, гірничодобувній та атомній промисловості. Він часто використовується як інструмент експертного аналізу відмов надійності різноманітного обладнання. Метод дерева відмов є частиною національних стандартів таких, наприклад, як стандарт США «MIL-HDBK-217 Reliability prediction of electronic equipment» або російських «Методических указаний по проведению анализа риска опасных производственных объектов №РД 03-418-01».

У проведенні аналізу дерева відмов реалізовано дедуктивний метод (причини - наслідки), що дає найбільш серйозні можливості щодо пошуку кореневих причин подій для статичних систем, так як дає наочну і докладну схему взаємозв'язків елементів інфраструктури та подій, що впливають на їх надійність.

Використання дерева відмов є важливим та полягає в наступному: аналіз орієнтується на

знаходженні відмов; дає змогу виявити ненадійні місця; забезпечується графікою і є наочним матеріалом для тієї частини інженерно-технічних фахівців, які беруть участь в обслуговуванні системи; дає можливість виконувати якісний або кількісний аналіз надійності системи; дає можливість фахівцям по черзі зосереджуватися на окремих конкретних відмовах системи; забезпечує глибоке уявлення про поведінку системи і проникнення в процес її роботи; є засобом спілкування фахівців, оскільки вони представлені в чіткій наочній формі; допомагає дедуктивно виявляти відмови; дає конструкторам, користувачам та керівникам можливість наочного обґрунтування конструктивних змін або встановлення ступеня відповідності конструкції системи заданим вимогам і аналізу компромісних рішень; полегшує аналіз надійності складних систем.

Головна перевага дерева відмов (порівняно з іншими методами) полягає в тому, що аналіз обмежується виявленням лише тих елементів системи та подій, які призводять до даної конкретної відмови системи або аварії. Щоб відшукати і наочно представити причинний взаємозв'язок за допомогою дерева відмов, необхідні елементарні блоки, які підрозділяються і зв'язують велику кількість подій.

Є два типи блоків: логічні символи (знаки) і символи подій.

Логічні символи. Логічні символи (знаки) пов'язують події відповідно до представлення їх причинних взаємозв'язків. Позначення логічних знаків наведено в таблиці 1.







Значення логічних символів дерева відмов. Логічний символ (знак) може мати один або кілька входів, але тільки один вихід чи вихідну подію. Логічний знак "I" (схема збігу). Вихідна подія логічного знака I настає в тому випадку, якщо всі вхідні події з'являються одночасно.

Правило формулювання подій. Події, вхідні у відношенні до операції I, повинні формулюватися так, щоб друге було умовним у відношенні до першого, третє умовним у відношенні до першого і другого, а останнє – умовним до всіх попередніх. Крім того, значною мірою, одна з подій повинна бути пов'язана з появою вихідної події. Повна характеристика події не потрібна. Іноді вона навіть заважає графічній ясності діаграми. Потрібно лише впорядкувати події так, щоб та подія, що стоїть праворуч, залежала від появи події, що стоїть ліворуч. Таким чином, поява вихідної події буде визначатися появою останньої події в ряду N подій. Правило застосування логічного знака I. Якщо є кілька причин, які повинні з'явитися одночасно, то зазвичай використовують операцію I. Входи операції повинні відповідати на запитання: "Що необхідно для появи вихідної події?".

Логічний знак "АБО" (схема об'єднання). Вихідна подія логічного знака АБО настає в тому випадку, якщо має місце будь-яка з вхідних подій.

Правило формулювання подій. Події, вхідні відносно операції АБО, повинні формулю-

Таблиця 1 – Значення логічних символів дерева відмов

№	Символ логічного знака	Назва логічного знака	Причинний взаємозв'язок
1		I	Вихідна подія відбувається, якщо усі вхідні події трапляються одночасно
2		АБО	Вихідна подія відбувається, якщо трапляється будь-яка з вхідних подій
3		Заборона	Наявність входу викликає наявність виходу тоді, коли відбувається умовна подія
4		Приоритетне I	Вихідна подія трапляється, якщо всі вхідні події відбуваються в потрібному порядку зліва направо
5		Виключне АБО	Вихідна подія трапляється, якщо трапляється одна (і тільки одна) з вихідних подій
6		"m з n" (голосування або вибір)	Вихідна подія трапляється, якщо трапляється m з n вхідних подій

ватися так, щоб вони разом вичерпували всі можливі шляхи появи вихідної події. Крім того, будь-яка з вхідних подій повинна призводити до появи вихідної події.

Правило не дає способу опису подій, але воно повинно виконуватися при побудові дерева відмови.

Правило застосування логічного знака АБО. Якщо будь-яка з причин призводить до появи вихідної події, слід використовувати операцію АБО. Входи операції відповідають на запитання: "Які події достатні для появи вихідної події?".

Порядок застосування логічних знаків I та АБО. Для будь-якої події, що підлягає подальшому аналізу, спочатку розглядаються всі можливі події, є входами операції АБО, потім входи операції I. Це справедливо як для головної події, так і для будь-якої події, аналіз якого доцільно продовжити. Причинні зв'язки, виражені логічними знаками I і АБО, є детермінованими, так як поява вихідної події повністю визначається вхідними подіями.

Логічний знак заборони. Шестикутник, що є логічним знаком заборони, розташований в рядку 3, таблиця 1. Значення логічних символів дерева відмов використовується для представлення ймовірних причинних зв'язків. Подія, розміщена під логічним знаком заборони називається вхідною подією, в той час, як подія, розташована збоку від логічного знака, називається умовною подією. Умовна подія приймає форму події за умови появи вхідної події. Вихідна подія відбувається, якщо і вхідна та умовна події мають місце. Іншими словами, вхідна подія викликає вихідну подію з вірогідністю (зазвичай постійною) появи умовної події. Логічний знак заборони часто з'являється в тих випадках, коли подія викликається на вимогу. Він використовується, головним чином, для зручностей та може бути замінений логічним знаком I.

Подія на виході з'являється, якщо події на вході відбуваються в певній послідовності (зліва направо). Поява подій на вході в іншому порядку не викликає події на виході. Розглянемо,

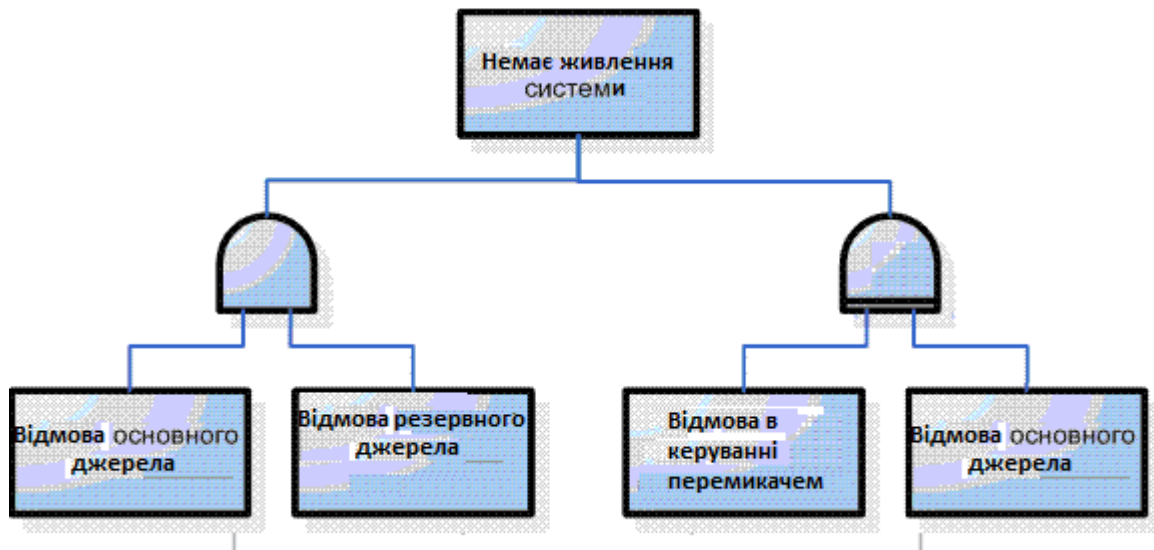


Рисунок 1 – Приклад використання логічного знака «пріоритетне І»

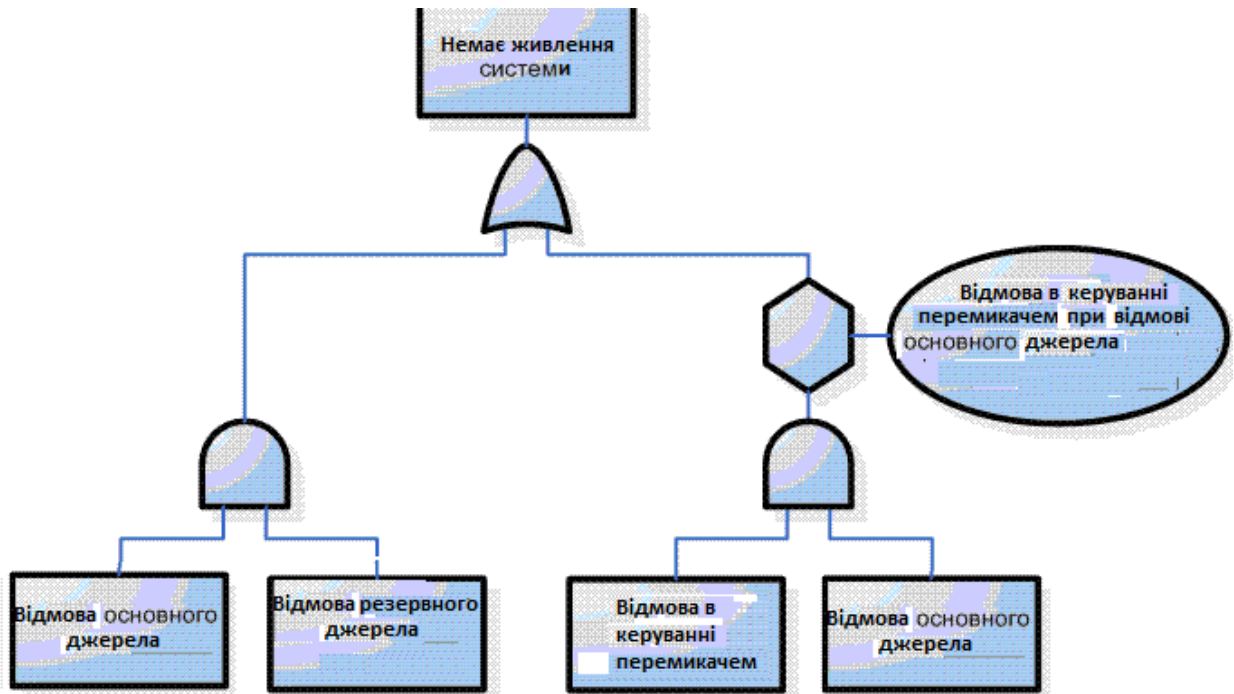


Рисунок 2 – Еквівалентне представлення логічного знака «виключне АБО»

наприклад, систему, що має основне джерело живлення і резервне. Резервне джерело живлення включається в роботу автоматично перемикачем, коли відмовляє основне джерело. Живлення в системі відсутнє, якщо:

- відмовляють як основне, так і резервне джерела;
- спочатку виходить з ладу перемикач, а потім відмовляє основне джерело харчування.

Передбачається, що, якщо за відмовою перемикача слідує відмова основного джерела, це не призведе до втрати харчування за умови нормальної роботи резервного джерела. Логічний символ "пріоритетне І" може бути представлено поєднанням "логічного І" і знака "заборони", а отже, ці логічні знаки є еквівалентом "логічного І". Умовною подією для "логічної заборони"

є те, що вхідні події логічного знака І відбуваються в певній послідовності. Приклад зображено на рисунку 1.

Логічний символ "виключне АБО" (рядок 5 в таблиці 1.) Значення логічних символів дерева відмов описує ситуацію, в якій подія на виході з'являється, якщо одна з двох (але не обидві) події відбуваються на вході. Як приклад, розглянемо систему, яка живиться від двох генераторів. Часткова втрата потужності може бути представлено елементом "виключне АБО". "Що виключає АБО" може бути замінено комбінацією логічних елементів І і АБО, що проілюстровано на рисунку 2.

Еквівалентне представлення логічного знака «виключне АБО». Зазвичай в дереві відмов уникають використання працездатних ста-

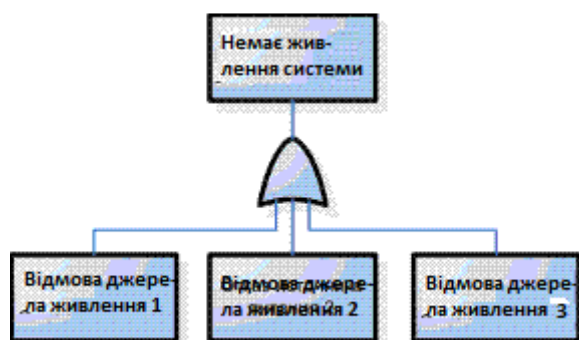


Рисунок 3 – Приклад застосування логічного знака «два з трьох»

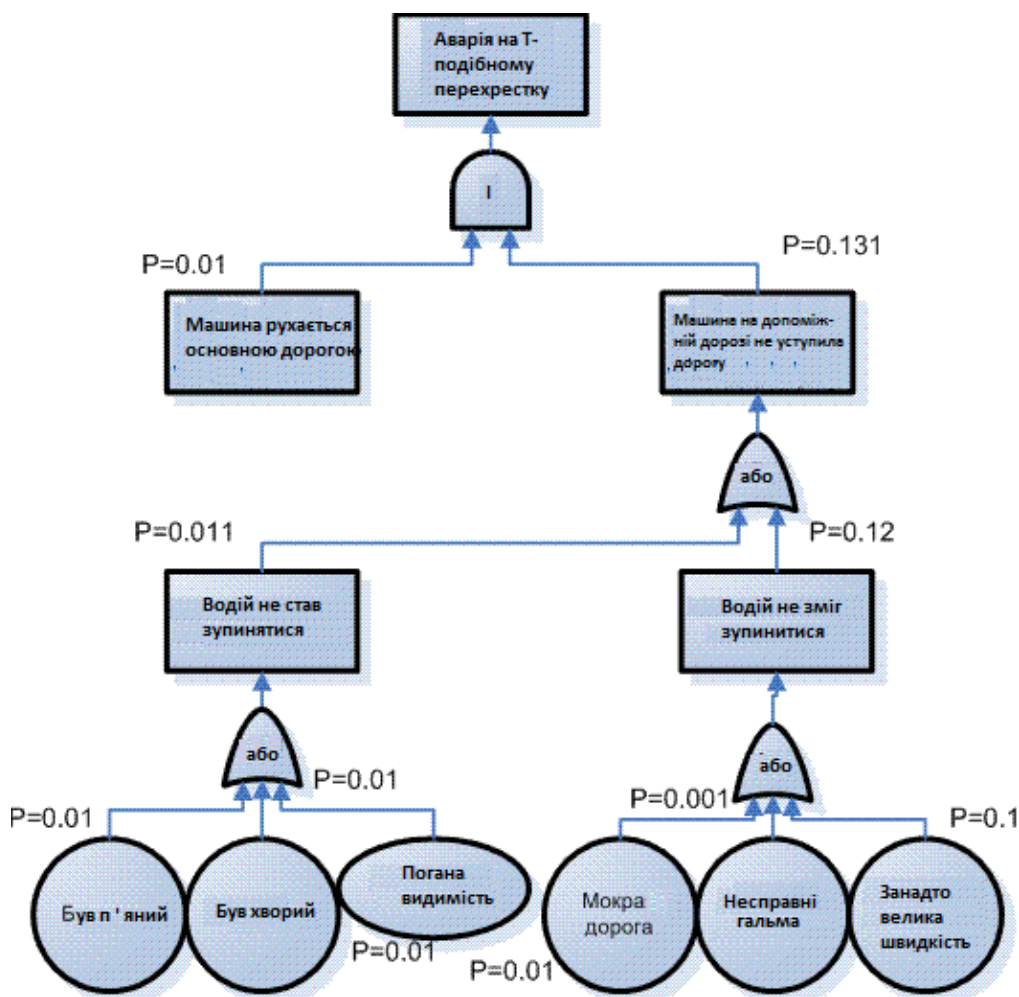


Рисунок 4 – Приклад схеми побудови дерева відмов із зазначенням ймовірності подій

нів, таких як "генератор працює", так як вони в значній мірі ускладнюють кількісний аналіз. Розумним підходом є заміна логічного знака "виключне АБО" комбінацією знаків І та АБО.

Логічний знак голосування m з n (рядок 6 в таблиці 1.) Значення логічних символів дерева відмов має n подій на вході, а подія на виході з'являється, якщо відбуваються щонайменше m з n подій на вході. Розглянемо відмови системи, яка зберігає працездатність до відключення двох з трьох джерел живлення. Припустимо, що вимикання системи відбувається тоді і тільки тоді, коли два з трьох джерел живлення

вийшли з ладу. Таким чином, непотрібне вимикання системи відбувається, якщо два або більше контрольних приладів подадуть помилковий сигнал на виключення, в той час як система перебуває в нормальному стані.

Цю ситуацію можна представити за допомогою логічного елемента "два з трьох", як зображено на рис. 3, а. Елемент голосування (вибору) еквівалентний комбінації з логічних елементів І і АБО.

Так само зручно використовувати дерево відмов у поєднанні з ймовірностями виникнення тих чи інших подій. Приклад такого дерева

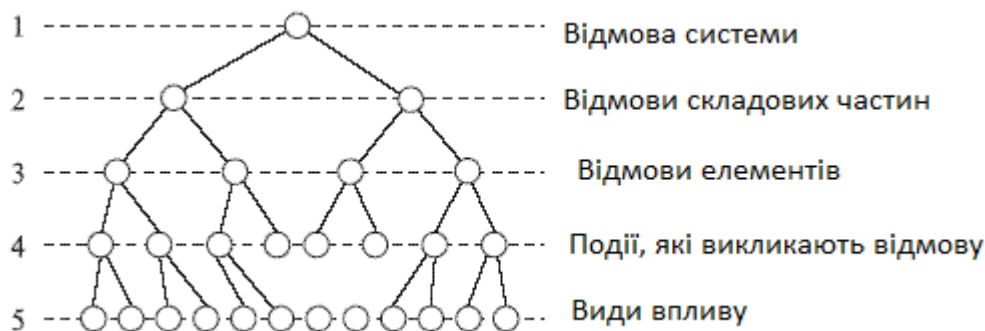


Рисунок 5 – Умовна схема побудови дерева відмов

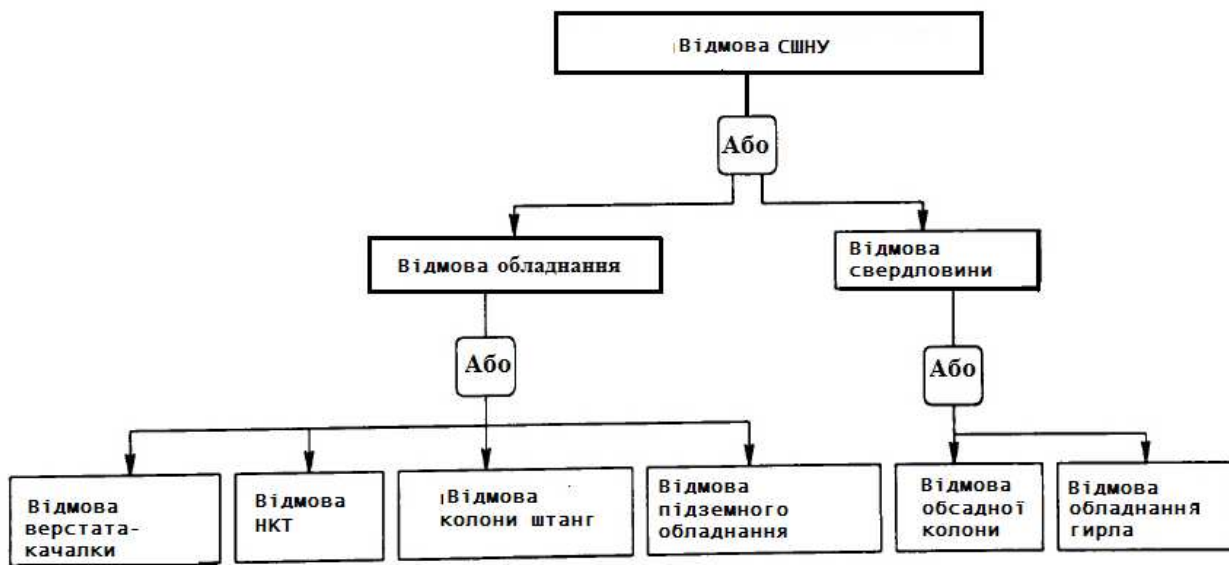


Рисунок 6 – Дерево відмов СШНУ

наведено для аналізу причин автомобільних аварій на Т-подібному перехресті, який зображено на рисунку 4.

Метод аналізу дерева сприяє ретельному аналізу причин відмов технічних систем і вживання заходів, найбільш ефективних для їх усунення. Такий аналіз проводять для кожного періоду функціонування, кожної частини або системи в цілому.

Штангові насосні установки є найбільш широко використовуваними в світі для механізованого видобутку нафти. Відмови штангових колон тягнуть за собою значні втрати.

Долинський нафтопромисловий район є одним з найбільших баз видобутку нафти в Україні. Важливо гарантувати надійну роботу штангових систем при видобуванні нафти. Нафтові компанії в даний час прагнуть розробити заходи щодо зниження відмов штангових насосних систем. Є багато методів, які використовуються для визначення несправностей в штангових насосних системах, але більшість з них працюють тільки в деяких випадках. Використання ФТА для аналізу відмов системи штангових установок призведе до поліпшення процесу прийняття рішень. Коли цей метод буде реалізовано, як очікується, то можна буде з'ясувати основні причини відмов для різних НГВУ, так і для різних виробничих підрозділів, і зробити

штангові насосні системи більш ефективними і дієвими.

Відмови штангових насосних свердловин є небажаними подіями. Такі події зазвичай виникають у штангових насосних системах, в яких неодноразово проводився ремонт.

Проаналізувавши попередні відмови насосних штанг в минулому, записи відмов свідчать, що системи та події можуть претендувати на застосування методу (аналіз дерева відмов) - ФТА. При визначенні небажаної події, в першу чергу, необхідно визначити всі небажані події в операційній системі. Ґрунтовний аналіз відмов системи представлено на рис. 5-6.

Після визначення небажаної події, наступним завданням є отримання уявлення про систему обрану для ФТА. Важливою частиною цього етапу є отримання знань про систему операцій і взаємодій. Вся доступна інформація про систему та її навколишнє середовище повинна бути вивчена. Така інформація повинна включати креслення, макети, схеми, специфікації, фотографії, інструкції з експлуатації і інформацію, отриману від досвідчених працівників. Будь-які дані системи можуть бути корисні.

Побудова дерева відмов є логічним процесом, який вказує на всі можливі причини небажаних подій. Процес починається з небажаної

події, тут відмови ШСНУ, у верхній частині дерева. Міркуючи в зворотному напрямку від вершини подій, події, які можуть прямо призвести до верхньої небажаної події зображені безпосередньо під ним. Вони є ввідними подіями до верхньої події.

Процес продовжується для кожної події, визначається і закінчується з незалежною або нерозвиненою подією. Протягом усього процесу логічно виявити, як ввідні події взаємодіяли для отримання кожної вихідної події. Дерево відмов для штангових насосних систем зображено на рис. 5-6.

Оцінка дерева відмов. Після побудови дерева відмов наступним кроком є його оцінка.

Під час оцінки дерева відмов визначають обставини, за яких може статись кожна з наступних подій. На основі розроблення цих визначень також оцінюється відносна можливість чи ймовірність появи цих незалежних чи можливих подій. Ймовірність знаходять з результатів випробувань, досвіду, опублікованих даних, записів відмов, поломок чи експертною оцінкою. Ця можливість вихідних подій безпосередньо над наступною (нижньою) подією потім визначається з ймовірності відмови. Процес (оцінка) продовжується вгору по дереву до тих пір, поки не буде визначено можливість небажаної події, яка показана на вершині дерева.

При побудові і спрощенні ймовірностей дерева відмов можуть бути використані математичні методи, які дають змогу виконати їх кількісну оцінку. Необхідно визначити багато чинників: загальну ймовірність небажаної події; комбінацію подій, які найбільш ймовірно призведуть до небажаної події; події, що найбільше сприяють цій комбінації, а також найбільш ймовірні наслідки події чи шляхи до вершини дерева відмов.

Ймовірність відмови на будь-якому рівні $P(t)$ може бути розраховано за допомогою на наступних рівнянь:

для входів АБО дерева відмов

$$P(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t) = \sum_{i=1}^n 1 - R_i(t), \quad (1)$$

для входів І дерева відмов

$$P(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t) = \prod_{i=1}^n 1 - R_i(t), \quad (2)$$

$$R_i(t) = e^{-\lambda_i t},$$

де $P_i(t)$ - ймовірність відмови i -го компонента на наступному нижньому рівні;

$R_i(t)$ - ймовірність безвідмовної роботи i -го компонента;

t - час роботи компонента;

λ_i - інтенсивність відмов i -го компонента (константа оцінки, отримана на основі досвіду експлуатації об'єкта);

n - кількість компонентів на наступному нижньому рівні.

Ймовірність безвідмовної відмови системи $R_c(t)$ визначається використанням ймовірності відмови системи $P_c(t)$:

$$R_c(t) = 1 - P_c(t). \quad (3)$$

Використовуючи вищесказану методику оцінки, надійність будь-якої системи може бути оцінена у ймовірнісному аспекті, і це може бути використано для керування операціями і прийняттям рішення. Детальні дані по відмовам представлені нафтовидобувними організаціями і тому нами використано наявні статистичні дані для виконання аналізу дерева відмов. Для кращого аналізу цих даних ми скористались новим підходом для оцінки дерева відмов (рис. 7-8).

Дані по відмовах ШСНУ, зібрані в НГВУ ДНГ та БНГ містять частоту відмов різних частин в різні часи і є основою для різних типів відмов. Загальною для всіх типів відмов, що може служити середньою величиною для розрахунку ймовірності відмов всіх типів ШСНУ в різні роки, можна скористатись для побудови дерева відмов. Відповідно ці дані є основою для розрахунку ймовірності відмови. Дерево відмов було побудовано на основі вищевказаних даних і представлено на рис. 7-8.

Керування відмовами

На основі оцінки дерева відмов можна визначити появу події, яка може призвести до небажаного порушення роботи. Таким чином відносно просто ідентифікувати події, які треба уникнути і робити вплив, щоб зменшити небажану подію. На основі оцінки можна зробити висновок, що насос має найвищу інтенсивність відмов і це означає, що коли настає зупинка ШСНУ, то першим розглянемо висновок, яким має бути відмова насоса і при роботі чи прослапуванні нам потрібно зробити наголос саме на свердловинний насос. Різні компанії в різних регіонах можуть мати різну частоту відмов насосів штанг і НКТ. Потрібно побудувати дерево відмов і оцінити його, а потім треба вжити заходи, щоб усунути чи зменшити причину відмов і, таким чином, уникнути зупинки установок. ШСНУ може мати різні дерева відмов, тобто для різних типів ШСНУ чи свердловинного обладнання. Вплив на частоту відмов може бути виконано на основі інженерних, навчальних та адміністративних заходів. Інженерні заходи, як правило, спрямовані на оптимізацію систем та робочих середовищ. Навчальні заходи часто керують відмовами, залучаючи відношення до роботи і майстерність операторів на промислі. Відповідне навчання і тренування можуть змінити поведінку оператора та підвищити ефективність системи. Потрібно мати відповідну програму-тренінг, коли впроваджують нову систему насосного обладнання. Адміністративні заходи часто застосовують зміну методів і процедур при роботі ШСНУ. В той же час стаються відмови, на які не можна впливати вищевказаними заходами. Тому певні захисні засоби повинні бути вмонтованими в насосну установку.

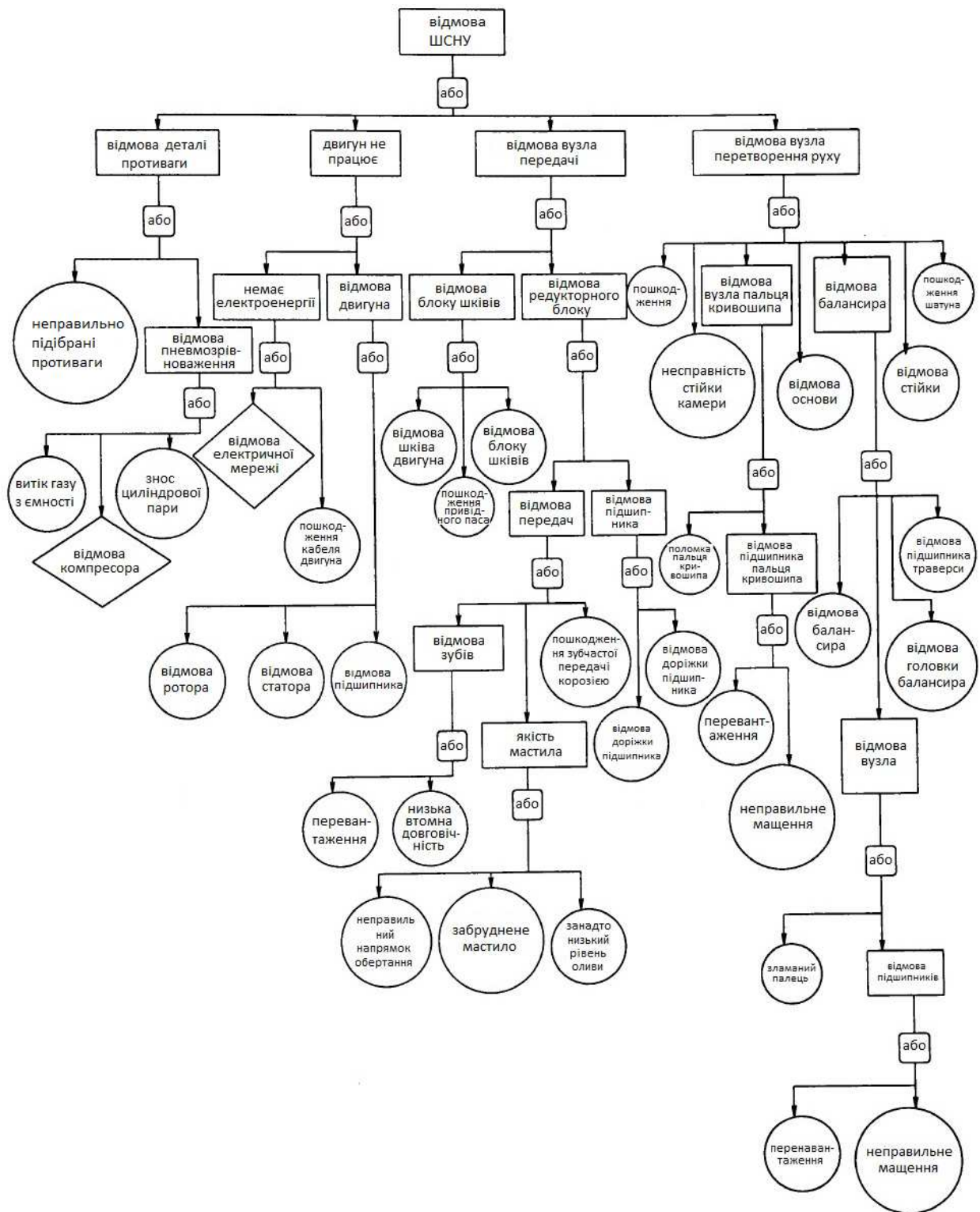


Рисунок 7 – Дерево відмов верстата-гойдалки

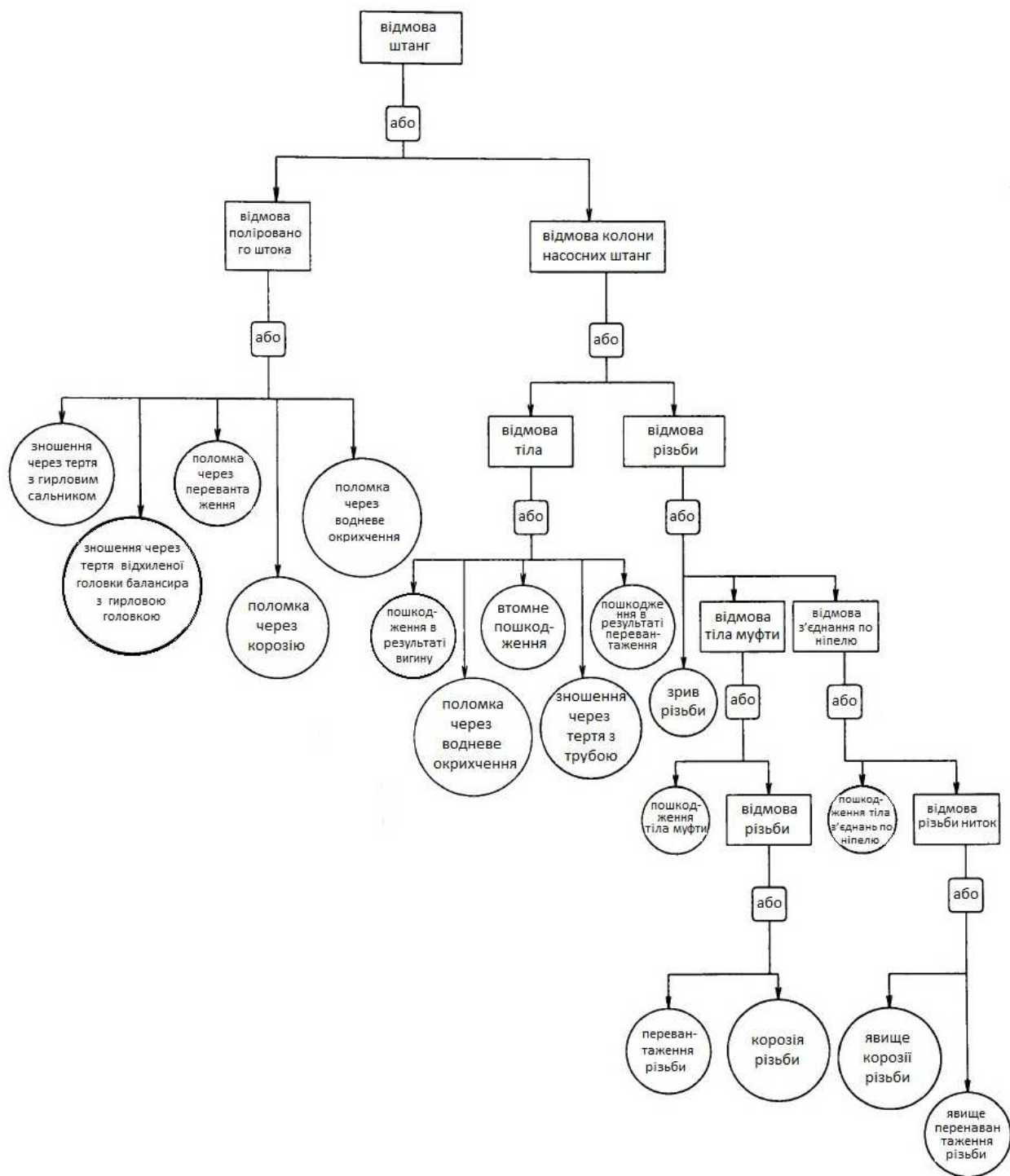


Рисунок 8 – Дерево відмов колони насосних штанг

Недоліки дерева відмов полягають у наступному:

- реалізація методу вимагає значних витрат коштів і часу.
- дерево відмов являє собою схему булевої логіки, на якій відображено тільки два стани: робочий та стан відмови;
- важко врахувати стан часткової відмови елементів, оскільки при використанні методу, як правило, вважають, що система знаходиться або в справному стані, або в стані відмови;
- труднощі в загальному випадку аналітичного рішення для дерев, що містять резервні вузли та відновлювані вузли з пріоритетами, не кажучи вже про ті значні зусилля, які потрібні для охоплення всіх видів множинних відмов;
- вимагає від фахівців з надійності глибокого розуміння системи і конкретного розгляду кожного разу тільки однієї певної відмови;
- дерево відмов описує систему в певний момент часу (зазвичай в сталому режимі), і послідовності подій можуть бути показані з великими труднощами, іноді це виявляється неможливим. Це справедливо для систем, що мають складні контури регулювання, в таких випадках, як правило, беруть до уваги методи, засновані на стохастичних (випадкових) процесах.

Висновки

На основі оцінки дерева відмов можна визначити появу події, яка може призвести до небажаного порушення роботи. Потрібно побудувати дерево відмов і оцінити його, а потім треба вжити заходи, щоб усунути чи зменшити причину відмов і, таким чином, уникнути зупинки установок.

Література

- 1 Антон Алексеев. ФТА. Дерево отказов, как метод структурного анализа. 05.03.2009. – IT Expert. Источник: www.itexpert.ru – 8 с.
- 2 Сидоров В.А. Техническая диагностика механического оборудования / В.А. Сидоров, В.М.Кравченко, В.Я.Седушо – Донецк: Новый мир, 2003. – 125 с.
- 3 Zhanyu Ge. Statistical analysis of sucker rod pumping failures in the Permian basin, B.S.E., M.S.E. a thesis in Petroleum Engineering May, 1998, – 156 pp.
- 4 West Texas Geological Society, Permian Basin Oil and Gas Fields, Fall Symposium, Publication No. 96-101, Oct. 31- Nov. 1, 1996, p.8.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.04.13*

*Рекомендована до друку
професором Івасівим В.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Хоминцем З.Д.
(ТЗОВ «ЕМПП-сервіс», м. Івано-Франківськ)*

ОЦІНКА ВПЛИВУ ДОТИЧНИХ НАПРУЖЕНЬ ТА ЇХ ПУЛЬСАЦІЙ НА ПРОПУСКНУ ЗДАТНІСТЬ ГАЗОПРОВОДУ

С.М. Стецюк

УкрНДІгаз, 61010, м. Харків, Красношкільна наб. 20, тел. (057) 7304685;
e-mail: ukrniigaz@ukrpost.net, sstetsuk@gmail.com

Знання основних закономірностей руху газорідних сумішей по трубах і уміння правильно розрахувати гідравлічні втрати й теплообмін є необхідними як для спорудження, так і для експлуатації промислових та міжпромислових газопроводів. Тому дослідження гідродинаміки і теплообміну двофазних потоків у газопроводах і розроблення методів їх розрахунку представляє актуальну для інженерної практики задачу. Відомо, що при різних товщинах плівки відхилення дослідних даних від розрахункових можуть досягати 100%. У роботі проведені дослідження дотичного напруження та пульсації на стінці газопроводу при кільцевому русі газорідної суміші, встановлено їх вплив на гідравлічний опір. Отримало подальший розвиток і експериментальне підтвердження фізичне явище обмеження пропускної здатності промислових та міжпромислових газопроводів за наявності рідинної фази.

Ключові слова: промисловий газопровід, двофазний потік, гідравлічний опір, дотичне напруження, транспортування.

Знание основных закономерностей движения газожидкостных смесей по трубам и умение правильно рассчитать гидравлические потери и теплообмен являются необходимыми как для сооружения, так и для эксплуатации промышленных и межпромышленных газопроводов. Поэтому исследования гидродинамики и теплообмена двухфазных потоков в газопроводах и разработка методов их расчета представляет актуальную для инженерной практики задачу. Известно, что при различных толщинах пленки отклонения опытных данных от расчетных могут достигать 100%. В работе проведены исследования касательного напряжения и пульсации на стенке газопровода при кольцевом движении газожидкостной смеси, установлено их влияние на гидравлическое сопротивление. Получило дальнейшее развитие и экспериментальное подтверждение физическое явление ограничения пропускной способности промышленных и межпромышленных газопроводов при наличии жидкости.

Ключевые слова: промышленный газопровод, двухфазный поток, гидравлическое сопротивление, касательное напряжение, транспортировка.

The knowledge of the basic laws of gas-liquid mixtures motion and the ability to calculate the hydraulic losses of and heat transfer are necessary for construction and operation of industrial gas pipelines. Therefore, the study of hydrodynamics and heat transfer of two-phase flow in pipelines and the development of methods for their calculation is relevant for the task of engineering practice. It is known that, in different film thickness the deviation of the experimental data from the calculated data can reach 100%. Performed are in the paper the researches the shearing strength and surging on the pipe wall during the gas-liquid mixture circular movement and found is their influence on the hydraulic resistance. Further developed are the physical phenomenon of constraint on through capacity in industrial pipelines in the presence of liquid phase.

Key words: industrial pipeline, biphasic flow, hydraulic resistance, shearing strength, gas transport

У сучасних системах транспортування нафти, газу і конденсату, в установках регазифікації зрідженого природного газу, у технологічних апаратах, застосовуваних у хімічній і нафтопереробній промисловості, енергетиці та інших галузях все більшу роль відіграють двофазні потоки.

Із запровадженням трубопроводів, які транспортують газорідні суміші, перед сучасною гідродинамікою постали нові завдання, пов'язані з вивченням механізму руху двофазних потоків.

Знання основних закономірностей руху газорідних сумішей по трубах і уміння правильно розрахувати гідравлічні втрати і теплообмін є необхідними як для спорудження, так і для експлуатації двофазних технологічних систем.

Тому дослідження гідродинаміки і теплообміну двофазних потоків у газопроводах і розробка методів їх розрахунку представляє актуальну для інженерної практики задачу.

Серед відомих і найчастіше застосовуваних на практиці методів підвищення ефективності роботи газопроводів є вибір оптимальних режимів роботи системи і методи очистки внутрішньої порожнини газопроводів із застосуванням очисних пристроїв. Але практика експлуатації і обслуговування промислових і міжпромислових газопроводів свідчить, що в умовах роботи наших газотранспортних систем такі методи дають можливість підвищити ефективність не більше, ніж на 3-5 %, що не може задовольняти умови їх ефективної експлуатації і використання таких пристроїв не завжди можливе. Збільшення періодичності проведення процесу очистки призведе до додаткових затрат і в кінцевому випадку не дасть змоги вирішити проблему.

Скорочення втрат на транспортування газу є одним з перспективних напрямків енергозбереження в газопровідному транспорті, яке сьогодні набуло особливої актуальності. Це зумовлено такими причинами:

- зростання ціни на газ;
- значний обсяг старих основних фондів, який постійно зростає;
- переважна більшість вітчизняних родовищ перейшли в стадію падаючого видобутку;
- розробка нових родовищ потребує значних інвестицій.

Таким чином, ще більше загострилась проблема досліджень властивостей газорідних сумішей і їх вплив на пропускну здатність промислових і міжпромислових газопроводів. Працюючи над даною проблемою, проведено дослідження [1-5], з яких зроблено висновок, що при різних товщинах плівки відхилення дослідних даних від розрахункових можуть досягати 100 %. Це вказує на необхідність накопичення експериментальних даних з гідравлічного опору в кільцевому потоці. Корисну інформацію в цьому напрямі дає вивчення дотичних напружень на стінці трубопроводу і його пульсації.

Основною особливістю суцільних моделей руху газорідних сумішей в трубах є визначення дотичного напруження на стінці труби за такою самою формулою, що і для однофазного потоку [6]:

$$\tau_{\text{см}} = \frac{\Delta PR}{\Delta z 2}, \quad (1)$$

де ΔP – перепад тиску по довжині експериментальної ділянки трубопроводу;

R – радіус трубопроводу;

Δz – осьова координата трубопроводу.

Для однофазних потоків прийнята гіпотеза про прямолінійну залежність дотичних напружень по перерізі потоку. Справедливість цієї гіпотези неодноразово перевірялась експериментально, і використання її для однофазного потоку не викликає сумніву.

Перевірити цю гіпотезу для кільцевого двофазного потоку дуже важко. Тому будь-які відомості про зміну дотичних напружень на стінці труби мають інтерес, оскільки дають змогу виявити деякі фізичні особливості, характерні для руху двофазних сумішей.

Інтерес до безпосередніх замірів дотичного напруження особливо збільшився після публікації роботи Брауера [7], який свідчить, що при ламінарному хвильовому режимі стікання рідини в наявності є значні відмінності дотичних напружень, знайдених дослідним і розрахунковим шляхом.

Вимірювання дотичного напруження на стінці здійснювалось на повітряно-масляних сумішах у вертикальних і горизонтальних трубах із внутрішнім діаметром 15,2 мм за різних швидкостей суміші і витратного вмісту рідини (рис. 1). Давач встановлювався на відстані більше 150 діаметрів від входу суміші в трубу, тобто потік в місці вимірювання дотичного напруження можна вважати незмінним. Вимірювання дотичного напруження у вертикальній трубі, в якій плівка рідини розподіляється рівномірно по периметру труби, проводились в одній точці, а в горизонтальній трубі вимірювання проводили за різних положень давача по периметру.

В наших дослідах заміри локального дотичного напруження на стінці здійснювались за допомогою теплового плівкового давача 5532 в комплекті з термоанемометром фірми “Діза”. Робіт з використанням термоанемометра для подібних вимірювань в літературі знайти не вдалось, відомі лише дані з вимірювання локального дотичного напруження на стінці у двофазному потоці електродифузійним методом.

На рис. 2, 3 відображено результати вимірювань локального дотичного напруження на стінці в горизонтальній трубі при різних швидкостях суміші, витратних вмістах рідини і в'язкості рідини. Як видно з рисунків епюри локального дотичного напруження не симетричні відносно осі труби. Із зменшенням $1-\beta$ асиметрія збільшується.

Розглянемо вплив витрати рідини на дотичне напруження. Із збільшенням витрати рідини при постійній швидкості суміші, коли $1-\beta$ збільшується, здійснюється розвиток кільцевого режиму руху суміші.

При $1-\beta=0,0003$ візуально спостерігався роздільний режим руху з виносом рідини. Цьому режиму відповідає епюра з найбільш яскраво вираженою асиметрією і найменшою величиною дотичного напруження на стінці. При цьому режимі давач був у вертикальному положенні і локальне дотичне напруження точки рівнялось нулю. Збільшення $1-\beta$ сприяє збільшенню товщини плівки на верхній утворюючій труби. При цьому плівка і локальне дотичне напруження спрямовуються до більш рівномірного розподілу по периметру труби.

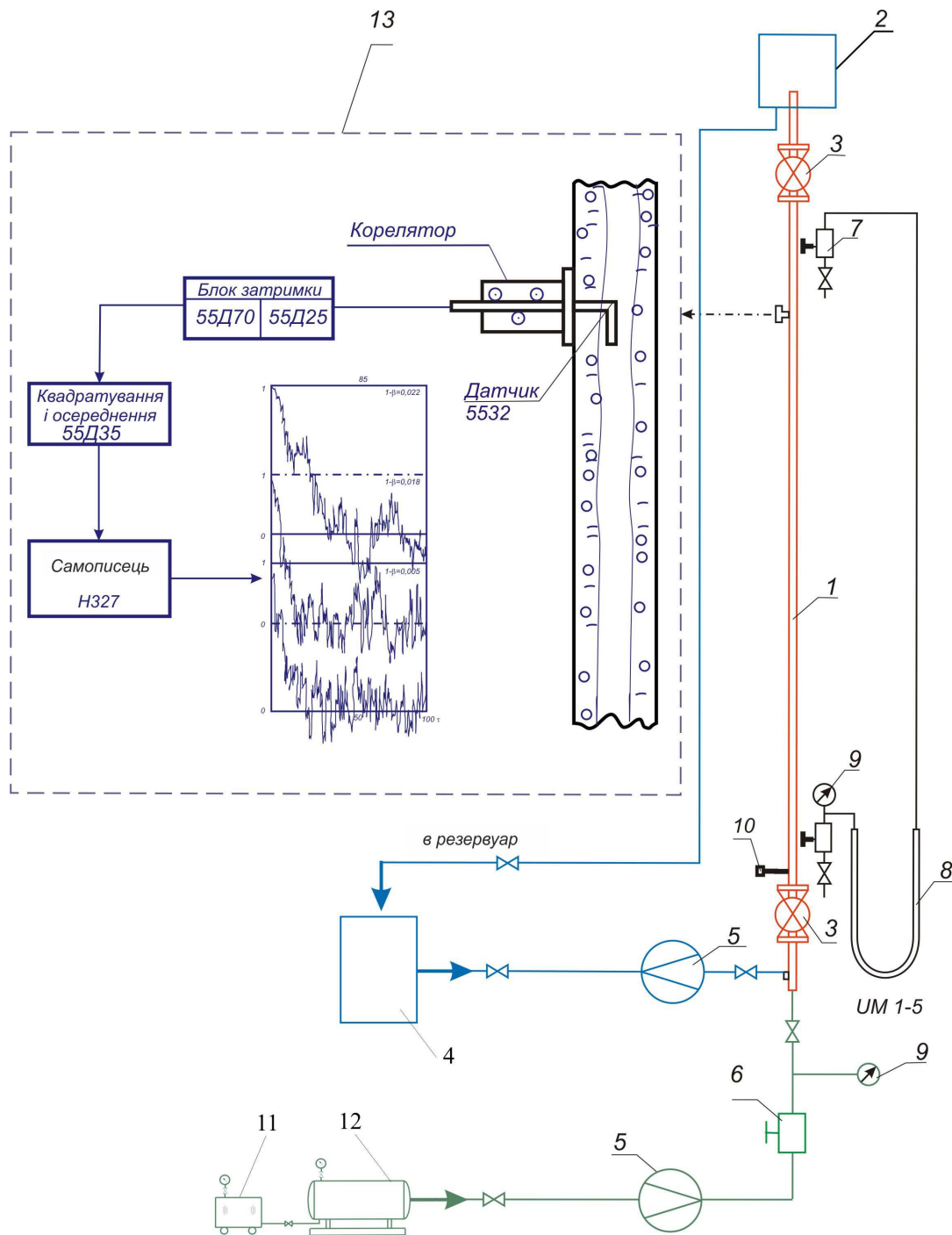
При $1-\beta=0,012$ спостерігається кільцевий режим з рівномірно розподіленою по периметру труби плівкою, сильно насичену повітрям. Аналогічні явища спостерігаються і для режимів, епюри яких зображено на рис. 2. Збільшення швидкості у кожному випадку сприяло утворенню вісесиметричного руху плівки по периметру труби.

Слід зазначити, що максимальне значення локального напруження має місце при в'язкості

рідини $\mu_1 = 0,104 \frac{H \cdot c}{m^2}$, відповідало датчику,

розташованому під кутом 45° . Рідина розподілялась у нижній утворюючій труби місяцеподібно. В тій області потоку датчик знаходився під дією пульсації хвиль на поверхню розподілу. Як видно з рис. 2, із зменшенням в'язкості рідини дотичне напруження на стінці зменшується, а його максимальне значення зміщується в сторону більшого кута.

Дослідні дані (рис. 3) свідчать, що найбільш задовільний збіг величин дотичного напруження, отриманих різними методами, має місце при невеликій амплітуді хвиль поверхні плівки. Із збільшенням швидкості суміші і витратного вмісту рідини швидкість плівки рідини зростає і плівка насичується маленькими бульбашками повітря. В таких випадках $\tau_{\text{розр}}$ перевищує 30%. Це можна пояснити тим, що умови роботи датчика відрізняються від тарованих. Тому при вимірюванні дотичного напру-



1 – експериментальна труба; 2 – сепаратор; 3 – відсікаючий кран; 4 – бак для масла (конденсат); 5 – ротаметр; 6 – редуктор; 7 – роздільна посудина; 8 – U-подібний манометр; 9 – взірцевий манометр; 10 – термометр; 11 – компресор; 12 – ресивер, 13 – прилади для вимірювання дотичного напруження та його пульсацій на стінці трубопроводу

Рисунок 1 – Схема експериментальної установки

ження плівковим датчиком і термоанемометром дуже важливим є проведення тарування давача за умов, наближених до робочих.

На рис. 4 відображено порівняння середнього дотичного напруження на стінці, що вимірюється термоанемометром і визначається за

формулою $\tau = \frac{\Delta P R}{\Delta z \cdot 2}$, і вимірювань перепаду тиску по довжині труби. Середнє дотичне на-

пруження на стінці в горизонтальній трубі визначалось інтегруванням по периметру труби його локальних значень.

Як видно з рис. 4, в більшості випадків збігів заміряного дотичного напруження з розрахунковим є задовільним, що вказує на можливість використання формули (1) при розрахунку дотичного напруження в кільцевому режимі руху суміші.

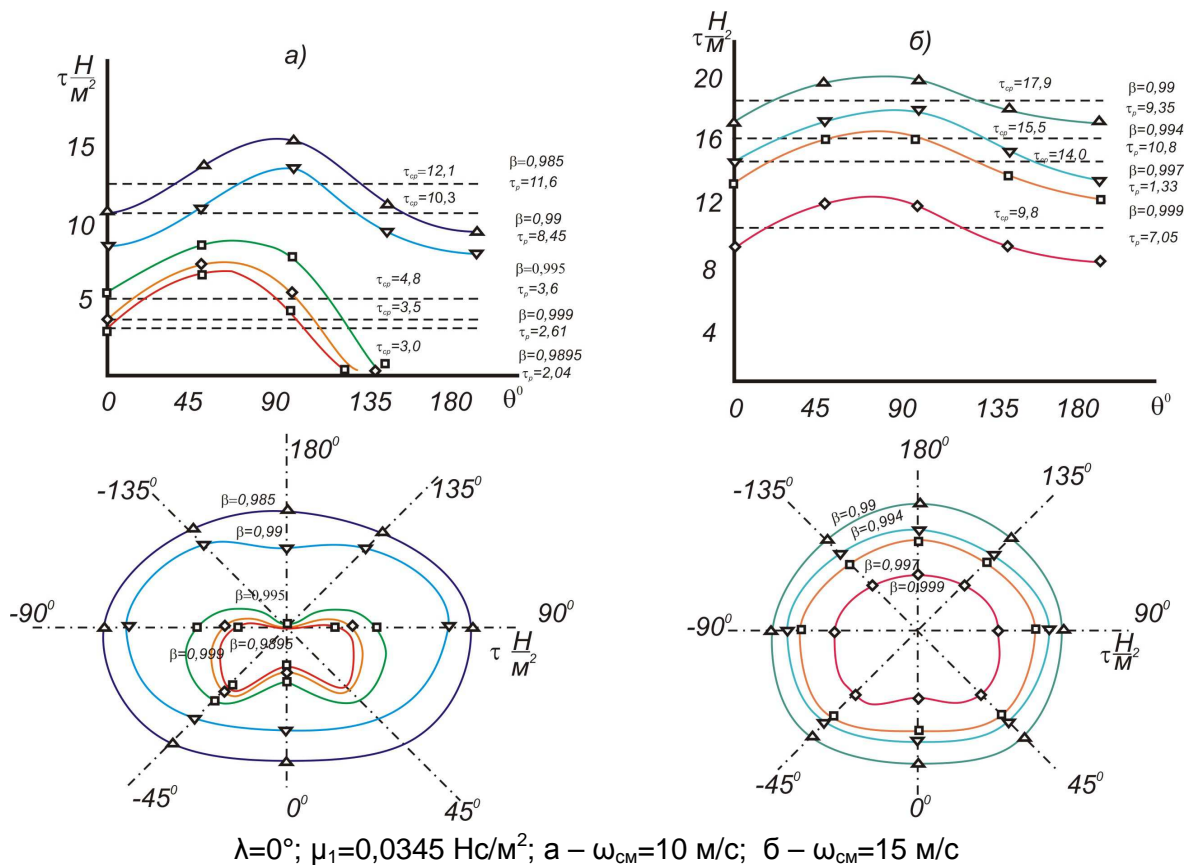


Рисунок 2 – Розподіл дотичного напруження на стінці труби при кільцевому потоці

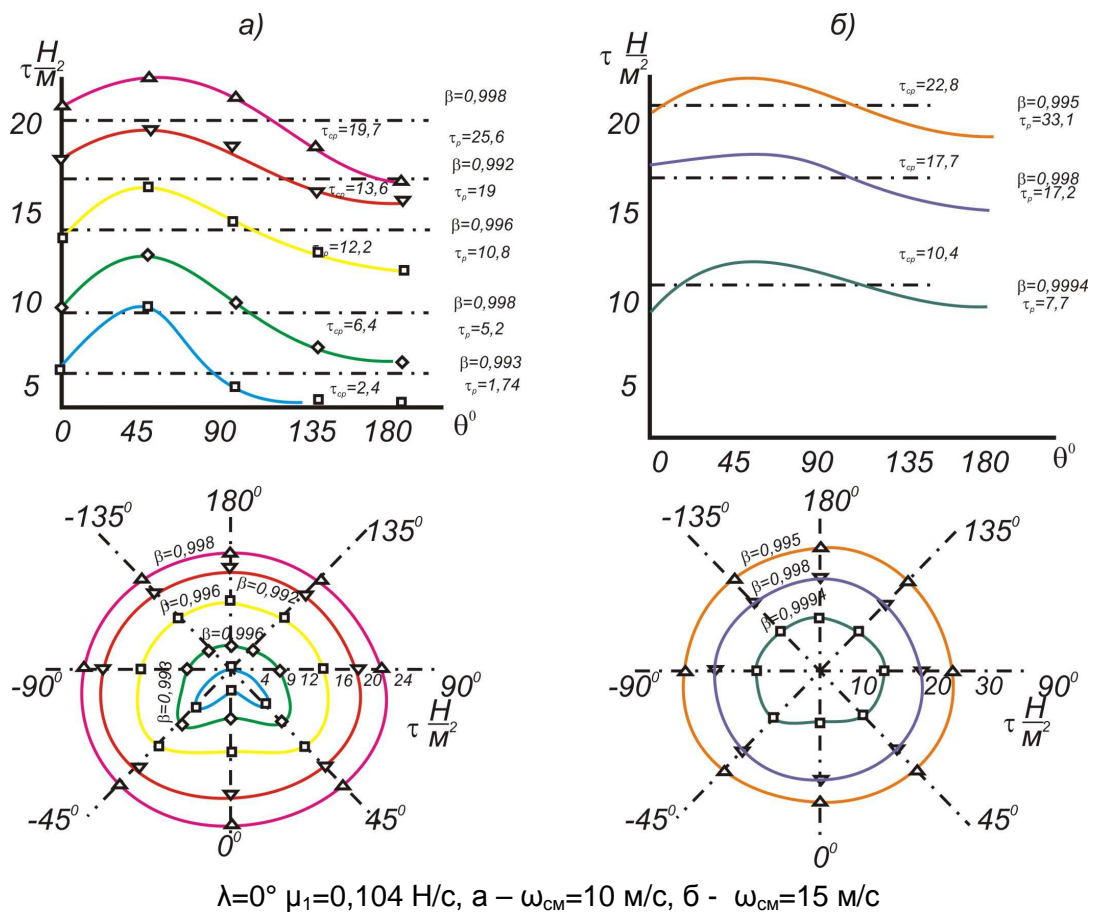


Рисунок 3 – Розподіл дотичного напруження по стінці труби при кільцевому потоці

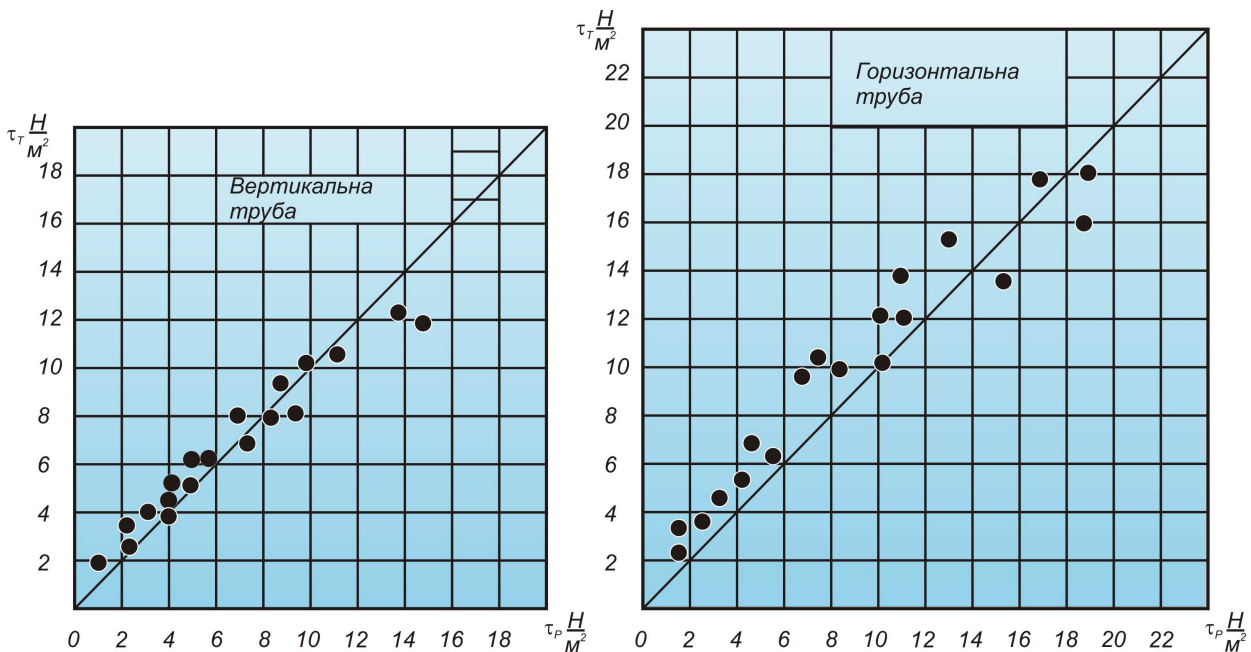


Рисунок 4 – Порівняння дотичних напружень на стінці, виміряних термоанемометром за перепадом тиску по довжині експериментальної ділянки

Наявність на поверхні плівки хвиль різної довжини й амплітуди призводить до суттєвої залежності миттєвого тертя на стінці від просторових змінних і часових. У зв'язку з цим дослідження статистичних властивостей пульсацій дотичних напружень на стінці при кільцевій структурі руху суміші виражає певний інтерес. Частиною таких досліджень є вивчення просторових і часових кореляцій пульсацій дотичного напруження.

Кореляційні і спектральні функції дають змогу визначити частоту пульсацій, оцінити зв'язок між пульсаціями в різні моменти часу в різних точках перерізу труби. За ними можна визначити розміри турбулентних “обурень”, що несуть велику частину енергії потоку. Часові автокореляційні функції, що описують статичний лінійний зв'язок між пульсаціями дотичного напруження в різні моменти часу, мають вигляд:

$$R(t) = \tau(t) \cdot \bar{\tau}(t + \tau), \quad (2)$$

де t – час дії дотичного напруження;
 τ – зсув за часом.

Вигляд автокореляційних функцій залежить від частотного складу випадкової функції, від того, які частоти переважають у ній. Робочий діапазон частот датчика 5532 становить 0÷120 кГц. Це дало можливість фіксувати практично всі флюктуації, що мають місце в кільцевих режимах руху, що розглядаються.

Блок-схему апаратури для автокореляційних функцій пульсацій тертя зображено на рис. 1.

Сигнал від датчика, підсилений і лінеаризований, одночасно поступає на корелятор і блок затримки, на якому можна задати необхідний час зсуву автокореляційної функції. Затриманий сигнал поступає на другий вхід

55D70, який працює в режимі вимірювання коефіцієнта кореляції. Операція зведення до квадрату і осереднення в часі прямого і затриманого сигналів виконується спеціальними електронними блоками, змонтованими в кореляторі. Зібрана за даною схемою вимірювальна апаратура дає можливість отримати на вході корелятора сигнал пропорційний автокореляційній функції пульсацій тертя на стінці труби. Крім того, корелятор 55D70 дає змогу отримати нор-

мований коефіцієнт автокореляції $\delta = \frac{R(t)}{R(0)}$ і спільно з самописцем типу Н327 записати його в будь-якому масштабі часу і довжини.

Форма запису коефіцієнта автокореляції залежить від того, якому виду опрацювання в подальшому буде підлягати вимірювана функція. В тому випадку, якщо кінцевою метою аналізу є внутрішні масштаби турбулентних обурень, запис ведеться при великих швидкостях стрічкопротяжного механізму, малих часових зсувах досліджуваної функції і невеликих величинах часу осереднення. При визначенні радіусів кореляції запис здійснюється при невеликих швидкостях протягання і відчутними межами квантування часу.

Із зростанням зсуву τ коефіцієнт автокореляції зменшується і при великих τ наближається до нуля, що дає можливість визначити тимчасовий радіус кореляції:

$$\hat{r} = \int_0^{\infty} \rho(\tau) d\tau, \quad (3)$$

де ρ – густина рідинної фази.

Форма нормування автокореляційних кривих закономірно змінюється із зменшенням витратного вмісту рідини (рис. 5). Криві стають більш крутими, що свідчить про зменшення

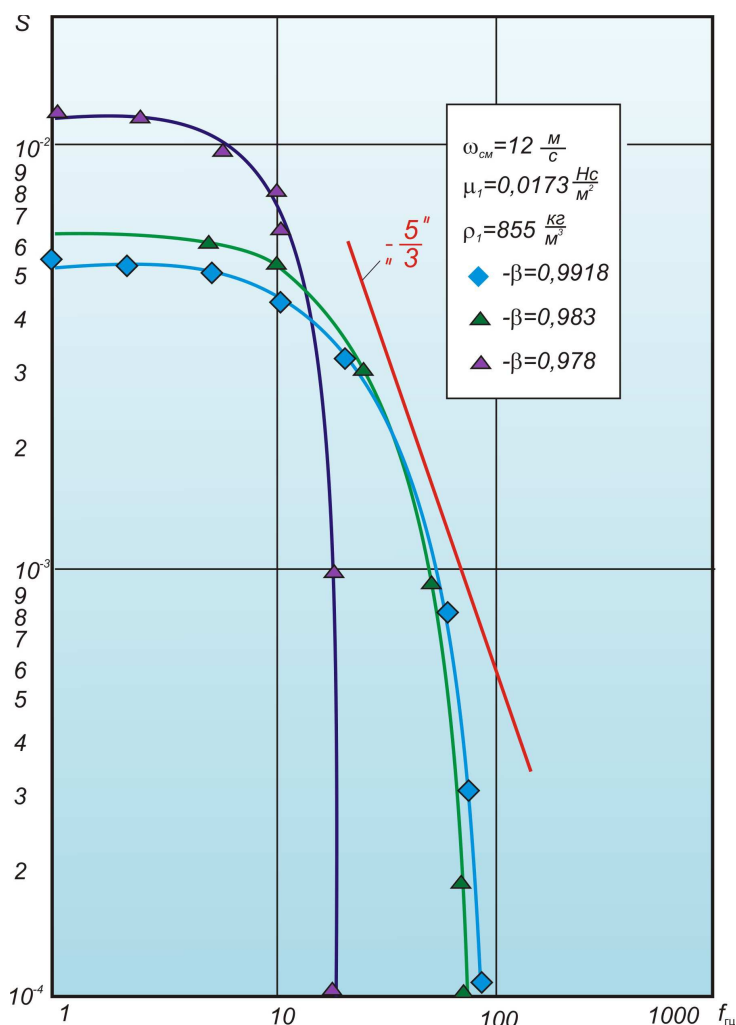


Рисунок 5 – Спектральна густина розподілу пульсацій дотичного напруження на стінці при кільцевому режимі потоку суміші у вертикальній трубі

часового радіусу кореляції. В області великих значень зсуву часу в кривих все більш чітко проявляється великого масштабу синусоїдальна складова, викликана ймовірно, хвилями на поверхні рідкої плівки.

Це підтверджує припущення Мамаєва В.А. [8] про те, що механізм виникнення великого масштабу пульсацій тиску і швидкості в двофазному потоці пов'язаний з пульсацією локального газомісту. При відсутності хвиль на поверхні плівки, а відповідно при відсутності пульсацій локального газомісту, автокореляційні функції згасають більш спокійно, залишаючись в більшій своїй частині додатними. При переході в пробковий режим руху, автокореляційні криві дуже швидко переходять у від'ємну область і коливаються відносно нульового значення коефіцієнта кореляції, практично не згасаючи. Це свідчить про явну періодичність випадкового процесу, яким є пульсація дотичного напруження на стінці труби при пробковому режимі руху суміші.

Криві автокореляції пульсації дотичного напруження на стінці за допомогою перетворення Фур'є дають спектральний розподіл пульсацій тиску:

$$S = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \rho(\tau) \cos \omega \tau d\tau, \quad (4)$$

де ω – швидкість газорідної суміші.

Спектральну густина розподілу пульсацій дотичного напруження на стінці було отримано за допомогою ЕОМ і відображено на рис. 5. З рисунку видно, що залежність спектральної густини дотичного напруження на стінці від частоти дещо відрізняється від залежності спектральної густини для однофазного потоку.

Безпосереднє вимірювання дотичного напруження та пульсації дотичних напружень на стінці в вертикальних та горизонтальних трубопроводах при кільцевому русі суміші дало змогу зробити деякі висновки:

- при постійному критерії Рейнольдса зменшення критерія Фруда призводить до збільшення товщини плівки рідини і появу хвиль на поверхні розподілу;
- хвилі турбулізують плівку, внаслідок чого відбувається зменшення дотичного напруження на стінці;
- підтверджена можливість застосування для розрахунків дотичного напруження тієї ж формули, що і для однофазного потоку;

- встановлена періодичність випадкового процесу, яким є пульсація дотичного напруження на стінці труби при пробковому режимі руху суміші;

- із зростанням β спектральна густина розподілу наближається до закону " $\frac{5}{3}$ " Обухова-Колмогорова, отриманого для однофазних потоків [9].

Проведені дослідження дали можливість оцінити вплив дотичних напружень на стінці та їх пульсацій на гідравлічний опір трубопроводу. Отримало подальший розвиток і експериментальне підтвердження фізичне явище обмеження пропускної здатності промислових та між промислових газопроводів за наявності рідинної фази.

Література

1 Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах [Текст]: пер. с англ. Х. Мукерджи – М.: Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

2 Сахаров В.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промышленных подъемниках [Текст]: монографія / В.А. Сахаров, М.А. Мохов. – М.: Нефть и газ, 2004. – 391 с.

3 Капцов І.І. Визначення та аналіз основних характеристик двофазних потоків в газопроводах [Текст] / І.І. Капцов, М.В. Гордійчук, С.М. Стецюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1(18). – С. 63-66.

4 Стецюк С.М. Нова інженерна методика гідравлічного розрахунку газорідинних потоків у газопроводах [Текст] / С.М. Стецюк // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – №2. – С. 62-64.

5 Стецюк С.М. Дослідження локального газомісту в промислових газопроводах під час транспортування газорідинних сумішей. [Текст] / С.М. Стецюк // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук праць. – 2012. – Вип. 2. – С. 227-233.

6 Толасов Ю.А. Исследование характеристик двухфазного потока и разработка методов гидравлических расчетов при трубопроводном транспорте газо-жидкостных смесей. автореф. на получение научн. степени канд. техн. наук.: специальность 05.15.07 «Сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов, нефтебаз и газохранилищ» / Ю.А. Толасов. – Москва. 1975. – 21 с.

7 Brauer H. Stromungund Warmellfergang bei Rieschfilm // V.D.J. – Forshungsheft. – 1956. – Н. 457.

8 Мамаев В.А. Прикладные аспекты механики газожидкостных смесей: Докторская дис. – М.: ВНИИГАЗ, 1969. – С. 2-30.

9 Развитая вихревая турбулентность. Спектр Колмогорова-Обухова [Электронный ресурс] / Статьи Соросовского Образовательного журнала в текстовом формате – Режим доступа <http://www.pereplet.ru/obrazovanie/stsoros/475.html>.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
28.01.13*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Редьком О.Ф.
(Харківський національний університет
будівництва та архітектури, м. Харків)*

РОЗБІЖНОСТІ ТЕХНОЛОГІЇ ПРОЕКТУВАННЯ В УКРАЇНІ З СУЧАСНИМИ ВИМОГАМИ СВІТОВОЇ НАФТОГАЗОВОЇ ІНДУСТРІЇ

¹Б.В. Копей, М.Г. Яриновський, ²В.Ю. Вязніцев

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331,
e-mail: koreyb@iung.edu.ua

² CNGS Engineering, 95034, м. Сімферополь, вул. Куйбишева, 2,
тел. (0652) 605973

Наведено порівняння етапів реалізації комплексних проектів у вітчизняній та міжнародній практиці і відповідно складу технічної документації; проведено аналіз структур проектних організацій; проведено аналіз підходів до екологічної складової будівельного інжинірингу та наведено ефективність запровадження системи автоматизованого проектування в проектних організаціях.

Пропонуються нові наукові результати та методи проектування з використанням САПР. Для оптимізації розрахунку, а також отримання найбільш точних результатів, використано комп'ютерну розрахункову програму Bentley AutoPIPE XM Edition, яка має необхідну сертифікацію та базується на методі кінцевих елементів. Внаслідок проведених розрахунків можна визначити оптимальні характеристики об'єкту, підібрати матеріал та вжити необхідні заходи щодо попередження критичних навантажень.

Ключові слова: інжиніринг, проект, документація, метод скінчених елементів, навантаження, температура.

Приведено сравнение этапов реализации комплексных проектов в отечественной и международной практике и соответственно состав технической документации проведен анализ структур проектных организаций; проведен анализ подходов к экологической составляющей строительного инжиниринга и приведены эффективность внедрения системы автоматизированного проектирования в проектных организациях.

Предлагаются новые научные результаты и методы проектирования с использованием САПР. Для оптимизации расчета, а также получения наиболее точных результатов, использована компьютерная расчетная программа Bentley AutoPIPE XM Edition, которая имеет необходимую сертификацию и базируется на методе конечных элементов. В результате проведенных расчетов можно определить оптимальные характеристики объекта, подобрать материал и принять необходимые меры по предупреждению критических нагрузок.

Ключевые слова: инжиниринг, проект, документация, метод конечных элементов, нагрузки, температура.

In this article the comparison of stages of complex projects in domestic and international practice and in accordance with the technical documentation is presented; the structures of design organizations are analyzed; the analyses of environmental component of engineering construction and computer-aided design system implementation in design organizations are introduced.

The authors offer new scientific results and design methods of using CAD system. To optimize the calculation, and obtain the most accurate results a computer calculation program – Bentley AutoPIPE XM Edition (certificated), based on the finite element method was applied. According to these calculations the optimal performance of the object can be determined, proper material can be selected and necessary measures to prevent critical loads can be taken.

Key words: engineering, project, documentation, finite element method, loads, temperature.

Вступ. У зв'язку з інтенсивними роботами на шельфах Чорного та Азовського морів в українському секторі та з планами щодо будівництва нових морських гідротехнічних споруд постає питання ефективної організації інжинірингових робіт. Порівнюючи світовий досвід організації виконання міжнародних проектів і вітчизняний, можемо констатувати, що реалізація складних комплексних проектів в умовах ринкової економіки ставить українські компанії у невідгідне становище. Це передусім пояснюється невідповідністю етапів проектування вимогам світової індустрії.

У статті наведено порівняння етапів реалізації комплексних проектів у вітчизняній та міжнародній практиці і відповідно складу технічної документації; проведено аналіз структур

проектних організацій; проведено аналіз підходів до екологічної складової будівельного інжинірингу та наведено ефективність запровадження системи автоматизованого проектування в проектних організаціях.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень, публікацій. В літературі практично відсутні дані та порівняння етапів реалізації комплексних проектів нових морських гідротехнічних споруд у вітчизняній та міжнародній практиці і, відповідно, складу технічної документації [1-6].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Невирішеними на даний час є адаптація структур проектних ор-

ганізацій до вимог міжнародного ринку; до цього часу практично не проведено аналіз підходів до екологічної складової будівельного інжинірингу та існує гостра необхідність запровадження сучасних ефективних систем автоматизованого проектування в проектних організаціях.

Постановка задачі досліджень, що розглядаються. В даній роботі автори поставили задачу порівняти технологію проектування в Україні та зарубіжний досвід. Виокремити організаційні проблеми, які постають перед науково-проектними інститутами та інжиніринговими компаніями.

Терміни та скорочення, використані у статті. Під інжинірингом розуміють широкий спектр послуг, починаючи від розробки технологій до комплектації обладнання та консультування щодо ефективності організації виробництва.

Feasibility study – Техніко-економічне обґрунтування проекту

FEED (Front End Engineering Design) – Розширений базовий проект

EPC (Engineering, Procurement, Construction) – Проектування, закупівля та доставка устаткування, будівництво (під ключ)

EPCM (Engineering, Procurement, Construction Management) – Проектування, закупівля та доставка устаткування, управління будівництвом

EPCM and Commissioning – Проектування, закупівля та доставка устаткування, управління будівництвом, передача в експлуатацію

Basic Design Package, Basis of Design, Basic Data, Basic Engineering Data Package – Базові дані, що видаються ліцензіаром для проектування технічних установок

Detailed Design – Робочі креслення

Detailed Engineering – Детальний інжиніринг

Невідповідність стадій проектування «Проект» і «Basic Design». В тендерних вимогах українських Замовників на проектування нафтогазових об'єктів для вітчизняних об'єктів використовується термін «Проект» (П) або «Робочий проект» (РП) (для технічно неважких проектів), а для іноземних «Basic Design». Проте аналіз свідчить, що ці поняття різні за об'ємом і кількістю документації, і в кінцевому результаті ставлять українські компанії у невигідне положення [1-5].

Будівельний інжиніринг завжди тісно пов'язаний з бізнес-процесами в рамках реалізації інвестиційних проектів. В Україні і в міжнародній практиці є відмінності в назвах, об'ємах і документальному оформленні етапів інжиніринга. Їх порівняння відображено в табл. 1. Широко використовуване у міжнародній практиці поняття «Basic Design» здебільшого є невизначеним за значенням і входить окремим етапом в частину проекту, яку називають «Basic Engineering Stage», яка, в свою чергу, включає передпроектні роботи і розробку проектної документації. Розробка проектної документації і Basic Engineering Stage являються етапами, які передують розробці робочої документації і Detailed Design відповідно. Об'єм робочої документації і документації Detailed Design повинні бути достатніми для побудови об'єкта. Співвідношення етапів виконання інжинірингових робіт вітчизняних компаній із зарубіжним досвідом відображено на рис. 1.

Для того, щоб підготувати об'єм документації для етапу Basic Design, звернемось до стандарту Американського нафтогазового інституту API RP 2A (розділ 9). У вказаному вище стандарті поняттю Design Basis приблизно відповідають «Design Drawings and Specifications». Відповідно API RP 2A на етапі Basic Design проектні креслення повинні давати наочну інформацію по основних компонентах об'єкта. Акцент на цих кресленнях ставиться на загальне розташування обладнання і основні характеристики обладнання. Проектні креслення включають план розташування і орієнтацію конструкції на родовищі та розташування обладнання на палубах платформ різної конструкції.

Співвідношення етапів виконання інжинірингових робіт згідно українських нормативних вимог і робіт по стандарту API RP 2A відображено на рис. 2.

Аналізуючи наведені вище порівняння, необхідно обережно підходити до використання терміну Basic Design як аналогічного до «Проект». Як правило, склад документів Basic Design визначається внутрішніми стандартами компаній, які спеціалізуються на проектуванні морських об'єктів, тобто відсутній чіткий перелік документів для цього етапу.

Оцінка вартості проекту на цьому етапі виконується з точністю від 10% до 15%. На думку деяких зарубіжних спеціалістів, в Process Design Package представлено близько 50% всієї необхідної документації по технологічному процесу об'єктів. На цьому етапі витрати на проектування технологічного процесу оцінюються в 50%.

Слід звернути увагу на тривалість виконання нафтогазових проектів. За міжнародними нормами можливе виконання робочої документації ще до того моменту, коли остаточно буде затверджено проектну документацію. В Україні, натомість, такої можливості нема, і присутнє більш складне бюрократичне оформлення документації. Це, в свою чергу, відображається на термінах реалізації проектів, а також до відсталості нововведених енергетичних комплексів від останніх тенденцій світового нафтогазового інжинірингу [6-11].

Підводячи підсумки даного розділу слід зазначити, що при проведенні тендерів на розроблення проектної документації для морських стаціонарних нафтогазових об'єктів за участі іноземних Виконавців в технічному завданні на проектування Замовником повинен бути представлений перелік необхідних для розробки документів. Ця умова не тільки поставить в рі-

Таблиця 1 – Етапи, документи і результати інжинірингової діяльності в процесі реалізації інвестиційного проекту

Відповідно до міжнародної практики	Відповідно до вітчизняної практики
Передінвестиційний етап	
<u>Feasibility Study</u> (аналіз економічної доцільності):	<u>Інвестиційний задум:</u>
- Consulting	- Як правило відсутній
- Preliminary Engineering (попередній інжиніринг)	- Розробка документів: ✓ Техніко-економічні розрахунки (ТЕР); ✓ Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО)
- Feasibility Report (техніко-економічний звіт)	
- Документи, які відповідають технічному завданню (ТЗ) і комплексному технологічному завданню (КТЛЗ), зазвичай не розробляються	- Розробка документів: ✓ Завдання на проектування; ✓ Технічне завдання на розробку обладнання
- підготовка конкурсної документації для ЕРС/ЕРСМ контрактів	- Розробка документів: ✓ Технічних вимог до основного обладнання для замовника (інвестора); ✓ Підготовка конкурсної документації для ЕРС/ЕРСМ контрактів
Інвестиційний етап	
- Basic Engineering (базовий інжиніринг)	- Розробка: ✓ Проект або робочий проект (РП)
- Detailed Engineering (детальний інжиніринг)	
- Здійснення функції технічного агента-інженера	- Відсутній
- Нагляд за будівництвом	- Авторський нагляд ведеться організацією, яка здійснила розробку проектної документації
- Участь в прийомі обладнання, в здачі об'єкта в експлуатацію	- Цю функцію виконує авторський нагляд, в тому числі участь в робочій і державній комісіях

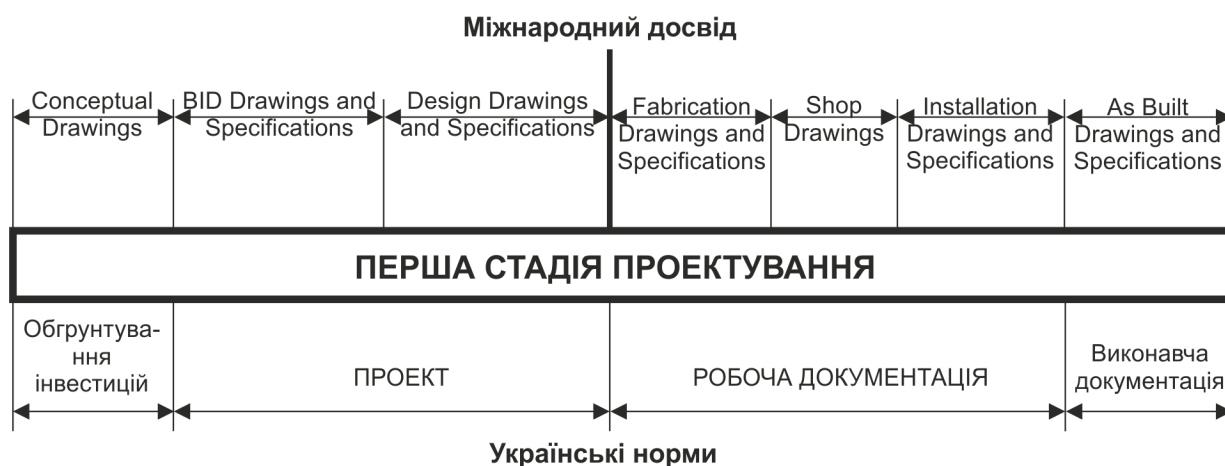


Рисунок 1 - Співвідношення етапів виконання інжинірингових робіт з будівництва морських гідротехнічних споруд українських та зарубіжних компаній

вні умови українських учасників тендерів, але й самому Замовнику дасть можливість отримати необхідний об'єм документації, яку він зобов'язаний представити на експертизу відповідно до Українського законодавства. Дуже важливо, щоб всі учасники складного процесу створення морських нафтогазових платформ

розуміли один одного, користуючись термінологією з чітким розумінням кожного поняття.

Характеристика стану інжинірингу в енергетичному секторі України. Важливий етап розвитку інжинірингу відбувся в 40-50 роках минулого століття. Після закінчення Другої

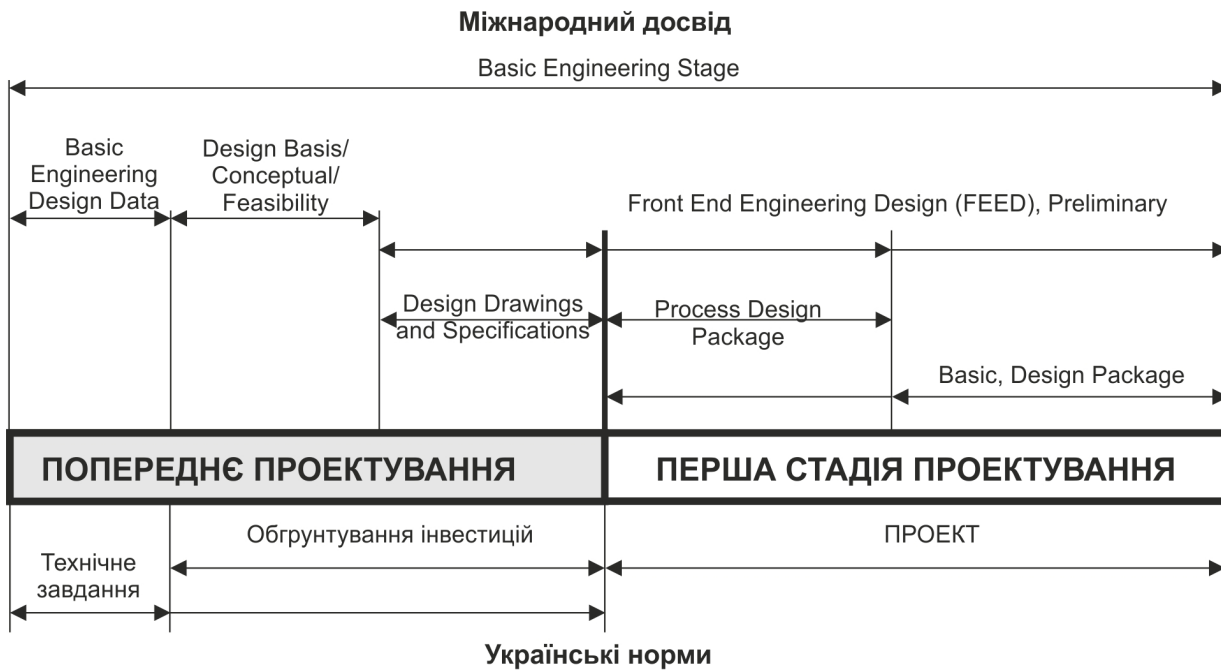


Рисунок 2 – Співвідношення етапів виконання інжинірингових робіт з будівництва морських гідротехнічних споруд згідно українських нормативних вимог та вимог Американського нафтового інституту

світової війни здійснювались великі проекти відновлення та модернізації об'єктів промисловості в Європі, а згодом почалась масштабна індустріалізація в країнах третього світу. У зв'язку з цим виникла нова для того часу потреба в комплексних інженерних послугах з метою реалізації проектів «під ключ». Нерідко умови контракту визначали не тільки будівництво промислових об'єктів, але і допомогу Замовнику у введенні в експлуатацію. Послуги в області інжинірингу стали більш різноплановими, виникли профільні внутрішні і міжнародні ринки.

В 1970-1980 рр. виникла потреба в уточненні поняття «інжиніринг», систематизація його видів, а також уніфікація інжинірингових визначень не тільки на внутрішньодержавному, а й на міжнародному рівнях. Саме тоді Європейська економічна комісія ООН розробила «Інструкцію з укладення міжнародних договорів інжинірингу», «Інструкцію з укладання міжнародних договорів консорціуму» і ін.

Сучасному етапу розвитку енергетичного сектора України в умовах становлення ринкових відносин і інтеграції у світові процеси характерні наступні особливості, які впливають на інжинірингову діяльність:

- реінжиніринг раніше використовуваних моделей організації робіт;
- перенесення функцій Замовника з державних органів на компанії різних форм власності;
- відхід держави від участі в ЕРСМ процесів у створенні нових об'єктів капітального будівництва;
- розширення області використання міжнародних стандартів – як в інжинірингу, так і в технічному регулюванні;

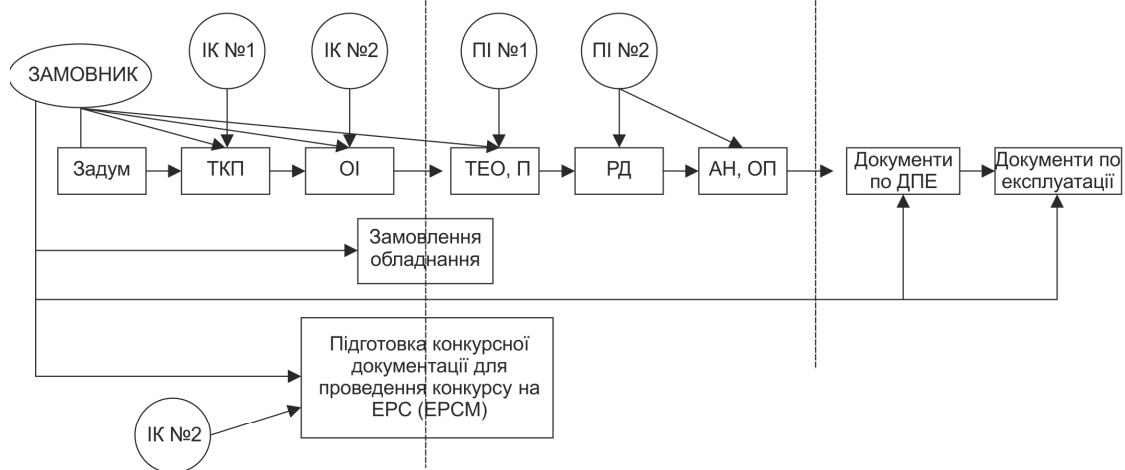
– формування на глобальному ринку інжинірингових послуг нових моделей росту і конкуренції.

Аналізуючи світовий досвід, можна виділити наступні категорії інжинірингових компаній – залежно від предметної області послуг:

- інженерно-консультаційні, які надають відповідні послуги без постачання обладнання;
- інженерно-технологічні – надають Замовнику технології, необхідні для будівництва промислового об'єкта і його експлуатації;
- інженерно-будівельні – вони можуть надавати весь комплекс послуг, пов'язаних зі створенням промислових і інших об'єктів на умовах «під ключ»;
- консультаційні з питань організації і управління (Management Consultant) – в перелік їх робіт входить управління підприємствами, організація виробництва, збут і т.д.;
- інженерно-дослідні, які в основному спеціалізуються на розробці технології виробництва нових матеріалів.

Рекомендована в умовах України схема переходу від теперішнього стану інжинірингу до кінцевої моделі взаємодії комплексної інжинірингової компанії і інших учасників будівельної діяльності наведено на рис. 3, 4. Організації, які представляють одну групу інжинірингових послуг (в силу технологічної єдності процесів створення і експлуатації технологічних систем) прийдуть до розуміння необхідності роботи в обох формах інжинірингу – будівельній і експлуатаційній.

Необхідність об'єднання послуг комплексного інжинірингу в рамках однієї компанії зумовлено наступними реаліями:



ТКП - техніко-економічна пропозиція
 ОІ - обґрунтування інвестицій
 П - проект
 РД - робоча документація
 АН - авторський нагляд

ОП - оперативне проектування
 ДПЕ - дослідно-промислова документація
 ІК - інжинірингова компанія
 ПІ - проектний інститут

Рисунок 3 – Типовий сучасний розподіл сфер бізнесу учасників будівельної діяльності

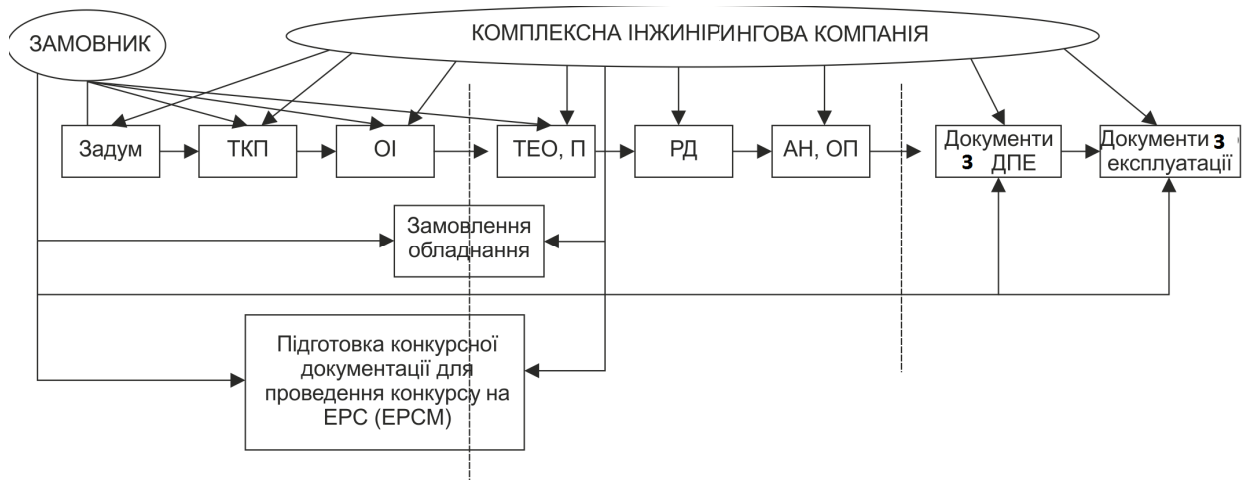


Рисунок 4 – Типовий сучасний розподіл сфер бізнесу учасників будівельної діяльності при запровадженні комплексного інжинірингу

- промисловий енергетичний об’єкт – надзвичайно складна і тому потенційно небезпечна система, що потребує єдності задуму і реалізації, а також єдності відповідальності за прийняття технічних рішень;
- оптимальний спосіб роботи з моделлю – супроводження від задуму до реалізації в робочих кресленнях;
- накопичення компетенції є найбільш ефективною і корисною, коли аналізується досвід експлуатації об’єкту і акумулюються практичні знання з метою удосконалення процесів в майбутньому;
- така схема дає змогу оптимізувати задум за критерієм ціна-якість.

Екологічна складова будівельного інжинірингу. В останні 30 років міжнародна спільнота приділяє все більшу увагу екологічним аспектам промислового і громадського будів-

ництва. Деякі спеціалісти виокремлюють нову сферу інженерної діяльності – екологічний інжиніринг. Його сутністю є моделювання природоохоронних заходів, а також формування екологічних потреб до проектної документації і контроль їх реалізації під час будівництва об’єктів.

Враховуючи тісний зв’язок будівництва і охорони навколишнього середовища, слід зауважити важливість екологічних проблем та їх вирішення в якості частини будівельного інжинірингу. Законодавство України в сфері охорони навколишнього середовища передбачає регулювання впливу господарської діяльності на навколишнє природне середовище за допомогою таких інструментів як проведення державної екологічної експертизи, екологічного контролю й екологічного моніторингу. Тут слід зауважити ускладнення бюрократичного оформлення екологічної документації, а також суворих

Таблиця 2 – Вітчизняний та міжнародний підходи до екологічної складової будівельного інжинірингу

Міжнародний підхід	Вітчизняний підхід
Вимоги дотримання в інвестиційних проектах заходів з охорони навколишнього середовища формуються кредиторами (Всесвітнім банком, МБРР, ЄБРР).	Вимоги дотримання в інвестиційних проектах заходів з охорони навколишнього середовища формуються державними органами.
На передінвестиційному етапі і початкових етапах інвестиційної стадії проводиться класифікація проектів у міру можливого впливу на навколишнє середовище і визначається необхідність виконання екологічної експертизи.	Проведення екологічної експертизи обов'язкове на будь-якому об'єкті незалежно від його технологічної важкості, об'єму капітальних вкладень, рівня впливу на навколишнє середовище.
В процедурі екологічної експертизи принцип «презумпції потенційно небезпечної екологічної безпеки» не використовується.	В процедурі екологічної експертизи законодавчо введено принцип «презумпції потенційно небезпечної екологічної безпеки» запланованої господарської діяльності.
Матеріали екологічної експертизи розглядаються кредиторами і інвесторами.	Матеріали екологічної експертизи розглядаються державними органами (а також міжвідомчою комісією) по трьохетапній системі.
В основу екологічних експертиз на передінвестиційному і інвестиційному етапі закладено вимоги з моніторингу навколишнього середовища і відповідності результатів досліджень національним екологічним стандартам.	В основу екологічних експертиз на передінвестиційному і інвестиційному етапі закладено розрахункові методи, науковий аналіз, співставлення з аналогами і прогнозні оцінки.
Екологічні ризики оцінюються кредиторами, інвесторами, власниками і являються однією із основ для прийняття рішення про реалізацію інвестиційного проекту.	Екологічні ризики оцінюються державними органами, котрі приймають рішення про можливість реалізації інвестиційного проекту незалежно від форми власності компанії-замовника.

вимог до обладнання, матеріалів і конструкцій в частині їх впливу на навколишнє середовище.

Аналіз підходів до екологічної чистоти об'єктів капітального будівництва в Україні та більшості розвинутих країн світу відображено в табл. 2. Вони зумовлені тим, що українські норми значною мірою суперечать законодавчо-закріпленим міжнародним принципам «мінімально необхідних вимог, що забезпечують екологічну безпеку» і «неможливості здійснення перешкод підприємницькій діяльності значною мірою, як це потрібно».

Інформаційні технології в проектуванні.

Науково-технічний прогрес швидкими темпами виводить світову нафтогазову індустрію на новий якісний рівень. Галузеві стандарти диктують все більш суворі правила проектування, а ринкова економіка зменшення термінів та вартості виконання комплексних проектів. Таку задачу можна вирішити лише переходом проектувальників до роботи з єдиною тривимірною моделлю проектного об'єкта разом з груповою методикою проектування даної моделі. Щоб залишатись на лідируючих позиціях передові нафтогазові компанії використовують систему автоматизованого проектування (САПР). САПР – це комп'ютерна система обробки інформації, що призначена для автоматизованого проектування (CAD), розроблення (CAE) і виготовлення (CAM) кінцевого продукту, а також оформлення конструкторської і/або техно-

логічної документації. Робота з САПР полягає у створенні інформаційної моделі виробу (двовимірної чи тривимірної, твердотільної), генерацію на основі цієї моделі конструкторської документації (креслень виробу, специфікацій тощо) і його наступний супровід.

САПР є особливо ефективним при запровадженні його у виконанні проектів «під ключ» (EPC). Інтегрована концепція проектування дає змогу ефективно здійснювати управління проектами та значно зменшити термін їх реалізації. САПР дає можливість Генпроектувальнику інтегрувати проектування та будівництво, а також здійснювати контроль за Субпідрядними організаціями. Це все робить можливим придбання обладнання та будівництво ще перед завершенням проектною стадією, тим самим зменшуючи терміни та вартість проекту. На рисунку 5 зображено 3D модель, яка дає змогу компанії CNGS Engineering, використовуючи САПР, підготувати тендерну документацію Basic Design всього за 14 днів. Ще одною перевагою запровадження САПР в EPC організаціях є можливість реалізації декількох проектів одночасно.

Використання САПР дає змогу здійснювати управління персоналом з більшою точністю та динамічністю. Впровадження системи дає можливість всім учасникам комплексного проекту працювати в одному інформаційному середовищі (що є особливо важливим для міжнародних проектів).

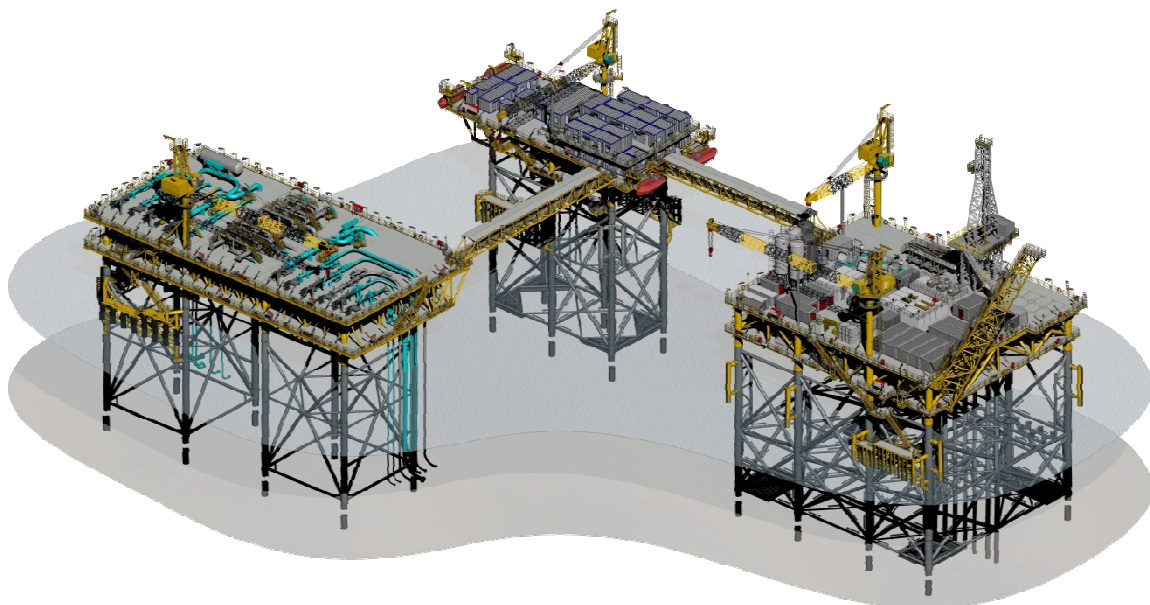


Рисунок 5 – 3D модель бурової, житлової та райзерних платформ для шельфу Каспійського моря

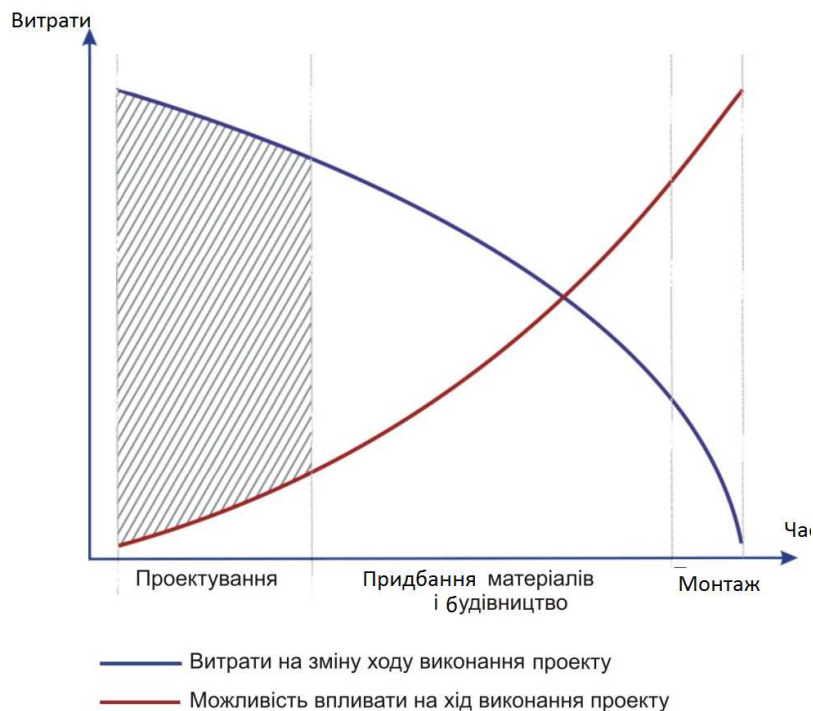


Рисунок 6 – Вплив витрат на можливість зміни ходу проекту в часі

Загальна частка вартості проектних робіт для реалізації проектів з будівництва морських стаціонарних платформ становить не більше 15%, проте неточності та помилки допущені на цьому етапі призводять до значних економічних втрат для підприємств. Схематичну залежність витрат на внесення змін в проект в процесі його реалізації зображено на рисунку 6. Точка перетину кривих – точка мінімальної рентабельності проекту (подальші зміни призводять до економічної недоцільності). Побудова деталізованої 3D моделі дає змогу передбачити потенційні ризики і таким чином зменшити капі-

таловкладення на етапі будівництва. На рис. 7 зображено 3D модель та фотографія райзерної платформи Block-4, термін реалізації проекту (проектування та будівництва) склав 11 місяців. Використання 3D моделі під час реалізації EPIC проекту групою компаній CNGS Group дало змогу отримати всю конструкторську документацію шляхом генерації планів, виглядів, ізометрій, специфікацій, відомостей матеріалів, а також проведення необхідних технологічних розрахунків в програмному комплексі компанії Bentley Systems.



Рисунок 7 – 3D модель та фотографія платформи Block-4, встановленої на шельфі Каспійського моря

Висновки

У статті наведено порівняння етапів реалізації комплексних проектів у вітчизняній та міжнародній практиці і відповідно складу технічної документації; проведено аналіз структур проектних організацій; проведено аналіз підходів до екологічної складової будівельного інжинірингу та наведено ефективність запровадження системи автоматизованого проектування в проектних організаціях.

Література

1 Екологічний менеджмент: навчальний посібник / За ред. В.Ф. Семенова, О.Л. Михайлюк. – К.: Знання, 2006. – 366 с.

2 Осика Л.К. Современный инжиниринг / Л.К. Осика // Профессиональный журнал. – 2010 (квітень). – 04 (76). – С. 11-21.

3 Мешко Н.П. Основные тенденции развития международной торговли технологиями / Н.П. Мешко, В.А. Попова // Эффективная экономика. – 2013. – № 5. – С. 12-18.

4 Презентація інвестиційного потенціалу України та Національних проектів у 16 фінансових центрах світу. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.ukrproject.gov.ua>.

5 ДБН А.2.2-3-2012 «Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектно-документації для будівництва». – К., 2012. – 26 с.

6 «Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design» API RP 2A-WSD. – 2005. – 54 pp.

7 Александр М. Неподходящий Basic Design / М. Александр, И. Каплин // Oil and Gas Journal Russia. – 2011 (травень). – № 05 (49). – С. 6-10.

8 Инжиниринговая компания CNGS Group. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.cngsgroup.com>.

9 Програма збільшення видобутку природного газу на шельфах Чорного і Азовського морів до 2015 року ДАТ «Чорноморнафтогаз». [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.blackseagas.com>.

10 Програмний комплекс Bentley Systems. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.bentley.com>.

11 Копей Б.В. Аналіз конструкцій морських бурових та експлуатаційних платформ типу SPAR / Б.В. Копей, О. В. Жиліна // Буріння. – 2010. – № 1,2(5). – С.26-29.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.04.13*

*Рекомендована до друку
професором Івасівим В.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Хоминцем З.Д.
(ТзОВ «ЕМПІ-сервіс», м. Івано-Франківськ)*

МЕТОДОЛОГІЧНІ СТРАТЕГІЇ МЕНЕДЖМЕНТУ ПРОЕКТІВ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Р.І. Храбатур, М.М. Яцишин, О.Ф. Козак, О.В. Храбатур, Г.В. Григорчук

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 754252,
e-mail: roman.khr@yaho.com*

Дане дослідження спрямоване на вирішення питань менеджменту проектів програмного забезпечення. Менеджмент проекту ґрунтується на використанні визначених знань, умінь, засобів і методів для досягнення поставленої мети. Досвід реалізації навіть відносно нескладних проектів свідчить, що труднощі, з якими стикаються розробники, обумовлені браком знань про сучасні методи та засоби ведення проекту, відсутності методології створення інформаційних систем, а також невідповідністю організувати ефективну проектну команду. Досліджено принципи теорії управління проектами з розробки програмного забезпечення, планування, контролю та оптимізації процесів розробки програмного забезпечення. Обґрунтовано основні поняття управління проектами, класифікація проектів та задач управління проектами, проаналізовано системні підходи та методи управління проектами.

Ключові слова: програмне забезпечення, інформаційні системи, інформаційно-обчислювальна система, менеджмент.

Данное исследование направлено на решение вопросов менеджмента проектов программного обеспечения. Менеджмент проекта основывается на использовании определенных знаний, умений, средств и методов для достижения поставленной цели. Опыт реализации даже относительно несложных проектов свидетельствует, что трудности, с которыми сталкиваются разработчики, обусловленные недостатком знаний о современных методах и средствах ведения проекта, отсутствия методологии создания информационных систем, а также неумением организовать эффективную проектную команду. Исследованы принципы теории управления проектами по разработке программного обеспечения, планирования, контроля и оптимизации процессов разработки программного обеспечения. Обоснованы основные понятия управления проектами, классификация проектов и задач управления проектами, проанализированы системные подходы и методы управления проектами.

Ключевые слова: программное обеспечение, информационные системы, информационно-вычислительная система, менеджмент.

The research work is intended to solve the issues in management of software projects. The project management is based on application of the certain knowledge, skills, means and methods for the goal to be achieved. The implementation experience of even comparatively simple projects proves that the difficulties which are faced by developers are caused by lack of knowledge about modern methods and means of running the project, absence of methodology for creating information systems as well as incapability to arrange an efficient project team. The theory principles of projects management in software development, planning checking and optimization of software development processes have been researched. The main notions for projects management, projects classification and tasks for projects management have been proved and the system concepts and methods of projects management have been investigated.

Key words: software, information systems, data processing system, management.

Можливі варіанти розвитку проекту розробки програмного забезпечення представляються як безліч операційних маршрутів, серед яких виділена область допустимих траєкторій. Управління розглядається як діяльність, що перешкоджає виходу траєкторії з області допустимості. У рамках цих угод описуються стратегії управління, прийняті в існуючих методологіях. З позицій стратегічних концепцій обговорюються жорсткі та гнучкі методології.

Актуальність теми. Якість планування розвитку проекту залежить, від точності встановлення для кожного етапу операційних маршрутів, які є оптимальні для досягнення цілей проекту (або виробничої функції). При такому розгляді розробки програмного забезпечення, *методика* (точніше, метод) - це здатність підтримати проходження операційного маршруту за допомогою певних приписів, угод, рекомендацій та регламентів. Не слід плутати цей тер-

мін з поняттям методики використання інструменту, яке пов'язується не з конкретною функцією, а з потенційною реалізацією різних функцій. *Методологія* - це, по-перше, стратегія, яка відображає напрями побудови та виконання системи діяльностей, тобто угоди про те, яким чином має розвиватися система; по-друге, набір методів, засобів та інструментів, які узгоджені зі стратегією.

Мета і завдання дослідження. Мета – це дослідження методологічних стратегій менеджменту проектів програмного забезпечення та ефективного управління проектами інформаційно-обчислювальної системи, що використовується в нафтогазовій галузі.

Проект загалом можна представити у вигляді конуса операційних маршрутів, центр якого відповідає задуму, а підстава - безлічі всіх варіантів завершення проекту. На підставі конуса виділяється цільова область - варіанти

завершення проекту, що відповідає меті розробки. Траєкторії, які ведуть в цільову область, є допустимими (рис. 1).

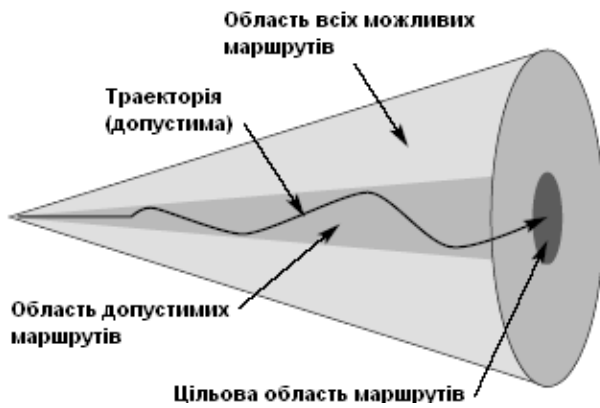


Рисунок 1 – Конус операційних маршрутів проекту

Якщо розробка проекту не керована менеджером, то ймовірність того, що його траєкторія виявиться допустимою, вельми невисока - занадто розрізняються цілі діяльностей, які спонтанно формуються у виконавців. З цієї причини впроваджується діяльність менеджера, одна з цілей якої - не допустити відхилення траєкторій діяльності виконавців від цільової області проекту. Для цього у керівника повинні бути засоби, що дають змогу виявляти відхилення, та інструменти впливу, призначені для коректування відхилень. Багато різних методик, що використовуються на практиці, можна враховувати до даних засобів і інструментів. Так, саме за принципом виявлення відхилень і швидкого коректування будується робота менеджера в рамках підходу екстремального програмування. Науковець Бек у викладі цього підходу наводить метафору водіння автомобіля, якому уподібнюється розвиток проекту. Водій просто коректує рух таким чином, щоб машина не відхилилася від полотна шосе. У вигляді схеми це може бути зображено так, як зображено на рис. 2.

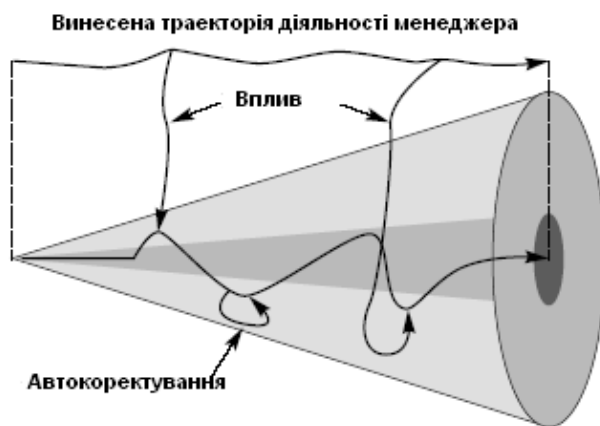


Рисунок 2 – З'ясування відхилень і коректування траєкторії

Водночас контроль діяльності проекту загалом є надскладним завданням, а тому потріб-

ні як кошти (багато з методик екстремального програмування та інших методологій призначено саме для цього), так і спеціальні заходи. Останнє призводить до двох стратегій розвитку проекту, які розглядаються нижче.

Для реалізації загальної глобальної задачі проекту вона розбивається на під задачі, які вирішуються послідовно. Кожне рішення призводить до результатів, що використовуються наступним завданням. Зокрема, воно дає можливість уточнити постановку задачі і коло діяльностей, які доцільно активізувати. Таким чином, операційні маршрути проекту загалом розбиваються на послідовність етапів зі своїми локальними цілями.

Постановка завдання кожного етапу характеризується:

- суб'єктом-виконавцем;
- термінами вирішення завдання;
- виділеними ресурсами;
- засобами, інструментами та методами вирішення завдань;
- контрольними заходами, що дають можливість упевнитися, що завдання етапу вирішені.

До кінця етапу ставляться так звані контрольні точки, які призначені для того, щоб підвести локальні підсумки і перейти до робіт наступного етапу. Інструментами діяльності в контрольних точках є контрольні заходи. Якщо з'ясується, що завдання етапу може бути не виконано, тобто траєкторія, що реалізує діяльність етапу, вийшла з допустимої області, то виконуються дії з метою повернення траєкторії в цю область. Зокрема, використовуються схеми з'ясування відхилень і коригування траєкторії. Контрольна точка - це своєрідний бар'єр, який треба подолати, щоб перейти до робіт наступного етапу.

Продовження робіт після заходів в контрольних точках залежить від того, в якому стані опинився проект. Так визначається зміст робіт чергового етапу і поділ подальших робіт надалі. Так, якщо задача пройденого етапу включала з'ясування ринкової ситуації, то результатом її рішення може виявитися, що слід віддати перевагу придбання продукту, а не його розробці. Як наслідок, подальша робота щодо досягнення кінцевих цілей проекту повинна змінити характер: місце діяльності з виготовлення повинно бути зайнято закупівлею та постачанням готового виробу. Інші варіанти результату вирішення цього завдання - форсування робіт, додаткові інвестиції (наприклад, в рекламу) і т.д.

Якщо поділ роботи на етапи залишається незадовільним, то він, у свою чергу, розбивається на локальні етапи, роботи або завдання, що допускають відносно автономне керування тим чи іншим способом, у тому числі шляхом з'ясування відхилень і коригування, а також можуть бути враховані додаткові контрольні точки. Якщо ресурсне забезпечення проекту, можливості виконавців і залежності між роботами за результатами допускають суміщення робіт, то вони можуть виконуватися паралельно, а для синхронізації встановлюються додат-

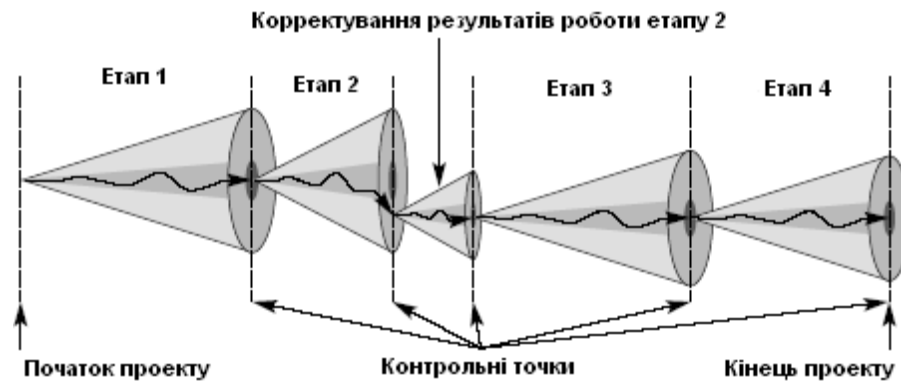


Рисунок 3 – Послідовний розвиток проекту

кові контрольні точки. Розпаралелювання може підтримуватися діяльністю менеджерів за напрямками.

Стратегія визначення етапів отримала назву послідовного розвитку проектів. Це історично перша стратегія, якої дотримувалися під час розробки програмних проектів, а тому для неї існує багато методик та їх варіантів, але всі вони укладаються в схему, зображену на рис. 3.

Зі схеми видно, що послідовний розвиток скорочення обсягу конуса операційних маршрутів досягається за рахунок розбиття його на ряд більш дрібних конусів.

Скорочення обсягу конуса операційних маршрутів можна добитися шляхом виокремлення в загальному завданні проекту таких її частин, які стають прийнятними (доступними) для управління. На відміну від попередньої стратегії, тут як перша, так і наступні виділяють завдання, які частково вирішують проблеми користувача. Кожного разу будується програмний виріб, який в застосовується на практиці, навіть, якщо неповністю задовольняють потреби користувача. Таким чином, в даній стратегії замість підзадач виділяються вимоги, які планується реалізувати. У сукупності вимог виділяється перша порція, потім наступна і т.д., які послідовно, від релізу (випуск програмного забезпечення) до релізу наближають програмний виріб до стану, що задовольняє проект, і потреби користувачів у вирішенні їхніх завдань.

Кожне з часткових рішень називається ітерацією проекту, а стратегія такої розробки – ітеративним розвитком проекту або ітеративним нарощуванням можливостей системи. В результаті виконання однієї ітерації будується самостійний програмний виріб, залежний від результатів попередніх ітерацій. Принципово: реліз ітерації ніколи не скасовує користувацьких можливостей, досягнутих на попередніх ітераціях.

Принципи та методи вибору вимог для реалізації на поточній ітерації в різних методологіях можуть розрізнятися істотно, але всі сходяться в одному: завдання ітерації повинні бути досяжні для менеджменту. В іншому, спектр підходів простягається від обліку актуальності для користувача і до глибокого аналізу всіх вимог, відомих і передбачуваних на даний мо-

мент. Це проводиться з метою визначення такої архітектури системи, яка допускає послідовне ітеративне нарощування можливостей без переробки результату попередніх ітерацій. Взагалі, стосовно архітектури можна класифікувати всі ітеративні методології, що проявляються в тому, яке місце в проекті займають підготовчі роботи до ітерації.

На рисунку 4 у вигляді схеми зображено стратегію ітеративного нарощування можливостей системи.

Прямокутники, зображені поблизу основ конусів операційних маршрутів ітерацій, відповідають вимогам: виділено блок вимог, призначений для реалізації; пунктиром – відпрацьовані вимоги. Кількість прямокутників при переході від ітерації до ітерації зростає, що відображає надходження нових вимог в ході розвитку проекту.

При розгляді схеми ітеративного нарощування можливостей системи легко зауважити, що конуси ітерацій можна, принаймні візуально, представляти як конуси етапів. А чи не можна у зв'язку з цим вважати ітеративну стратегію окремим випадком послідовної схеми визначення етапів – в якому кожен етап є ітерація? Відповідь на це питання найчастіше негативна. Справа в тому, що поділ діяльності, яке ми назвали стратегією визначення етапів, припускає мету виконання, пов'язану з використанням отриманих результатів на наступному етапі. А ця умова для ітеративного нарощування не завжди виконується. Але, якщо крім того, що в ході ітерації готується реліз системи, вона передбачає побудову бази для реалізації наступної ітерації, то розгляд ітерацій як етапів проекту досить природний. Однак, залишається ще одна відмінність: при поетапному розподілі проекту зазвичай ціль і зміст усіх етапів визначаються на початкових стадіях, тоді як ітеративне нарощування не пов'язане з цим припущенням і, більш того, навіть кількість ітерацій, не кажучи вже про їх зміст, не фіксується заздалегідь.

Важливо зазначити, що стратегія ітеративного нарощування не фіксує методик роботи в рамках ітерації. Виконання вимоги видимості завдань ітерації дає підставу для того, щоб розробку ітерації підпорядковувати будь-якій стратегії. За рахунок звуження завдання про-

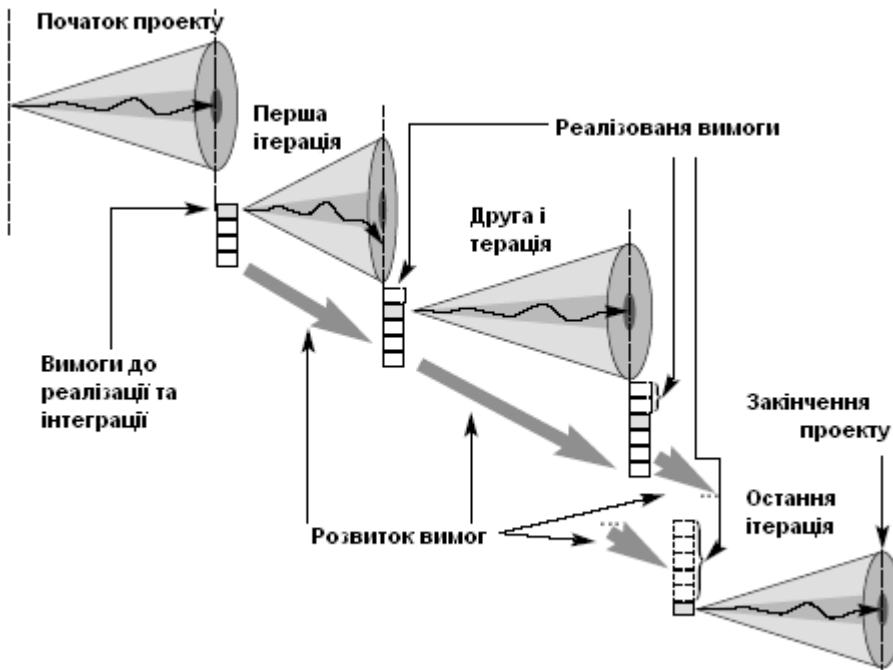


Рисунок 4 – Ітеративне нарощування можливостей системи.

екту розробники можуть послабити вимоги видимості і вирішити задачу ітерації як розробку самостійного проекту, наприклад підпорядкувати його послідовній стратегії, і це звичайний шлях реалізації. Найчастіше немає необхідності розглядати розробку ітерації проекту як вкладений ітеративний проект, так як у користувачів не виникає потреби в переході до дрібного релізу, "вкладеному" у більш загальний реліз. Проте іноді готують так звані "білди системи" - її варіанти, які поставляються в ході експлуатації релізу, наприклад, для швидкого виправлення помилок.

Визначаючи стратегії послідовного та ітеративного розвитку проекту, ми виходили з того, що контроль діяльності проекту - завдання, що вимагає спеціальних організаційних підходів. Загальною метою є створення програмного продукту в упорядкований процес, в рамках якого розвиток проекту можна зробити більш прогнозованим і ефективним. Для цього, зазвичай, створюється детальний опис процесу розробки системи, особливе місце в якому займає планування. Інакше кажучи, створюється метод, за допомогою якого передбачається побудова даної системи. В подальшому методи керування проектом узагальнюються, і в результаті досвід їх застосування перетворюється в методику, або, як зараз прийнято говорити, методологію. Нерідко при такому формуванні методики - методології фіксуються проміжні і випадкові рішення, що опинилися корисними через специфіку вдалих проектів. Поряд з усім корисним, ці рішення оголошуються обов'язковими, стандартними, їх потрібно застосовувати і тоді, коли вихідні передумови втрачені. Щоб слідувати таким методологіями, доводиться виконувати безліч різних приписів, що уповільнює темпи основних програмних робіт. Тому їх називають великоваговими або жорсткими.

Жорсткі методології привабливі для замовників програмних проектів, які завжди можуть перевірити, чи дійсно процес розробки впорядкований і результати відповідають планам. Природно пов'язувати цю можливість з організацією, яка отримує замовлення і забезпечує його менеджмент, оскільки крім побажань організації – можливий адміністративний контроль.

В даний час створено стандарти зрілості процесів розробки програмного забезпечення. Серед них найбільш поширеною є пропозиція Інституту програмної інженерії при Університеті Карнегі-Меллона - так звана модель SW-CMM (Capability Maturity Model for Software). Цю модель можна вважати загальноприйнятною, оскільки на неї найчастіше орієнтуються замовники, зокрема з Міністерства оборони США, пропонуючи проекти тільки тим організаціям, які сертифіковані на рівнях зрілості "чотири" і "п'ять". Зазначено, що модель CMM було сформовано при вагомому впливі практики військових замовлень з їх жорсткою процедурою контролю і звітності. Пропозиції CMM для визначення зрілості організації спираються на те, які процедури управління програмними проектами, відстеження їх розвитку та інші менеджерські методи прийняті в якості фірмового стандарту. Методології програмування, побудовані на базі цих пропозицій, часто розглядають як еталон жорсткості.

На протигагу жорстким методологіям, останнім часом сформувався компромісний підхід, який об'єднано загальним терміном «agile development». На українську мову його переводять як швидкий розвиток, гнучкі методології (див. переклад статті М. Фаулера) і навіть "спритні технології". У новому підході намагаються надати можливість полегшеної організованої роботи програмним колективам,

коли перевантаженість стандартизованого процесу перешкоджає ефективності. Вони претендують на те, що їх застосування можливо навіть тоді, коли не вдається точно представити проект на початку його створення. У цих випадках пропонується залучення замовника до формування завдань та коригування припущень протягом усього розвитку проекту. За його допомогою намагаються виявляти, найбільш точно і без зайвих бюрократичних процедур, актуальні потреби користувачів, що склалися в даний момент. В результаті з'являється можливість вказати саме ті вимоги, реалізація яких є необхідною і допускає максимальну короткі терміни випуску релізу.

Всі методології швидкого розвитку орієнтуються на стратегію ітеративного нарощування можливостей системи, але з частковою відмовою від постулату незмінності апріорної архітектури. При цьому не тільки допускається, але навіть передбачається, що архітектура системи, а значить і програмний код, будуть змінюватися при переході від релізу до релізу. Всі вони надають розробникам значно більшу свободу, ніж, приміром, вимоги стандартів СММ. Але не слід думати, що цей підхід повністю скасовує жорсткі методології і, як визначають Боем і Тюрнер, необхідний баланс між свободою швидких методологій і дисципліною.

Більш детально охарактеризувати всі методології швидкого розвитку спільно є неможливим - занадто різні їх вихідні принципи, занадто залежні вони від специфіки колективів, які займаються розробками програмного забезпечення. На стратегічному рівні їх дійсно об'єднає так званий «Agile Manifesto», прийнятий ентузіастами в лютому 2001 року в містечку Сноуберд (США), який зводиться до чотирьох постулатів:

- індивідууми та їх взаємодія є важливішим від процесів та інструментів;
- працездатне програмне забезпечення є важливішим від ведення обширної документації;
- співпраця із замовником є важливішою від самого процесу укладення контракту;
- готовність до змін є важливішою за дотримання пунктів плану від слідування планом.

Мабуть, ніхто не стане заперечувати ці положення. Але чи можна всерйоз говорити про відмову від того, що зазначено в правій частині кожного з тез маніфесту, якщо прагнути до виготовлення надійних програмних продуктів? Адже і автори так званих монументальних методологій в свій час теж прагнули поліпшити процес розробки програмного забезпечення! І чи не вийде так, що, прагнучи до полегшення процесу, доведеться вводити надмірно жорстку дисципліну, при якій тільки й можна буде відповідати маніфесту. Зрозуміло, у кожного підходу є межі застосування, і якщо не виходити за їх межі, то можна гарантувати відповідну якість. Успішність багатьох гнучких розробок вказує на те, що цей підхід досить змістовний.

З точки зору теорії діяльності, стратегічне розмежування між жорсткими та швидкими

методологіями пов'язано з характером видів діяльності, на підтримку яких націлений кожен з підходів. Для жорстких методологій характерне прагнення забезпечити розробників рецептами, що не вимагають обговорень, тобто потрібно виконувати відомі приписи, дотримуватися регламентів, щоб відповідні операційні маршрути наближали до допустимих траєкторій. Іншими словами, жорсткі методології підтримують переважно такі діяльності, які можна назвати імперативними. У цій підтримці велику питому вагу має орієнтація на методи-припису, яким підпорядковуються засоби та інструменти як елементи діяльності. Тому тут значне місце приділяється плануванню, вимірам процесу з метою його відстеження, менеджменту як діяльності, що забезпечує не тільки корекцію неприпустимих траєкторій, але і прийняття рішень в не детермінованих випадках, тобто тоді, коли утруднений підбір відповідного рецепту для розробників.

На відміну від традиційних підходів швидкі методології орієнтуються на те, що діяльність з виробництва програмного забезпечення по своїй суті є переважно креативними, тобто такими, в яких від розробників вимагається не тільки розпізнавання ситуацій та застосування в них відомих методів, але і конструювання нових методів дій. А це інший, більш високий рівень знань і умінь. Як зазначає Фаулер, процес розробки програмного забезпечення постійно адаптується до мінливих вимог користувачів і є принципово непередбачуваний. Ця якість обумовлює креативність діяльності не тільки на початку проекту, але й протягом усього його розвитку. Непередбачуваність і креативність розробки програмного забезпечення вказує на те, що готових рецептів на всі випадки життя просто не вистачить, а тому серед елементів діяльності засоби та інструменти повинні мати більшу питому вагу, ніж методи.

У таблиці 1 подано порівняння жорстких і швидких стратегій в методологіях програмування.

З цього порівняння можна зробити висновок, що швидкий процес більше відповідає проектам, в яких вимагається до повної міри використовувати творчий потенціал співробітників. При жорстких методологіях серед інших показників цінності співробітника істотне місце займає здатність виконувати приписи, старанність, тоді як при швидких підходах - ініціативність, прагнення до взаємодопомоги. У жорсткому проекті замовник протиставлений виконавцям (одна з функцій менеджера безпосередньо пов'язана із забезпеченням взаємодії із замовником), а необхідною умовою швидкого проекту є тісна співпраця з замовником, як з членом команди виконавців.

Таким чином, вже на стратегічному рівні можна розмежувати сфери адекватного використання двох підходів. Це розмежування безпосередньо впливає з їхнього зіставлення. Зрозуміло, що у багатьох випадках можливі обидва варіанти організації проектної діяльності. Однак, пристосованість жорстких методологій до

Таблиця 1 – Порівняння жорстких і швидких стратегій в методологіях програмування

Жорсткі методології	Швидкі методології
Орієнтація на передбачувані процеси розробки програмного забезпечення з чітко визначеними цілями.	Усвідомлення того, що процеси розробки програмного забезпечення в принципі непередбачуваними.
Розпізнавання ситуацій і застосування готових методів.	Розпізнавання ситуацій та конструювання методів для роботи в них.
Планування з визначенням етапів: з обсягом робіт, з ресурсами, з термінами та рівнем якості робіт.	Дотримання балансу між параметрами проекту: обсягами робіт, ресурсами, термінами і рівнем якості робіт.
Замовник - суб'єкт, зовнішній по відношенню до проекту, що впливає на розробку тільки через надання ресурсів і контроль результатів, у тому числі, з поетапними термінами виконання проекту.	Замовник (його представник) - член команди розробників, наділений правом впливати на розробку; його головною метою є відстеження актуальності завдань, що вирішуються.
Рольовий розподіл праці працівників проекту.	Спільна діяльність співробітників і колективна відповідальність за результати.
Дисципліна і підпорядкування.	Самодисципліна і співробітництво.
Знеособлений процес, виконавці якого визначаються тільки за кваліфікаційними вимогами.	Процес, максимально враховує особисті якості виконавців.

імперативності вказує на можливість і виправданість впровадження технологій, тоді як творчого процесу швидкого підходу технології можуть сприяти лише як набір інструментів, причому далеко не завжди достатньо повний. Тут варто пояснити, що ми розуміємо під технологіями. Це розуміння відображає наступне визначення. Технологія як діяльність - це середовище підтримки виконання діяльності, що володіє засобами та інструментами, а також методами їх застосування. Неухильне дотримання цих методів гарантовано забезпечить виробництво програмних продуктів, тобто отримання з наданих ресурсів і матеріалів, продукту-результату, відповідного цілям, в необхідному обсязі, за певний час і з прийнятним рівнем якості.

У визначенні явно проглядається використання понять трикутника менеджменту проектів та елементів діяльності. Додатковим в ньому те, що воно фіксує детермінований процес виробництва, в якому немає місця творчості. Саме творчість перешкоджає гарантіям отримання очікуваного результату в задані терміни.

Коли говорять про детерміновану діяльність, зазвичай під цим розуміють, що відсутні непередбачені, а значить, і не забезпечені методами дій ситуації. У контексті поняття технології, крім того, слід виділити й інший аспект детермінізму – в'язку методів і цілей, якій підпорядковані задані засоби та інструменти. Коли детермінізм порушується, тобто доводиться вирішувати проблеми вибору або стикатися з непередбаченими ситуаціями, настає кінець технології, і розробка вступає в область ремісничого виробництва, яке, можливо, є більш привабливою (за рахунок творчої складової), і цілком може призводити до підвищення якості, але не гарантує а ні результату, а ні дотримання термінів.

Розробники жорстких методологій старанно і послідовно витісняли “недетермінізм” з виробництва програмного забезпечення. Там, де це не вдавалося, вони виставляли своєрідні огорожі: з одного боку, це типові прийоми, вказівки та рекомендації, а з іншого - перевірка результатів, контрольні заходи і багато іншого. Але, незважаючи на появу різноманітних методик, засобів та інструментів підтримки управління, які змушені застосовувати менеджери, особливого успіху досягти їм не вдалося. Причина - вже не раз згадувана мінливість вимог, і властива природі людини схильність допускати помилки на всіх рівнях роботи. Відділяти ситуації від можливих помилок, допомагати їх пошуку, використовуючи засоби автоматизації, здатні ліквідувати багато рутинних операцій. Тому можна говорити про деяку технологізацію. Але від цього креативний процес програмування не став подібний до того, що демонструє матеріальне виробництво або, наприклад, бухгалтерський облік.

Представлене визначення технології досить конструктивне в будь-якій ситуації. Якщо елементи діяльності визначено, то можна задавати цілком конкретні питання, що дають змогу з'ясувати технологічність. Але, на жаль, перевірка галузі розробки програмного забезпечення на практиці свідчать про те, що технологічність її діяльності характеризується фрагментарністю: окремі види робіт, доведені навіть до рівня автоматизації комплексної технології, що охоплює весь процес, ніхто не пропонує. Швидше за все, складність виробництва програмного забезпечення, а також об'єктивна непередбаченість його, не дає можливості говорити про універсальність технологічного процесу на всі випадки життя.

Література

- 1 Храбатин Р.І. Систематизування математичних моделей систем управління у вигляді передавальних функцій / Р.І. Храбатин, Л.В. Саманів, М.В. Крихівський // Нафтогазова енергетика – 2011. – № 1(14). – С. 99-101.
- 2 Храбатин Р.І. Математичне моделювання регулювання тиску газу на компресорних станціях магістральних газопроводів / Р.І. Храбатин, Д.Ф. Тимків, М.В. Крихівський, Д.Д. Матієшин // Шоста науково-практична конференція з міжнародною участю «математичне та імітаційне моделювання систем МОДС 2011. – Чернігів, 2011. – С. 170-171.
- 3 Скопин И.Н. Основы менеджмента программных проектов / И.Н. Скопин. – М. Открытые системы, 2007. – 157 с/
- 4 Перевозчикова О.Л. Сучасні інформаційні технології / О.Л. Перевозчикова. – К.: Інститут економіки та права "Крок", 2002. – 121 с.
- 5 Уокер Ройс. Управление проектами по созданию программного обеспечения / Уокер Ройс. – М.: Лори, 2002 – 424 с.
- 6 Боэм Б.У. Инженерное проектирование программного обеспечения / Б.У. Боэм. – М: Радио и связь, 1995. – 511 с.
- 7 Бабенко Л.П. Основы програмної інженерії / Л.П. Бабенко, К.М. Лавріщева.. – К.: Знання, 2001. – 269 с.
- 8 Лешек А. Мацяшек. Анализ требований и проектирование систем. Разработка информационных систем с использованием UML / Лешек А. Мацяшек: пер. с англ. – М.: Вильямс, 2002. – 428 с.
- 9 Дин Леффингуэлл. Принципы работы с требованиями к программному обеспечению. Унифицированный поход / Дин Леффингуэлл, Дон Уидриг: пер. с англ. – М.: Вильямс, 2002. – 446 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.03.13

Рекомендована до друку
професором Юрчишиним В.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Лютаком І.З.
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ УДОСКОНАЛЕНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО ГЕНЕРАТОРА ІМПУЛЬСНО-ХВИЛЬОВОЇ ДІЇ НА НАФТОНОСНИЙ ПЛАСТ

М.В. Худін, О.М. Карпаш, С.П. Ващишак, О.І. Гутак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42430,
e-mail: kh.red@mail.ru, karpash@nung.edu.ua

Технологія впливу на продуктивний пласт імпульсами тиску й надалі залишається однією з перспективних. Розроблення нових пристроїв для збільшення видобування нафти та дослідження їхньої роботи є надзвичайно актуальним питанням в наш час. В даній статті обґрунтовано необхідність створення та розроблено дослідну установку для визначення параметрів роботи удосконаленого гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії. Проведено моделювання процесу роботи гідравлічного генератора як джерела акустичних коливань, температурного поля та гідродинамічних пульсацій. Розроблено методику проведення досліджень удосконаленого гідравлічного генератора на дослідній установці. Спектральні складові акустичних сигналів від гідравлічного генератора мають частоти від 25 Гц до 8 кГц. При цьому їхня амплітуда залежить від наявності резонансу в конструкції. Наводяться результати дослідження ефективності впливу удосконаленого генератора на процеси фільтрації рідини на насипній моделі пласта.

Ключові слова: пружні коливання, ефективність роботи, амплітуда коливань, температура.

Технология воздействия на продуктивный пласт импульсами давления по-прежнему остается одной из самых перспективных. Разработка новых устройств для увеличения добычи нефти и исследование их работы является чрезвычайно актуальным вопросом в наше время. В данной статье обоснована необходимость создания и разработана опытная установка для определения параметров работы усовершенствованного гидравлического генератора импульсно-волнового воздействия. Проведено моделирование процесса работы гидравлического генератора как источника акустических колебаний, температурного поля и гидродинамических пульсаций. Разработана методика проведения исследований усовершенствованного гидравлического генератора на опытной установке. Спектральные составляющие акустических сигналов от гидравлического генератора имеют частоты от 25 Гц до 8 кГц. При этом их амплитуда зависит от наличия резонанса в конструкции. Приводятся результаты исследования эффективности воздействия усовершенствованного генератора на процессы фильтрации жидкости на насыпной модели пласта.

Ключевые слова: упругие колебания, эффективность работы, амплитуда колебаний, температура.

The technology of reservoir stimulation pulse pressure remains one of the most perspective. The development of new devices to increase oil production and study of their work is an extremely important issue of our time. In this article the need to build and pilot plant designed to determine the parameters of the improved hydraulic generator pulse-wave action. The simulation of the process of the hydraulic generator as a source of acoustic waves, temperature field and hydrodynamic fluctuations. The technique of research improved hydraulic generator in the pilot plant. The spectral components of the acoustic signals from the hydraulic generator have frequencies from 25 Hz to 8 kHz. Thus their amplitude depends on the presence in the resonance structure. The results of the study the impact of the improved efficiency of the generator on the filtration process in the bulk liquid reservoir model.

Key words: elastic vibrations, performance, the amplitude of oscillation, temperature.

Методи імпульсно-хвильового впливу на пласти з допомогою глибинних генераторів різної конструкції, які встановлюються у свердловинному середовищі в зоні продуктивного пласта, є суттєво ефективнішими для підвищення нафтовилучення у зв'язку із можливістю створення більшої інтенсивності пружних коливань на вході у пласт без спотворення форми коливань під час проходження їх у трубних колонах [1-3].

Аналіз сучасного стану методів і засобів імпульсно-хвильових дій на пластові середовища свідчить про їх велику різноманітність із застосуванням різних способів збудження пружних хвиль у пласті з великим діапазоном частот ($0,25 \dots 10^6$ Гц) та інтенсивностей ($0,1$ Вт/см²... 125 кВт/см²), значною кількістю конструктивних рішень глибинного, гирлового та наземного обладнання [4]. Вказане свідчить про інтенсивний розвиток даного науково-

технічного напрямку і його перспективність, у першу чергу, для підвищення нафтогазовилучення із пластів без застосування хімічних реагентів і нагрівачів, зважаючи на зменшення видобувних запасів вуглеводнів у світі. Перевагою вказаних методів і засобів є їх екологічна чистота, ефективність, відносно низька вартість, низька енергомісткість.

Незважаючи на позитивні результати [1-6], під час використання існуючих методів та обладнання для інтенсифікації нафтовидобутку, проведений аналіз дає можливість виявити багато невирішених задач:

- 1) невелика потужність і довговічність роботи генераторів;
- 2) низький коефіцієнт корисної дії генераторів;
- 3) відсутність генераторів з необхідними частотними характеристиками для різночастот-

ного впливу на привибійну і міжсвердловинну зони пласта;

4) складність виготовлення генераторів та незручність в користуванні ними;

5) недовговічність генераторів при роботі з рідинами, які містять абразивні забруднювачі;

6) неможливість роботи одного генератора як в рідинному, так і в газовому середовищах.

В напрямку імпульсно-хвильового впливу на пласти невирішеними залишаються наступні науково-технічні проблеми:

- теоретичне та експериментальне обґрунтування фізико-хімічних процесів у поровому середовищі нафтогазонасиченого пласта під впливом імпульсно-хвильових дій;

- визначення впливу пружних коливань різних частот та інтенсивностей на зміну швидкості і напрямку фільтраційних потоків у поровому середовищі міжсвердловинної зони пласта для різних режимів розробки нафтових і газових родовищ;

- розроблення ефективних свердловинних генераторів пружних коливань для одночасного різночастотного впливу на привибійну та міжсвердловинну зони пласта;

- створення генераторів для роботи з використанням як рідкого, так і газового носія енергії.

Враховуючи наведене вище, метою роботи є дослідження удосконаленого генератора імпульсно-хвильової дії на пласт, який має підвищені потужність і коефіцієнт корисної дії, можливість працювати в широкому діапазоні частот та інтенсивностей акустичних і гідравлічних коливань та може використовуватись для роботи як в рідкому, так і в газоподібному середовищі.

Удосконалення генератора полягає в зміні конструкції генератора, яка дала змогу максимально використати енергію потоку робочого середовища для створення акустичних та гідравлічних коливань в зоні продуктивного пласта.

Найпростішим способом переходу енергії потоку в енергію коливань є закриття та відкриття клапану на вибої під час прокачування через нього робочої рідини або газу. Для розширення спектру коливань створено механізм, що дає змогу відкривати і закривати клапан при більшому перепаді тиску, завдяки чому збільшилась енергія гармонік високочастотних складових спектру коливань. Саме конструкція перекидного клапану може бути приведена в дію як потоком рідини, так і потоком газу.

Нами розроблено удосконалену конструкцію гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії клапанного типу [7], яку зображено на рис. 1. Гідравлічний генератор імпульсно-хвильової дії складається з клапанної коробки 1, яка виконана у вигляді циліндричної втулки з каналом 2 прямокутного перерізу. В середині каналу 2 на вісі 3 встановлений шатун 4 з перекидним клапаном 5. Вісь 3 закріплена на двох протилежних стінках клапанної коробки 1. Шатун 4 та перекидний клапан 5 з'єднані між собою за допомогою рухомої вісі 6. Загострена частина перекидного клапану 5 направлена

проти потоку рідини (газу), а загострена частина шатуна 4 – вздовж. Шатун 4 має можливість коливатися на вісі 3 в обидва боки. Завдяки каналу 2 прямокутного перерізу спрощується конструкція генератора та зменшуються витрати рідини, коли перекидний клапан 5 повністю перекриває канал 2. На двох стінках клапанної коробки 1, перпендикулярних до напрямку коливного руху шатуна 4 з перекидним клапаном 5, встановлено три пари магнітів 7, 8, 9. Можливий варіант, коли клапанна коробка 1 виконана видовженою, заглушеною вкінці і має бокові щілини для виходу за її межі потоків рідини (газу). Перекидний клапан 5 з шатуном 4 розділяють канал 2 на три ізольовані одна від одної порожнини 10, 11, 12 змінного поперечного перерізу, розташовані по різні боки від шатуна 4 та перекидного клапану 5. В положенні шатуна 4 та перекидного клапану 5, коли їхні центральні осі співпадають з віссю основного каналу 2, всі три порожнини 10, 11, 12, утворені стінками клапанної коробки 1 і шатуном 4 з перекидним клапаном 5, з'єднуються в єдиний канал 2. Напрямок руху потоку рідини (газу) через пристрій показано стрілками.

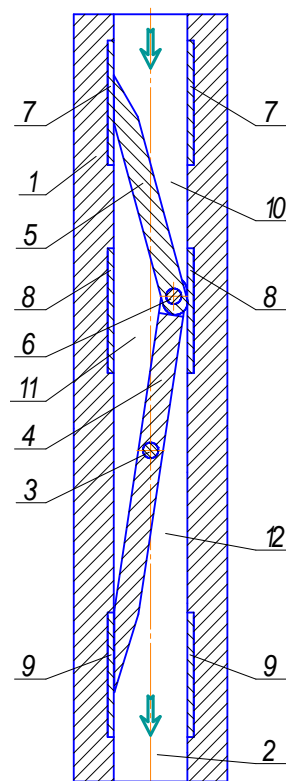
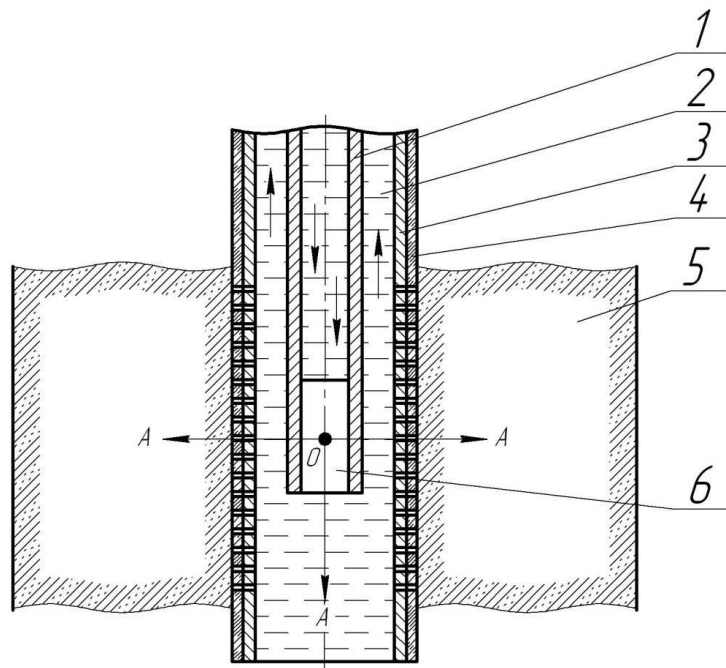


Рисунок 1 – Удосконалена конструкція гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії клапанного типу

Удосконалений гідравлічний генератор імпульсно-хвильової дії працює наступним чином. У вихідному положенні (рис. 1) перекидний клапан 5 перекриває канал 2 прямокутного перерізу клапанної коробки 1. При подачі рідини (газу) через канал 2 під дією перепаду тиску шатун 4 і перекидний клапан 5 займають вертикальне положення відповідно до законів гід-



1 – колона насосно-компресорних труб; 2 – затрубний (кільцевий) простір;
3 – експлуатаційна (обсадна) колона; 4 – цементне кільце; 5 – продуктивний пласт;
6 – гідравлічний генератор імпульсно-хвильової дії

Рисунок 2 – Схема розміщення удосконаленого гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії в свердловині

ростатики. В подальшому за інерцією шатун 4 (його нижня загострена частина) переміщається в крайнє праве положення, тягнучи за собою перекидний клапан 5. В результаті канал 2 клапанної коробки 1 буде знову перекинутий з утворенням порожнин 10, 11, 12. Створюється перепад тиску на верхній частині клапанної коробки 1. В результаті дії тиску рідини (газу) в порожнині 10 перекидний клапан 5 та шатун 4 знову займуть вертикальне положення. Далі за інерцією перекидний клапан 5 та кривошип 4 стають у вихідне положення і цикл знову повторюється. У місцях контакту перекидного клапану 5 та шатуна 4 з магнітами 7, 8, 9 зусилля відриву перекидного клапану 5 та шатуна 4 від клапанної коробки 1 буде значно більшим, ніж у випадку відсутності магнітів. Таким чином, створюються періодичні імпульси тиску.

На рис. 2 зображено розміщення удосконаленого гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії, розміщений в свердловині. При цьому на нього діє тиск $p_{\text{пряме}}$, який створюється насосним агрегатом на поверхні. В результаті роботи гідравлічного генератора створюються гідродинамічні коливання, а рідина, що пройшла через генератор, по затрубному простору піднімається на поверхню, маючи тиск $p_{\text{звор}}$. Енергія потоку рідини перетворюється частково в механічні коливання, а частково, внаслідок тертя – в тепло. Механічні коливання, в свою чергу, перетворюються в гідравлічні та акустичні, які поширюються від генератора в пласт.

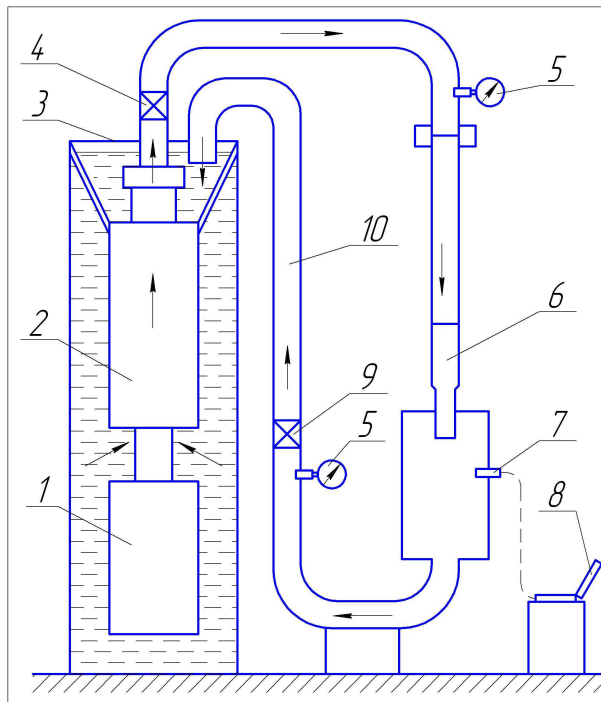
Генератори, подібні за конструкцією до розробленого, описані в [8, 9], мають ряд недоліків. У наддолотному маятниковому вібраторі представлено тільки один сегмент робочого

елементу, а вібратор з перекидним клапаном надто складний та має іншу конструкцію генератора. Практично у всіх відомих генераторів імпульсної дії відсутній розрахунок частоти – одного з головних параметрів роботи генераторів даного типу.

Враховуючи, що розрахувати частоту роботи генератора, зображеного на рис. 1, досить складно, то її вирішено дослідити експериментально. Для визначення поведінки клапана генератора при різних витратах рідини було створено дослідну установку, яка розміщена в корпусі №6 Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Для проведення досліджень було розроблено 3 види робочих елементів генератора (клапанів), в яких змінювалися габаритні розміри та маса. Різні види клапанів необхідні для визначення впливу на різні частини продуктивного пласта. Дослідна установка представляє собою гідравлічну систему з можливістю роботи у замкнутому циклі (рис. 3, 4).

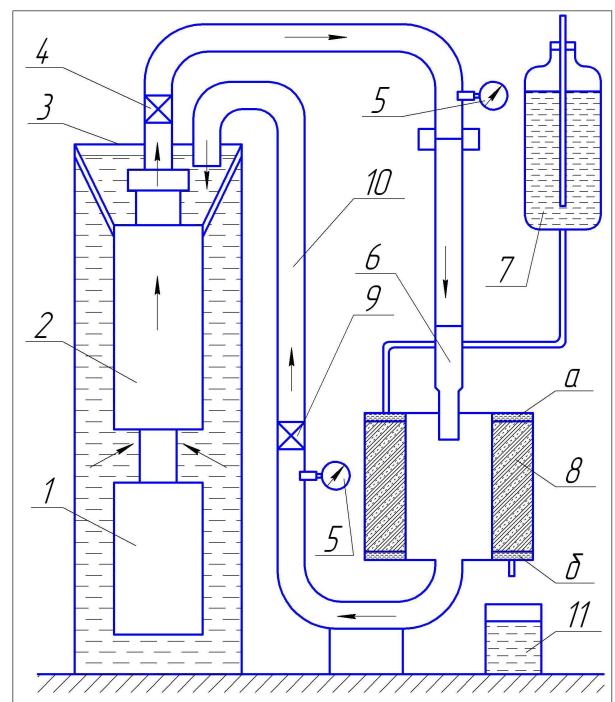
Дослідна установка містить:

- ємність об'ємом $0,15 \text{ м}^3$ з робочою рідиною;
- глибинний відцентровий насос ЕЦВ6-16-110 (подача $Q = 16 \text{ м}^3/\text{год}$, напір $H = 110 \text{ м}$);
- електричний двигун (частота двигуна $f = 3000 \text{ об/хв}$ (50 с^{-1}); потужність $N = 5 \text{ кВт}$);
- гідравлічну лінію з посадочними місцями для гідравлічного генератора та давача;
- крани для регулювання роботи насоса;
- манометри;
- п'єзокерамічний акустичний давач;
- зйомну частину – насипну модель пласта з системою фільтрації рідини.



1 – електродвигун; 2 – відцентровий насос;
3 – ємність з робочою рідиною; 4 – кран;
5 – манометр; 6 – удосконалений гідравлічний генератор імпульсно-хвильової дії;
7 – п'єзокерамічний акустичний давач;
8 – комп'ютер; 9 – кран; 10 – гідравлічна лінія

Рисунок 3 – Схема дослідної установки для дослідження гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії (робота генератора)



1 – електродвигун; 2 – відцентровий насос;
3 – ємність з робочою рідиною; 4 – кран;
5 – манометр; 6 – удосконалений гідравлічний генератор імпульсно-хвильової дії; 7 – ємність для подачі фільтрувальної рідини; 8 – насипна модель пласта; 9 – кран; 10 – гідравлічна лінія; 11 – ємність для збору фільтрувальної рідини

Рисунок 4 – Схема дослідної установки для дослідження гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії (робота генератора + фільтрація рідини)

При підготовці та проведенні досліджень необхідно дотримуватися правил техніки безпеки, керуючись вказівками, які наведені в документах з охорони праці та техніки безпеки в лабораторіях.

Удосконалений гідравлічний генератор імпульсно-хвильової дії досліджувався при таких режимах:

- робота насоса при проходженні рідини через трубу без генератора;
- робота насоса при проходженні рідини через корпус генератора без робочих елементів;
- робота насоса при проходженні рідини через генератор в робочому стані;
- витрата максимальна;
- витрата 1/3 від максимальної;
- витрата 2/3 від максимальної;
- зміна висоти стовпа рідини.

При цьому на дослідній установці вимірювалися наступні параметри:

- зміна температури робочої рідини (термометр FLUKE 54 II (рис. 5));
- акустичний відгук (вібрація) зовнішньої поверхні робочої камери, в якій знаходився робочий елемент гідравлічного генератора (цифровий диктофон OLYMPUS VN-480PC (рис. 5));

– перепад тиску на робочій камері (механічний манометр класу точності 1,5);

– витрата робочої рідини контролювалася методом змінного перепаду тиску на гідравлічному генераторі;

– коливання тиску рідини в трубопроводі після робочої камери (інтегральний давач тиску ИДТ-8).

Крім того, в часі знімалася загальна теплова картина дослідної установки за допомогою тепловізора FLUKE-TI-25 (рис. 6).

Для проведення досліджень удосконаленого гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії було розроблено вимірювальну схему, яка зображена на рис. 7. До складу схеми входять: електродвигун М з системою фазоімпульсного управління обертами, термореле NS та кнопкою ввімкнення S1. Тиск на вході та на виході гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії вимірювався пружинними манометрами P1 та P2. Крім того, гідродинамічні пульсації тиску вимірювались інтегральним давачем тиску ИДТ-8, частота збудження якого встановлювалася генератором сигналів і передавалася на цей давач через підсилювач потужності та трансформаторний блок. Акустичний відгук та вібрація корпусу гідравлічного генератора вимірювались цифровим диктофоном з

реєстрацією даних GE – GR та п'єзомікрофоном GT. Температура в робочій зоні гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії вимірювалась термометром FLUKE 54 з контактною термопарою TE – GR. Дані з п'єзомікрофона та давача тиску ИДТ-8 подавались на програмно керований мультиплексор, який по черзі під'єднував їх до ПЕОМ з високою швидкістю.



Рисунок 5 – Вимірювання процесу поширення температури та акустичних хвиль удосконаленого гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії за допомогою термометра FLUKE 54 П та диктофона OLYMPUS VN-480PC

Для вимірювання акустичного відгуку (вібрації) зовнішньої поверхні робочої камери гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії використовувався електретний мікрофон цифрового диктофона та п'єзомікрофон, які приєднувались безпосередньо до його поверхні. Отримані дані з мікрофонів, для вилучення корисних даних, оброблялись за допомогою швидкого перетворення Фур'є. Перетворення Фур'є відіграє важливу роль у моделюванні систем з лінійними параметрами та практичній реалізації електронних блоків чи програмних компонентів у процесах обробки інформації. При аналізі акустичних сигналів перетворення Фур'є дає змогу визначати амплітуди і фази усіх гармонійних складових спектру сигналу. При виконанні перетворення Фур'є необхідно проводити інтегрування неперервних функцій. Завдяки тому, що обчислення проводяться на ЕОМ, які працюють з дискретизованими функціями, а інтегрування виконують шляхом наближення з застосуванням числових методів, доцільно використати дискретне перетворення Фур'є, при реалізації якого обробляються дискретизовані значення сигналів в межах спектру і замість інтегрування функції застосовується сумування її дискретних значень.

Однак дискретне перетворення Фур'є, яке виконується у відповідності до свого визначення, вимагає великих обчислювальних затрат. Цей алгоритм має складність O^2 , оскільки у ньому необхідно обчислювати $2N$ коефіцієнтів, кожний із яких отримується сумуванням $2N$ бінарних добутків. Алгоритм згортки двох лінійних послідовностей також має складність O^2 (MN , де M і N – довжини послідовностей згорток), що не дає ніяких переваг у заміні лінійної послідовності згортки секціоною.

Найчастіше для усього обчислення швидкого перетворення Фур'є використовуються

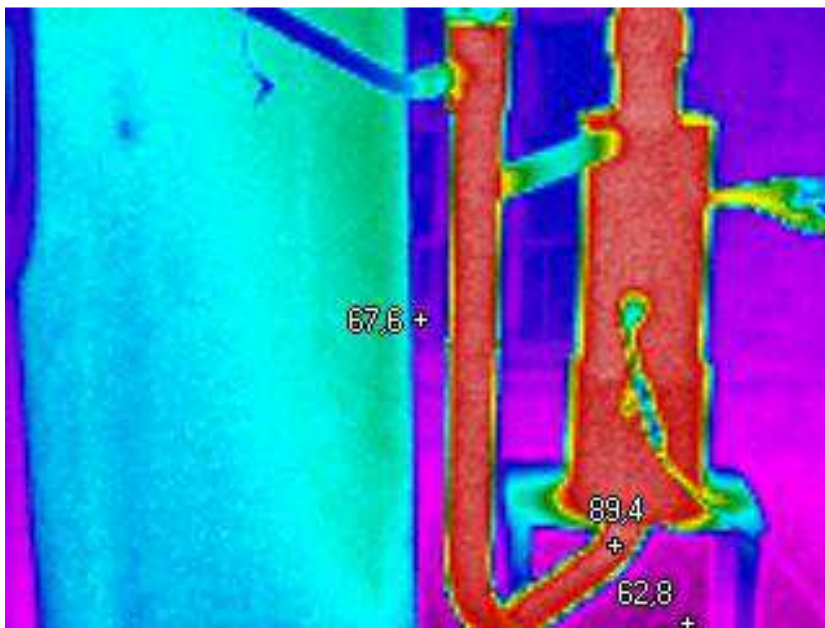


Рисунок 6 – Термограма гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії, знята тепловізором FLUKE-TI-25

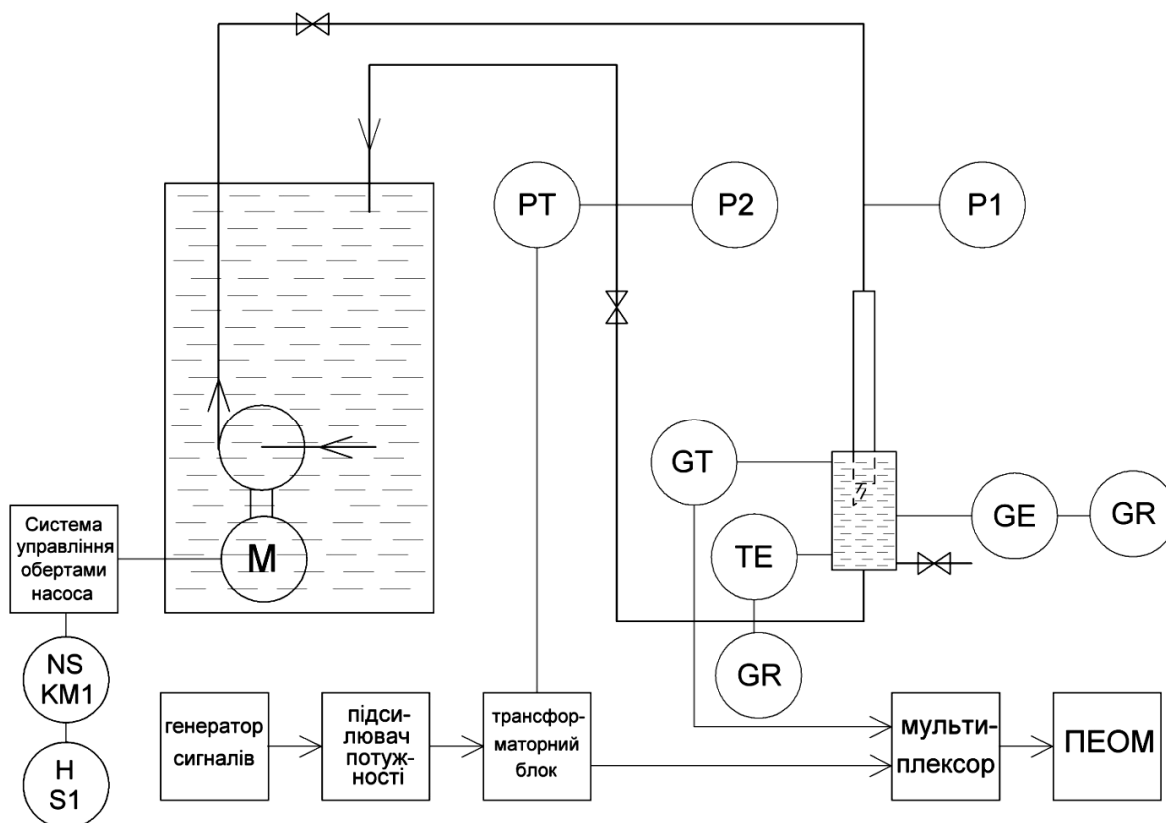


Рисунок 7 – Вимірювальна схема дослідної установки для дослідження удосконаленого гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії

алгоритми за основою 2 з проріджуванням за часом чи за частотою. Існують і інші алгоритми, що володіють приблизно такою ж кількістю операцій додавання, але кількість операцій множення у них становить тільки 20% у порівнянні з алгоритмом Кулі-Тьюкі. Крім цього, цей алгоритм дає можливість перетворювати послідовності, довжина яких не співпадає з цілим ступенем числа 2. При цьому складність алгоритму для опису значно вища.

Для того, щоб зменшити кількість обчислювальних операцій в сучасних програмних пакетах для обробки сигналів на ЕОМ застосовується швидке перетворення Фур'є.

За описаним вище алгоритмом проводилось дослідження характеристик акустичних сигналів гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії у програмних пакетах SPECTRA PLUS та Sound Forge 5.0 (рис. 8, 9).

Оскільки особливістю удосконаленого гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії є робота в різних частотних діапазонах у залежності від витрати робочої рідини, то завданням вимірювань була необхідність встановити ці діапазони. Як видно з рис. 8 і 9 спектральні складові акустичних сигналів від гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії мають частоти від 25 Гц до 8 кГц. При цьому їхня амплітуда залежить від наявних резонансів у конструкції і знаходиться з виразу:

$$R_{\Sigma} = 20 \lg \frac{\omega m}{2 \rho c} - 10 \lg \sum_n \frac{f_1 f_n}{f_n^2 + f_0^2}, \quad (1)$$

де R_{Σ} – сумарний звуковий опір конструкції;
 ω – кутова частота коливань;
 m – погонна маса стінок конструкції;
 ρ – густина шару між стінками конструкції;
 c – швидкість звуку в шарі між стінками конструкції;
 f_1, f_n – перша та n-на резонансні частоти шарів з рідиною;
 f_0 – резонансна частота конструкції з двома стінками.

В результаті вимірювання температури робочої рідини було отримано набори значень, які знімалися через кожні 10 с протягом 25 хв. З наборів значень побудовано графіки в середовищі Microsoft Exell. Далі графіки апроксимовано в середовищі CurveExpert 1.4 за допомогою лінійних і квадратичних функцій та поліномів четвертого порядку:

- лінійна залежність: $y=a+bx$;
- квадратична залежність: $y=a+bx+cx^2$;
- поліноміальна залежність:
 $y=a+bx+cx^2+dx^3+ex^4$.

В результаті обробки виявлено, що похибка S та коефіцієнт кореляції (подібності) r для лінійної, квадратичної та поліноміальної залежностей становлять для максимальної витрати робочої рідини при розміщенні гідравлічного генератора в трубопроводі, коли генератор містить робочі елементи і є в робочому стані:

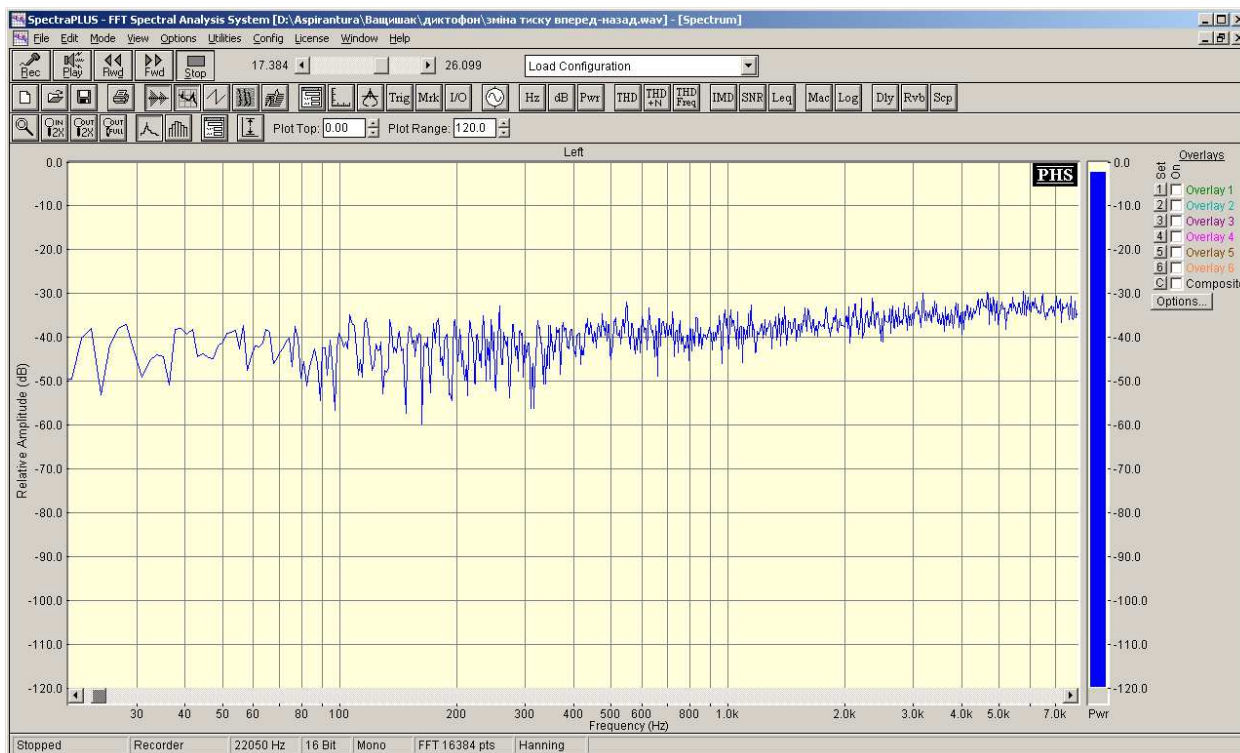


Рисунок 8 – Складові спектра акустичного сигналу при максимальній витраті, отримані в програмному пакеті SPECTRA PLUS

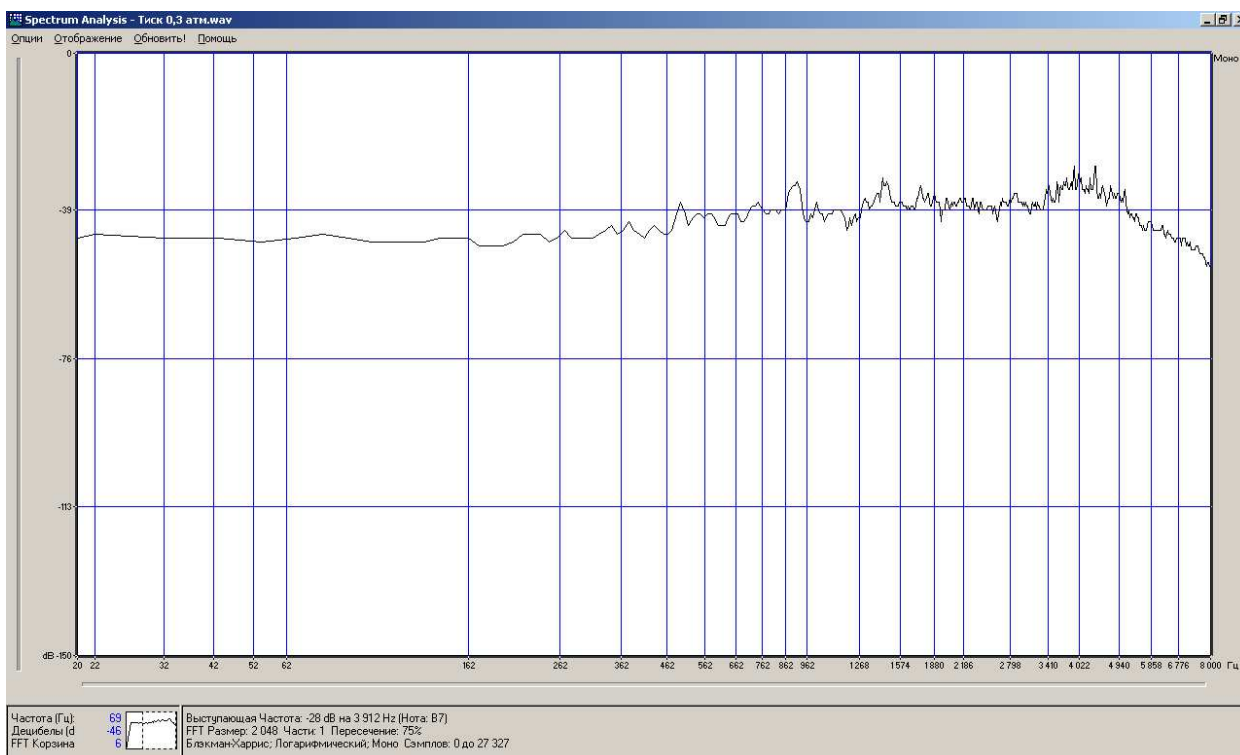


Рисунок 9 – Складові спектра акустичного сигналу при максимальній витраті, отримані в програмному пакеті Sound Forge 5.0

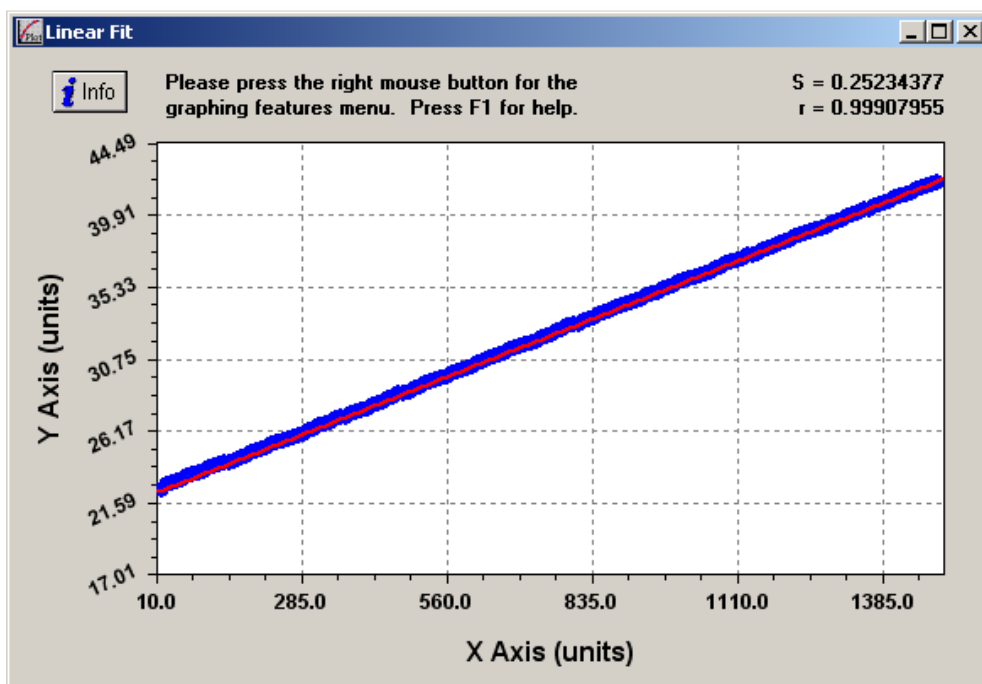
$$S_{131}=0.2523, r_{131}=0.99908 \text{ (рис. 10);}$$

$$S_{132}=0.2470, r_{132}=0.99912;$$

$$S_{133}=0.2364, r_{133}=0.99921.$$

Проаналізувавши лінійну та квадратичну залежності й поліному четвертого ступеня, ви-

дно, що різниця у похибках та коефіцієнтах кореляції становить не більше 0,5% та 0,001 відповідно. Тому з метою спрощення роботи для подальшого аналізу використано лінійні залежності.



$$y = a + bx$$

$$a = 22.138045$$

$$b = 0.013393865$$

Рисунок 10 – Лінійна залежність зміни температури робочої рідини при проходженні рідини через генератор в зборі

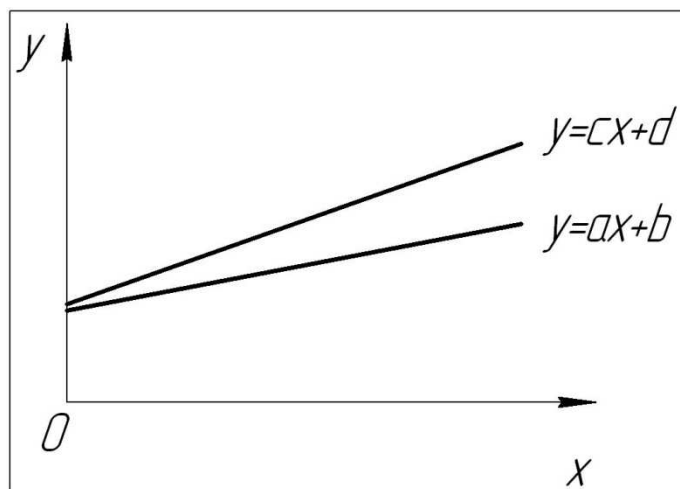


Рисунок 11 – Графічні залежності зміни температур для розрахунку ефективності гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії

З аналізу зміни температури визначено ефективність гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії при нагріванні рідини. За нульовий рівень ефективності гідравлічного генератора вибрано температуру при русі рідини без розміщення генератора в трубопроводі. За максимальну ефективність можна прийняти стрибкоподібний підйом температури від початкової до максимальної при часі, близькому до 0 (початок координат). Виходячи з цього та з проведених експериментів видно, що температура, яка виникає при роботі гідравлічного генератора є вищою за температуру тертя рідини об стінки трубопроводу при його відсутності (рис. 11). На рис. 11 зображено дві лінійні за-

лежності, що описують ці явища. Нехай температура тертя рідини об стінки трубопроводу при відсутності гідравлічного генератора у трубопроводі описується виразом:

$$y = ax + b,$$

де x – часова шкала.

Температура, яка виникає при роботі гідравлічного генератора описується виразом:

$$y = cx + d.$$

Тоді реальна ефективність гідравлічного генератора імпульсно-хвильової дії становитиме різницю між цими залежностями або різницю інтегралів під функціями.

Розв'язок рівняння по температурній ефективності гідравлічного генератора матиме вигляд:

$$A = \int_0^x (cx + d)dx - \int_0^x (ax + b)dx = \frac{x}{2}(cx + 2d - ax - 2b); \quad (2)$$

за умови, що $d=b$, отримаємо:

$$A = \frac{x^2}{2}(c - a). \quad (3)$$

Вирази (2) та (3) можна застосовувати як в динамічному, так і в стаціонарному режимах роботи гідравлічного генератора.

Для оцінки гідродинамічних пульсацій використано давач тиску ИДТ-8. Давач тиску працює в комплекті з генератором сигналів (синусоїдального типу), підсилювачем потужності та трансформаторним блоком, який узгоджує вхідний опір давача та вихідний опір підсилювача. Гідродинамічні пульсації також на чисто якісному рівні фіксувались двома пружинними манометрами P1 та P2. При зміні витрати частотний спектр гідродинамічних пульсацій генератора становив від 25 до 100 Гц. При цьому амплітуди певних складових спектра значно виділялись (рис. 12, 13).

Для дослідження впливу на роботу генератора геометричних розмірів та ваги його робочих елементів було взято дві моделі генератора: ГКП-56 та ГКП-38.

Вага деталей, які змінювались:

1) для генератора ГКП-38:

- клапан масою 76 г (100% довжини)
 - клапан масою 58 г (80% довжини)
 - клапан масою 49 г (70% довжини)
 - клапан масою 40 г (60% довжини)
 - клапан масою 31 г (50% довжини)
 - кривошип масою 120 г
 - обважнення кривошипу Б₁ масою 555 г
 - обважнення кривошипу Б₂ масою 975 г
- 2) для генератора ГКП-56:
- клапан масою 135 г (100% довжини)
 - клапан масою 80 г (60% довжини)
 - кривошип масою 630 г
 - обважнення кривошипу М₁ масою 408 г
 - обважнення кривошипу М₂ масою 608 г

Генератори випробовувались в двох станах: ненавантаженому та навантаженому.

При зменшенні довжини клапану частота імпульсів знижується, амплітуда зростає (рис. 14). Це пояснюється зменшенням робочого кута та збільшенням зусилля потоку рідини для перекидання клапану. Для створення більшого зусилля при незмінній подачі насоса необхідно більше часу, й відповідно частота перекидання клапану зменшується. Проте у випадках, коли генератор не обважнений і менше притиснутий в сидлі, це правило не виконується.

Дослідження ефективності впливу удосконаленого генератора на процесі фільтрації рідини через насипну модель пласта (рис. 4). Для цих експериментів було відібрано генератор моделі ГКП-38, який працював у навантаженому стані з обважненням кривошипу масою

555 г. Вага деталей, які змінювались:

- клапан масою 31 г (50% довжини)
- клапан масою 49 г (70% довжини)
- клапан масою 76 г (100% довжини)

Як фільтрувальну рідину використовували промислові зразки нафти, трансформаторного масла та пластової води, відповідно з коефіцієнтом динамічної в'язкості 10, 5 та 1 мПа·с.

Для дослідів як модель пористого середовища приймався пісок із фракціями 0,015-0,05 мм. Пісок попередньо просіювався, промивався розчином соляної кислоти, а потім дистильованою водою. Для отримання правдивих результатів дослідна система попередньо стабілізувалась, кількість замірів приймалась рівною 10 для кожного типорозміру генератора. Підтримування постійного тиску в системі досяглось використанням посудин Маріотта.

Модель пласта 8 (рис. 4) виготовлено у вигляді металевого циліндра, який попередньо одягається на імітацію обсадної колони та заповнюється підготовленим піском. Конструкція циліндра передбачає дві порожнини а і б, які не заповнюються піском. Ці порожнини відділяються від піску густою сіткою, яка пропускає рідину, але не пропускає пісок. В порожнину а подається фільтрувальна рідина з ємності 7, що знаходиться на певній висоті (залежно від фільтрувальної рідини), для моделювання стабільного гірничого тиску. Тиск контролюється за допомогою манометра 12.

З метою створення усталеного режиму фільтрації рідини і стабілізації незмінного тиску під час процесу фільтрації ємність 7 з рідиною виконано як посудину Маріотта. Відфільтрована рідина збиралася в ємність 11.

Експериментальні дослідження дії механічних імпульсів тиску на фільтрацію рідини у насипному керні проводились у такій послідовності:

1. В дослідну установку закладається генератор ГКП-38 з клапаном масою 31 г (50% довжини). Ємність 7 наповнюється нафтою та з'єднується з моделлю пласта 8. Через деякий час (5..6 год.) відбувалася стабілізація процесу фільтрації нафти.

2. Вимірюється об'єм нафти в мірній ємності 11, який набирався протягом 1 хв. Проводиться 10 вимірювань до встановлення стабілізації процесу.

3. Запускається насос, який приводить в дію гідравлічний генератор 6, і через рівні проміжки часу (5 хв.) вимірюється об'єм нафти, який набирався протягом 1 хв.

4. Для підвищення достовірності експериментів кількість вимірювань становить 10. Для наглядного представлення результатів досліджень побудовано залежність об'єму нафти в мірній ємності, який набирався протягом 1 хв. (рис. 15).

5. Повторюється пп.1-4 з трансформаторним маслом та пластовою водою.

6. В дослідну установку закладається генератор ГКП-38 з клапаном масою 49 г (70% довжини) та 31 г (50% довжини) і повторюється пп.1-5.

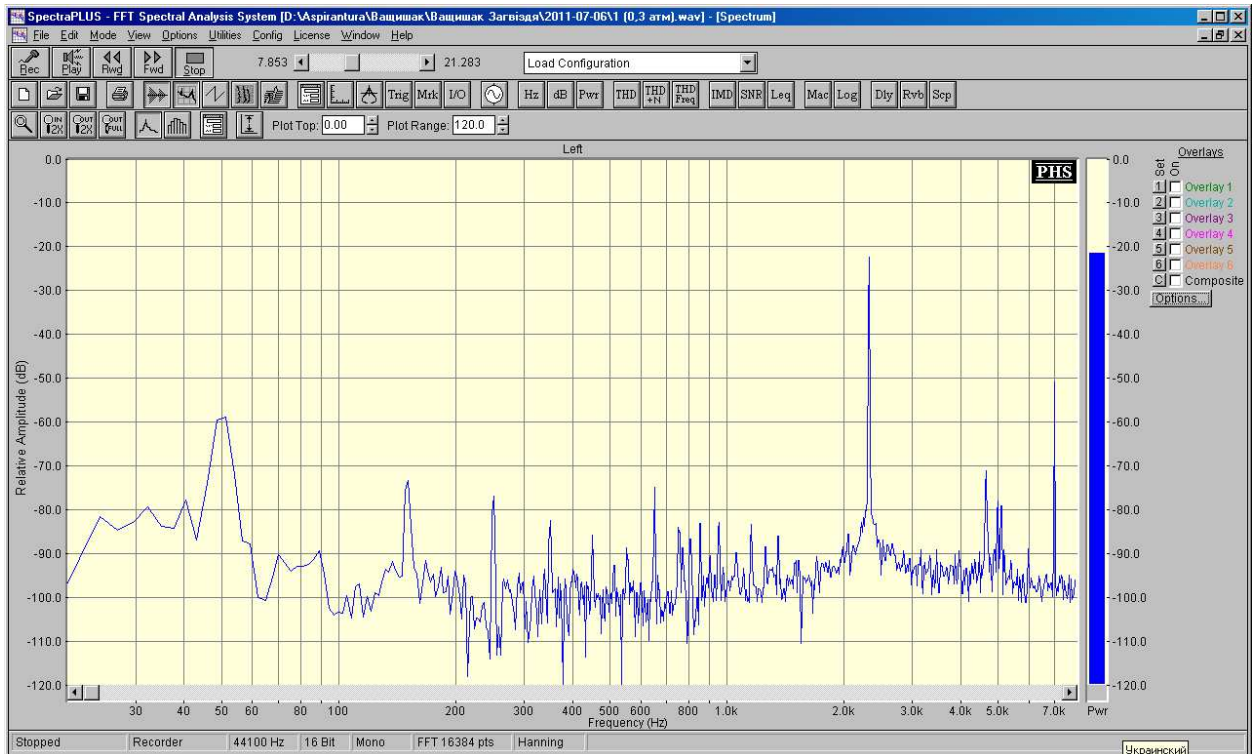


Рисунок 12 – Складові спектра сигналу давача тиску при максимальній витраті, отримані в програмному пакеті SPECTRA PLUS

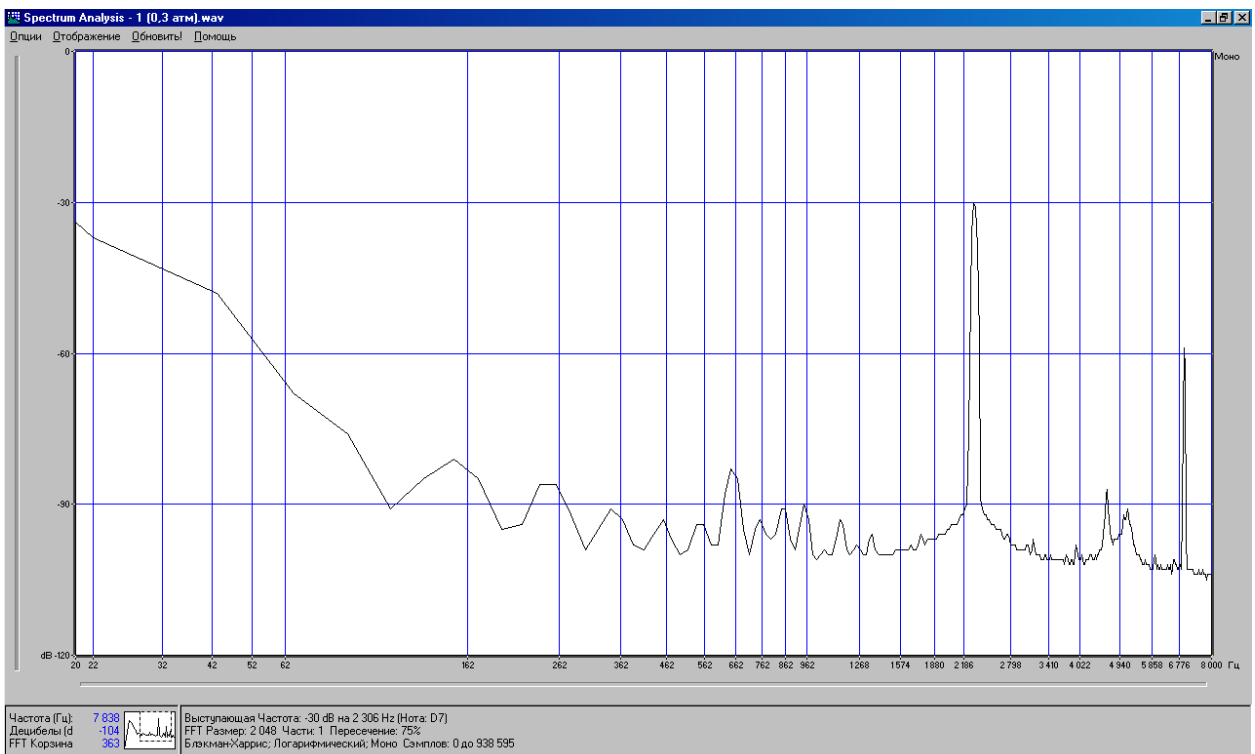


Рисунок 13 – Складові спектра сигналу давача тиску при максимальній витраті, отримані в програмному пакеті Sound Forge 5.0

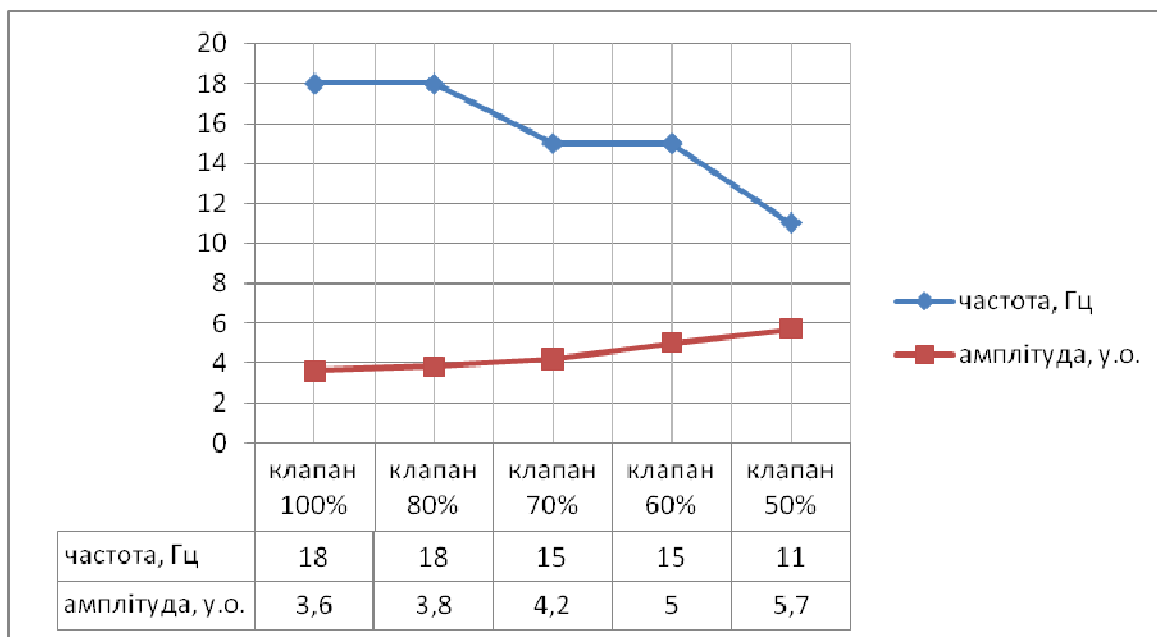
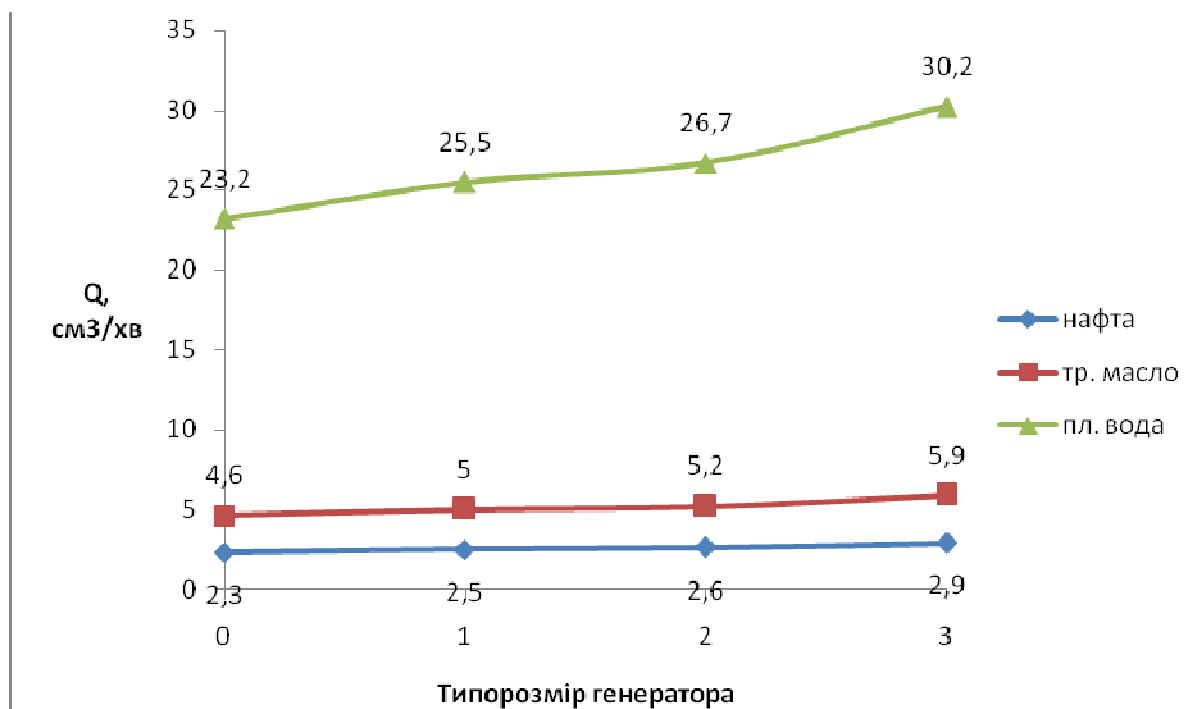


Рисунок 14 – Залежність частоти та амплітуди від довжини клапану для генератора ГКП-38 з обваженням Б₂



0 – фільтрація рідини без генератора, 1 – фільтрація рідини при роботі клапану довжиною 50%,
 2 – фільтрація рідини при роботі клапану довжиною 70%,
 3 – фільтрація рідини при роботі клапану довжиною 100%

Рисунок 15 – Графічні залежності зміни кількості відфільтрованої рідини при роботі удосконаленого генератора ГКП-38

Аналізуючи проведені дослідження та побудовані графіки на рис. 15, можна зробити такі висновки:

- процеси фільтрації нафти у насипній моделі пласта стабілізуються протягом 5..6 год., трансформаторного масла – протягом 4..5 год., пластової води – протягом 2..3 год.;
- імпульсно-хвильова дія на модель пласта удосконаленим генератором ГКП-38 призво-

дить до збільшення об'єму проби рідини, яка фільтрується за однакові проміжки часу, на 25-30 %.

Однак, оскільки дослідна установка не забезпечує 100% відтворення роботи генератора в свердловині, то вимагається підтвердження отриманих даних при роботі удосконаленого генератора імпульсно-хвильової дії на реальних об'єктах.

Література

- 1 Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия [Текст] / В.П. Дыбленко, Р.Н. Камалов, Р.Я. Шарифуллин, И.А. Туфанов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 381 с.
- 2 Интенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину [Текст] / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 с.
- 3 Кузнецов О.Л. Применение ультразвука в нефтяной промышленности [Текст] / О.Л. Кузнецов, С.А. Ефимова. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
- 4 Кудинов В.И. Методы повышения производительности скважин [Текст] / В.И. Кудинов, Б.М. Сучков. – Самара, 1996. – 414 с.
- 5 Браммер Ю.А. Импульсная техника [Текст] / Ю.А. Браммер, И.Н. Пашук. – М.: Высшая школа, 1965. – 284 с.
- 6 Бажалук Я.М. Використання технологій гідроімпульсної дії на пласт для освоєння свердловин [Текст] / Я.М. Бажалук // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №4. – С.35-38.
- 7 Пат.45496 Україна, МПК G 10 K 7/00, E 21 B 43/00. Пристрій для створення періодичних імпульсів тиску [Текст] / Бажалук Я.М., Карпаш О.М., Климишин Я.Д., Бажалук В.Я., Гутак О.І., Худін М.В.; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу – № 200906132; заявл. 15.06.09; опуб. 10.11.09, Бюл. № 21.
- 8 Хузина Л.Б. Наддолотный маятниковый вибратор [Текст] / Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов // Нефтегазовое дело. – 2005. – <http://www.ogbus.ru>.
- 9 Султанов Б.З. Техника управления динамикой бурильного инструмента при проводке глубоких скважин [Текст] / Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1997. – 89 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
30.04.13

Рекомендована до друку
*професором **Заміховським Л.М.***
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
*д-ром техн. наук **Говдяком Р.М.***
(Інжинірингова компанія «Машекспорт»,
м. Київ)

Наука — виробництву

УДК 622.276.5

МЕТОДИКА ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВОНАСОСНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

¹В.С. Бойко, ²Л.М. Кеба

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141, e-mail: public@nung.edu.ua

²ТЗОВ “КОМПЛЕКТ – ЛІГА”, м. Полтава, вул. Зигіна, 29, офіс 407, тел. факс (0532) 611574, 612937, e-mail: klliga@poltava.velton.ua

Матеріали статті присвячені методиці проектування експлуатації нафтових свердловин електровідцентровонасосним способом з використанням кривих розподілу тиску вздовж стовбура свердловини і напірно-витратної характеристики насоса з урахуванням зміни властивостей нафти, нафтового газу і пластової води залежно від тиску і температури, а також зміни параметрів потоку в зоні розміщення насоса. Виконано коректування параметрів насоса щодо його зношеності і паспортної “водяної” характеристики, узгоджено напірно-витратну характеристику насоса з видобувними можливостями свердловини. Вибір насоса проводиться стосовно трьох різних глибин опускання його і трьох насосів за трьома скоректованими характеристиками. Методику складено за модульним принципом, що дає можливість замінити окремі модулі на пізніші досконаліші в міру їх розроблення або замінити використаний у роботі метод Поеттманна-Карпендера на інший. Розрахунки реалізовано в машинній програмі MathCad.

Ключові слова: свердловина, електровідцентровонасосний спосіб експлуатації, електровідцентровий насос.

Материалы статьи посвящены методике проектирования эксплуатации нефтяных скважин электроцентробежнонасосным способом с использованием кривых распределения давления вдоль ствола скважины и напорно-расходной характеристики насоса с учетом изменения свойств нефти, нефтяного газа и размещения насоса. Сделано корректирование параметров насоса относительно его изношенности и паспортной “водяной” характеристики, согласовано напорно-расходную характеристику насоса с добываемыми возможностями скважины. Предложено рассчитывать параметры потока непосредственно у входа в насос, изменяя глубину его спуска вдоль потока. Выбор насоса осуществляется применительно к трем разным глубинам спуска его и трех насосов с использованием трех скорректированных характеристик. Методику составлено в модульном виде, что позволяет заменить отдельные модули на дальнейшие более совершенные по мере их разработки или заменить использованный метод Поеттманна-Карпендера другим. Расчеты реализованы в машинной программе MathCad.

Ключевые слова: скважина, электроцентробежнонасосный способ эксплуатации, электроцентробежный насос.

Designing methods of oil well exploitation by means of electric centrifugal pumps with the use of wellbore pressure distribution curves and pressure consumption characteristic of the pump used in our country are pounded. Changes in properties of oil, associated gas and deposit water which happen depending on pressure and temperature have been taken into account as well as changes in parameters of flow in the area, where the pump is located (contents of gas, gas separation, viscosity of the environment) and inside the pump (consumption and density of gas-fluid mixture, viscosity). Correction of the pump parameters according to the extent to which it has been worn out and its Watermark certification characteristic has been made. Pressure consumption characteristic of the pump has been adjusted to the oil production capacity. Adjustment of pump parameters as for its working-out and rating has been carried out, head and rate has been correlated with productive capacity of the well. The choice of the pump is made according to three different depths of its lowering and three other pumps according to three adjusted characteristics. The method has been developed in accordance with modular approach, which makes it possible do substitute separate modules with more advanced ones as they arise or to substitute Poettmann-Carpenter method used in the work with another one. The calculations were made with the help of MathCad machine program.

Key words: well, electric centrifugal pump method, exploitation, electric centrifugal pump.

Вступ

Проблема забезпечення України власною нафтою як за рахунок повнішого вилучення із надр, так і шляхом ефективнішого видобування її на поверхню. Ефективність видобування визначається способом експлуатації свердловини. Електровідцентровонасосний спосіб експлуатації нафтових свердловин серед механізованих способів експлуатації є одним із найбільш ефективних і поширених способів в умовах середніх і великих дебітів як вертикальних, так і горизонтальних свердловин, котрі часто встановлюють на пізніх стадіях видобування нафти, що стає актуальним, особливо в даний час, на родовищах України [1]. Надійність і ефективність роботи електровідцентровонасосного устаткування (УЕВН), окрім інших відомих факторів, визначається відповідністю напірно-витратної характеристики електровідцентрового насоса (ЕВН) і видобувних можливостей свердловини, котра може бути забезпечена, в першу чергу, на стадії проектування [2], що пов'язано із правильним вибором насоса.

Аналіз досліджень і публікацій

У найпростішій фізично зрозумілій методиці, яку ми називаємо експрес-методикою, насос підбирається за умовою рівності дебіту свердловини по рідині і паспортного подавання насоса (умова нерозривності потоку) в області максимального коефіцієнта корисної дії (к.к.д.) насоса, а напір, який повинен створювати насос узгоджується із напірною характеристикою свердловини здебільшого зменшення кількості робочих коліс у насосі [1]. Під останньою розуміють залежність дебіту і напору, необхідного для піднімання рідини у стовбурі свердловини від глибини динамічного рівня рідини до гирла, причому підвищення в'язкості водонафтової емульсії і газліфтний ефект не враховуються або наближено оцінюються. Такий підхід спостерігаємо і в наступних точніших методиках, але паспортна характеристика насоса (залежності напору, к.к.д. і споживаної потужності від подавання), котра знята в стендових умовах на воді за даними усереднення результатів випробувань декількох насосів установочної групи, коректується щодо якості виготовлення насоса, відмінності в'язкості відпомповуваної рідини від в'язкості води, наявності в продукції свердловини вільного газу шляхом використання емпіричних формул чи графіків, введення поняття середньої інтегральної витрати газоводонафтової суміші, а умовна характеристика свердловини до певної міри наближена за окремими розрахунковими точками до кривої розподілу тиску вздовж стовбура свердловини [1, 2, 3]. Серед таких методик відомо методики П.Д. Ляпкина і Ю.А. Разутова; І.М. Муравйова, І.Т. Міщенко та ін.; В.С. Ліньова, А.А. Богданова та інш.; ОКБ БН [4,5]; Ю.А. Балакірова [6], які дають задовільну збіжність із практикою лише за умови, що основні параметри продукції (в'язкість, обводненість, газовий фактор) не виходять за межі, на які орієнтовано використання тої чи іншої методики. Методика

В.Н. Филлипова передбачає можливість адаптації розрахункової моделі за конкретних умов за даними багаторазового використання по багатьох свердловинах [4].

Сучасним підходом до проектування експлуатації нафтових свердловин будь-яким способом є використання кривих розподілу тиску вздовж стовбура свердловини [2]. Для проектування експлуатації свердловин електровідцентровими насосами існує ряд зарубіжних методик і програм підбору обладнання (наприклад, BRAT, AFTOGRAF, і ESP-Sub Pump), детальна інформація про які є комерційною таємницею, окрім методики П.Д. Ляпкина, описаної в роботі [4], котра не набула поширення.

Розрахунки в методиках виконуються або в цілому по насосу, або по окремих секціях ступенів, а в методи внесено ряд припущень і спрощень щодо ймовірної гідрогазодинамічної поведінки потоку.

Виділення невирішених частин проблеми

До певної міри на сучасному рівні досліджень гідрогазомеханіки висхідного потоку в насосі і в ліфтових трубах ураховано фазові перетворення та відповідність характеристик насоса і свердловини.

Формулювання цілей роботи

Розробити методику підбору насоса і проектування електровідцентровонасосної експлуатації нафтових свердловин.

Висвітлення основного матеріалу

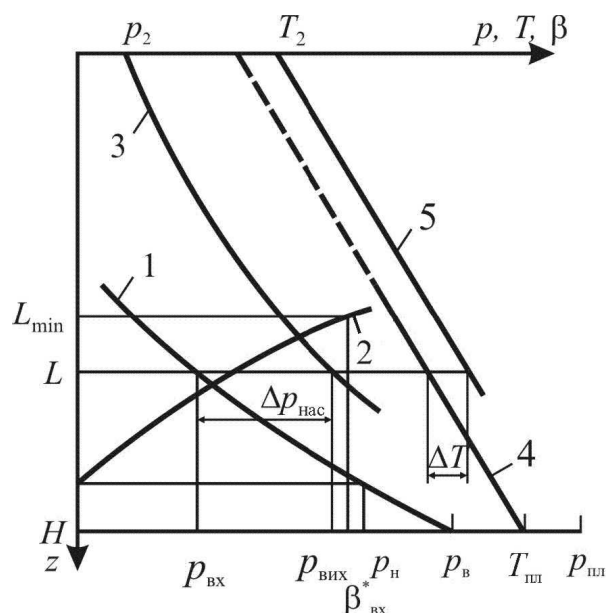
Насос на глибині, вибраній з урахуванням ускладнювальних чинників (наявність вільного газу, підвищена в'язкість суміші флюїдів, кривина чи зім'яття стовбура і т.д.), повинен створювати перепад тиску, рівний різниці тисків на виході і на вході в насос. Для урахування ускладнювальних чинників нами пропонується розраховувати параметри потоку безпосередньо на вході в насос, коли біжуча глибина опускання його змінюється вздовж цього потоку. Тиск на виході із насоса пропонується задавати орієнтовно за методом екстраполяції з наступним розрахунковим уточненням його за кривою розподілу тиску.

Вибір конкретного насоса і глибини його опускання проводиться за трьома значинами скоректованої середньозваженої об'ємної витрати продукції та "водяної" характеристики насоса і за залежностями в полі "напір-глибина" стосовно трьох вибраних глибин і трьох насосів. Розподіл тисків розраховано за методом Поетманна-Карпентера, а всі розрахунки виконуються в машинній програмі MatCad.

Методику складено авторами з власної ініціативи за модульним принципом, що уможливило заміняти окремі модулі на інші залежно від вибраної методики розрахунку газогідродинамічного потоку або на більш досконалі в міру їх розроблення. Методика знаходиться в авторів даної роботи.

Нижче описано алгоритм (зважаючи на великий обсяг) вперше розробленої нами вітчиз-

няної методики проектування електровідцентровонасосної експлуатації свердловин із використанням кривих розподілу тиску газоводонафтового потоку вздовж стовбура свердловини і скоректованої до термобаричних умов паспортної напірно-витратної характеристики електровідцентровонасосного насоса. Принцип графічного визначення глибини опускання ЕВН у свердловину і перепад тиску в насосі схематично зображено на рис. 1.



z – вертикальна просторова координата;
 H – глибина свердловини;
 L_{\min} – мінімальна глибина опускання насоса, розрахована, наприклад за об'ємно-витратним газовмістом потоку β (лінія 2) на вході;
 L – вибрана глибина опускання насоса з урахуванням ускладнювальних чинників;
 p – розподіл тиску в експлуатаційній колоні (лінія 1) і в НКТ (лінія 3);
 T – розподіл температури (лінії 4 і 5 аналогічно тиску); $p_{\text{вх}}, p_{\text{вих}}, p_2, p_n, p_v, p_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, T_2$ – відповідно тиски на виході в насос, на виході із насоса, буферний, насичення нафти газом, вибійний, пластовий і температури пласта, на буфері;
 $\Delta p_{\text{нас}}$ – перепад тиску, який повинен створювати насос; ΔT – приріст температури внаслідок роботи зануреного агрегата

Рисунок 1 – Принцип графічного визначення глибини опускання ЕВН у свердловину і перепаду тиску в насосі в координатах z - p

Алгоритм методики проектування експлуатації нафтових свердловин електровідцентровими насосами полягає в наступному:

1. Підготовка вхідних даних до розрахунку, які характеризують: а) свердловину (глибина і кривина стовбура, внутрішній діаметр і шорсткість труб експлуатаційної колони, пластова температура і геотермічний градієнт), режим її роботи (дебіт, обводненість продукції, вибійний і гирловий тиски); б) флюїди – нафту (густина, тиск насичення, газонасиченість), нафтовий газ (відносна густина, вміст метану і азоту) і пластову воду (концентрація розчинен-

них солей, тиск насичення, який, зазвичай, береться рівним тиску насичення пластової нафти газом).

Галузевий регламент передбачає при експериментальному дослідженні під час контактного і диференціального розгазування представницької глибинної проби нафти (або, як виняток рекомбінованої проби) визначення залежностей від біжучого тиску при пластовій і стандартній температурах газовмісту, об'ємного коефіцієнта, густини нафти, густини газу, динамічного коефіцієнта в'язкості нафти, температури насичення нафти парафіном. При проектуванні експлуатації свердловин розрахунки параметрів нафти доводиться розраховувати за різних термобаричних умов, то необхідні вхідні параметри розраховуємо або за фізично обґрунтованими законами, або за кореляційними формулами (на основі зв'язку між різними параметрами). Експериментальні дані слід використовувати для контролю, уточнення емпіричних коефіцієнтів у розрахункових формулах, отриманих шляхом узагальнення експериментальних даних щодо великої кількості різних нафт чи кореляції одних параметрів цих нафт відносно інших. Компонентний склад газу визначають експериментально, а за ним розраховуємо інші необхідні параметри (за емпіричними чи кореляційними формулами).

Експериментально визначають, здебільшого, густину пластової води за стандартних умов мінералізації, хімічного складу, а їх зміну від тиску і температури та інші необхідні параметри розраховуємо за емпіричними і кореляційними формулами. Такі формули для нафти, газу і води введено у тексті методики.

До вхідних даних відносимо ряд паспортних напірно-витратних характеристик ЕВН вибраного заводу-виробника (наприклад насосів типу УЕВН, Centrilift, Reda, УЕВНА).

2.1 Виділення розрахункових ділянок потоку в експлуатаційній колоні.

В інтервалі експлуатаційної колони свердловини від вибою до входу в електровідцентровий насос (ЕВН) може мати місце рух тільки рідини (нафти або водонафтової суміші), тільки газорідинної (газонафтової або газоводонафтової) суміші або в нижній частині інтервалу – рух рідини, а в іншій, верхній, частині – газорідинної суміші.

Інтервали руху рідинної і газорідинної сумішей в експлуатаційній колоні розділяє межа з тиском $p_{\text{грс}}$ початку виділення вільного газу із рідини (переважно із нафти). Початковий тиск газорідинної суміші $p_{\text{грс}}$ в електровідцентровонасосній свердловині вибираємо так:

– якщо вибійний тиск $p_v < p_n$ тиск $p_{\text{грс}} = p_v$ (свердловина з початком виділення газу в пласті);

– якщо $p_v \geq p_{\text{грс}}$, то $p_{\text{грс}} = p_n$ (свердловина з початком виділення газу в її стовбурі), де p_v, p_n – вибійний тиск і тиск насичення нафти газом.

Розглядаємо другий, як більш загальний, випадок стосовно умов у свердловині, коли $p_v > p_{\text{грс}}$, $p_{\text{грс}} = p_n$, а в продукції свердловини наявною є пластова вода.

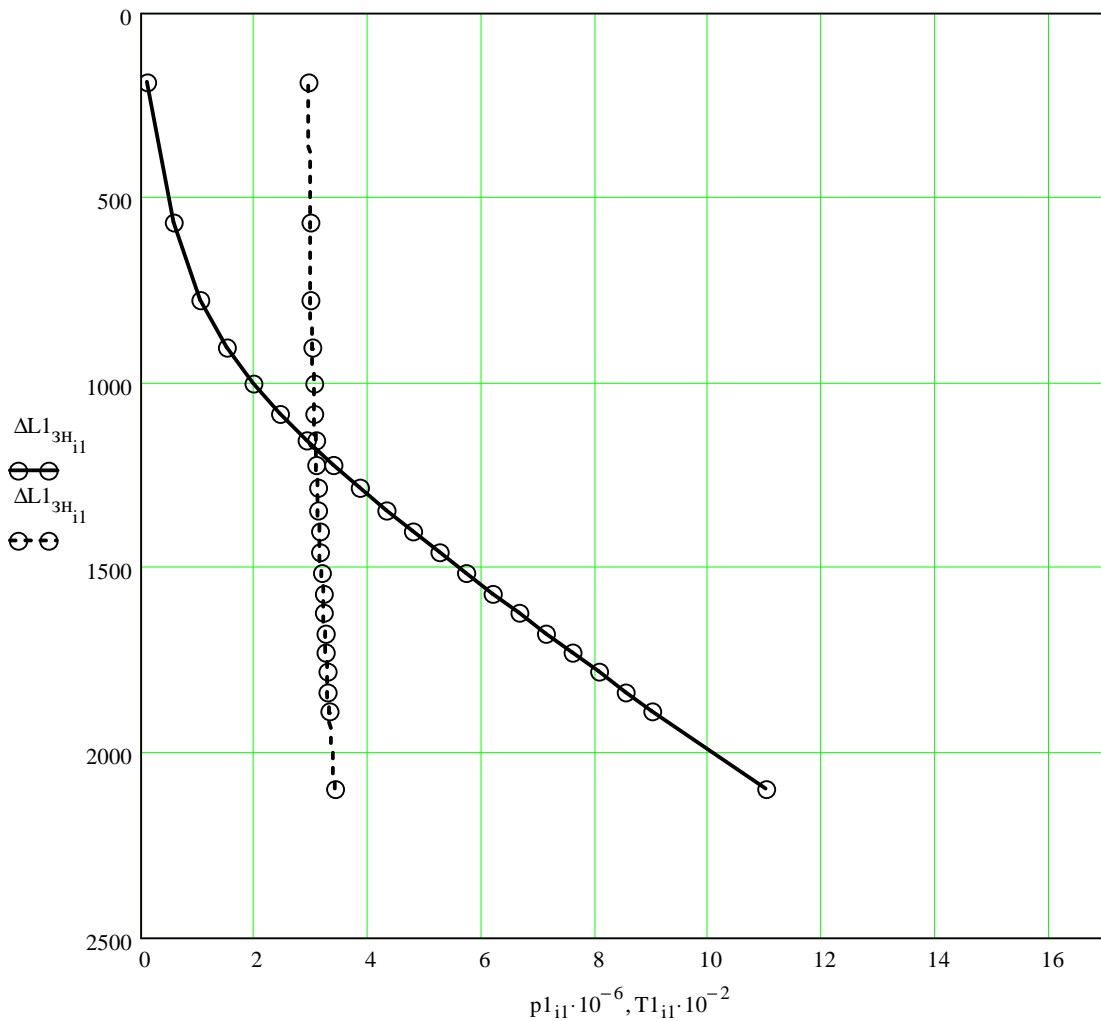


Рисунок 2 – Графіки розподілу тиску p і температури T водонафтового і газоводонафтового потоків вздовж експлуатаційної колони свердловини (за даними в розрахункових точках)

Розрахунки розподілу тиску та інших параметрів виконуємо за принципом „знизу-вверх”.

2.2. Розрахунки параметрів у межах рідинного (водонафтового) потоку.

Тут спочатку виділяємо розрахункові кроки для тиску або від тиску p_v до p_n в експлуатаційній колоні (один крок чи ділянка), або від p_v до тиску p_6 біля башмака НКТ (хвостовика) в експлуатаційній колоні і від тиску p_6 до p_n в колоні НКТ (дві ділянки).

Відтак розраховуємо: а) температурні умови в експлуатаційній колоні; б) фізичні властивості газонасиченої нафти за відповідних термобаричних умов; в) фізичні властивості пластової води; г) витратні параметри водонафтового потоку; д) густину і динамічний коефіцієнт в'язкості водонафтової суміші; е) градієнти тиску і довжину ділянки руху водо нафтової суміші.

2.3 Розрахунки параметрів газоводонафтового потоку.

Спочатку визначаємо кількість розрахункових кроків, задаючи орієнтовний тиск на вході в насос, наприклад рівним $0,1 \cdot 10^6 \text{ Па}$ і ви-

бираючи рівні інтервали зміни тиску, які повинні бути в межах 5-10% від очікуваного тиску $p_{ГРС}$.

Тоді розраховуємо в кожній розрахунковій точці вздовж потоку: а) температурні умови в експлуатаційній колоні; б) однократне розгазування проби пластової нафти; в) коефіцієнт стисливості вільного газу; г) параметри руху газорідинного потоку, градієнт тиску і довжини інтервалів колони.

За результатами розрахунків з метою контролю будуюмо графіки розподілу тиску і температури в експлуатаційній колоні (рис. 2).

3. Розрахунки параметрів потоку в експлуатаційній колоні свердловини в межах зони розміщення насоса, які визначають роботу електровідцентрового насоса, і попередній вибір обладнання.

У результаті розрахунків необхідно вибрати глибину опускання насоса, типорозмір зануреного агрегата і діаметр НКТ, визначити коефіцієнт сепарації газу на вході в насос, трубний газовий фактор і відкоригований тиск насичення нафти газом.

3.1. Обґрунтування визначальних параметрів і урахування ускладнювальних чинників.

Робота електровідцентрового насоса визначається газовістом потоку на вході в насос, сепарацією вільного газу і в'язкістю середовища потоку.

Коефіцієнт сепарації газу залежить від газовісту потоку на вході в насос і швидкості руху рідини в кільцевому зазорі між експлуатаційною колоною свердловини і вхідною сіткою зануреного агрегата. А чим глибше занурено насос у газорідинну суміш, тобто чим більшим є тиск на вході в насос, тим менший газовіст потоку. Якщо опустити насос до глибини, де тиск потоку дорівнює тиску насичення нафти газом (вільний газ у потоці тоді відсутній), коли вибійний тиск є вищим від нього, то шкідливий вплив газу на роботу насоса повністю буде відсутнім. Але при цьому зростають інші витрати і витрати, тому за такої конфліктної ситуації насос слід опускати на раціональну глибину. Цю глибину обґрунтовують або на основі досвіду експлуатації свердловин в умовах конкретного родовища (переважно, за значною тиску на вході в насос), або розрахунковим шляхом. Можна вибирати декілька різних глибин опускання насоса, а для вибору раціональної глибини використати техніко-економічні показники.

Нами нижче пропонується побудувати розподіл основних визначальних параметрів вздовж газорідинного потоку в експлуатаційній колоні свердловини, а відтак за ними вибрати раціональну глибину опускання насоса. При цьому розуміється, що біжуча глибина опускання насоса змінюється вздовж цього потоку, тобто розраховуємо параметри потоку безпосередньо на вході в насос.

За такі визначальні параметри на підставі досягнутого рівня досліджень впливу газу на роботу насоса беремо витратний газовіст потоку, допустимий витратний газовіст, загальний коефіцієнт сепарації вільного газу, а також враховуємо оптимальний, допустимий і граничний тиски на вході в насос, допустиму температуру в зоні розміщення зануреного агрегата, нормований тиск у зоні розміщення агрегата, який не повинен перевищувати 25 МПа, і додаткові ускладнювальні чинники.

Додатковими ускладнювальними чинниками можуть бути: а) відкладання органічних (парафіну) і неорганічних (мінеральних солей) речовин у стовбурі свердловини; б) винесення із пласта у стовбур свердловини механічних домішок – природних, пов'язаних безпосередньо із руйнуванням породи нестійкого пласта-колектора (пластовий пісок), і штучних (матеріали, які використовуються при гідророзриві пласта, наприклад, пропант); в) викривлення чи зім'яття експлуатаційної колоні свердловини; г) наявність металевих пластирів чи летючок тощо.

3.2. Вибір зануреного агрегата (групи устаткування) і обладнання.

3.2.1. Вибір типорозміру зануреного агрегата.

Типорозмір характеризується зовнішнім діаметром d_c сітки на вході в насос і попереднім габаритним діаметром D_3 зануреного агрегата з кабелем і вибирається в залежності від діаметра $D_{екс}$ експлуатаційної колоні. Попередньо вибираємо обладнання типу УЕВН, для якого задаємо нормовану температуру в зоні розміщення електродвигуна $T_{нн}$.

3.2.2. Вибір діаметра НКТ.

Задаємо внутрішній діаметр НКТ d , залежно від дебіту $Q_{рст}$ розгазованої рідини за стандартних умов, еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні НКТ $\Delta_{нкт}$.

3.3 Розрахунки попередніх визначальних параметрів в експлуатаційній колоні на біжучій глибині опускання насоса.

Тут розраховуємо фізичні властивості води, витратні параметри потоку, сепарацію газу біля входу в насос, трубне газове число (питому кількість вільного газу, що надходить у насос і далі в НКТ), скоректовану величину тиску насичення нафти газом $p'_н$ (насос підвищує тиск, внаслідок чого вільний газ може повністю розчинитися в рідині) і приріст (стрибок) температури ΔT потоку, зумовлений теплою, яка виділяється електродвигуном і насосом, оптимальний, допустимий і граничний тиск на вході в насос.

За результатами розрахунків будуємо графіки розподілу тиску p_i , температури T_i , оптимального $p'_{опт_i}$, допустимого $p'_{доп_i}$ і граничного

$p'_{гр_i}$ тисків, витратного газовісту $\beta_{рТi}$ допустимого газовісту $\beta_{рвix}$ та загального коефіцієнта сепарації газу σ_{ci} на глибинах можливого входу в електровідцентровий насос (рис. 3).

3.4. Вибір глибини опускання електровідцентрового насоса, розрахунки тиску, допустимої температури, витратного газовісту, допустимого газовісту, коефіцієнта сепарації на вході в насос.

При виборі глибини опускання насоса враховуємо наступне: витратний газовіст потоку $\beta_{рТi}$ не повинен перевищувати допустимого витратного газовісту, тобто при $\beta_{рТi} = \beta_{рвix}$ маємо глибину $L'_{н1}$; тиск на вході в насос не повинен перевищувати оптимального, допустимого чи граничного тисків, тобто маємо глибини відповідно $L'_{н2}$, $L'_{н3}$ і $L'_{н4}$; допустима температура на вході в насос $T_{нi}$ не повинна перевищувати нормованої температури $T_{нн}$ в зоні розміщення електродвигуна (залежно від його виконання) для типу вибраного устаткування, тобто маємо глибину $L'_{н5}$; тиск у зоні розміщення агрегата не повинен перевищувати нормований тиск $p_{на}$, тобто маємо глибину $L'_{н6}$.

Виходячи з цього, вибираємо три розрахункові глибини опускання насоса $L_{н1}$; $L_{н2}$; $L_{н3}$ ($i = 1, 2, 3$).

3.5. Визначення параметрів на вході в електровідцентровий насос.

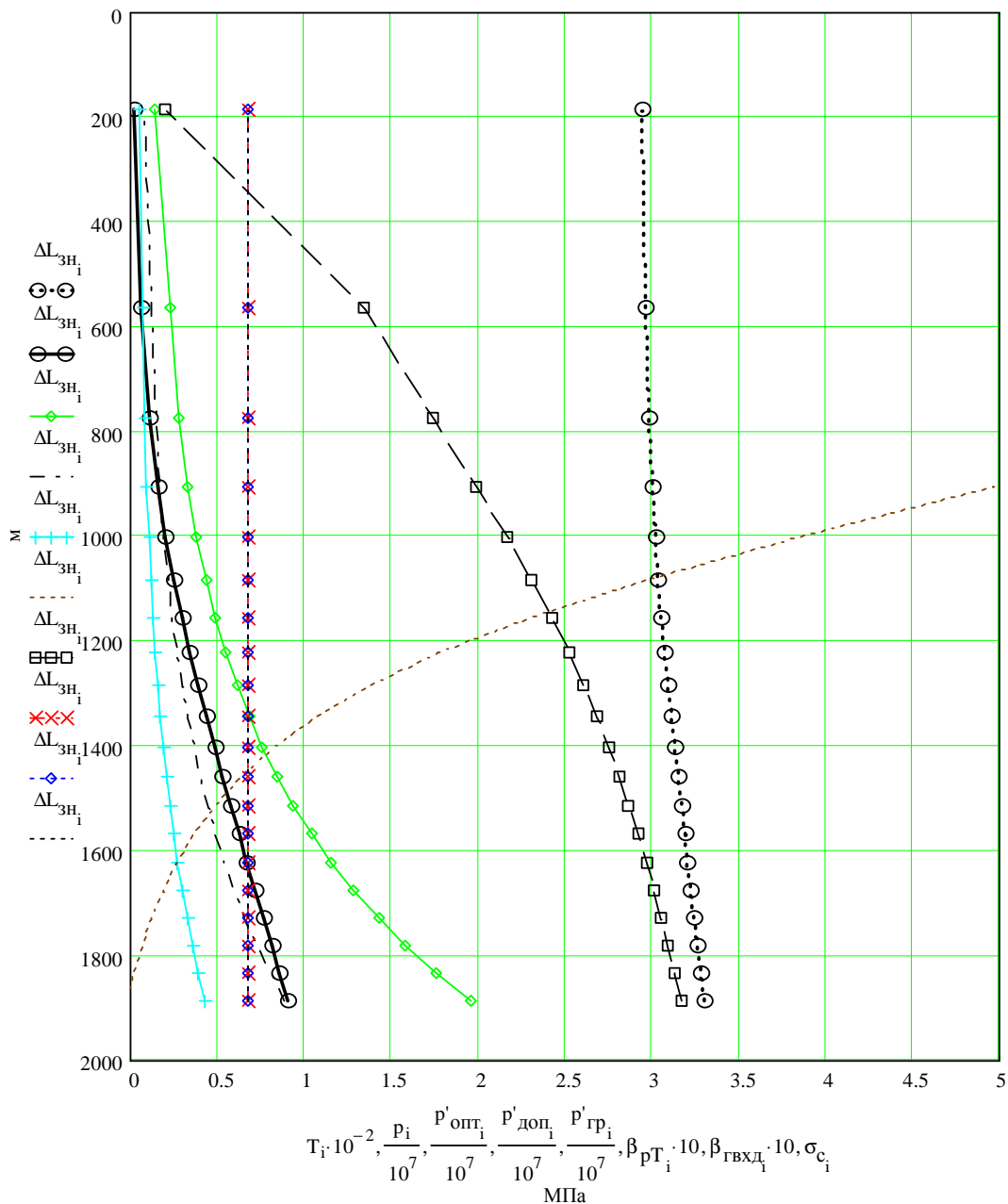


Рисунок 3 – Графіки розподілів тиску, температури та інших параметрів потоку вздовж експлуатаційної колони свердловини на глибинах можливого входу в електровідцентровий насос (за даними в розрахункових точках)

3.5.1. Розраховані параметри на вході в насос.

Із кривих розподілу параметрів маємо, що вибраним глибинам опускання електровідцентрового насоса (для цього проводимо горизонталь на графіку) відповідають: тиск на вході в насос $p_{вх_i}$; газове число $R_{вх_i}$; витратний газоміст $\beta_{вх_i}$; температура потоку $T_{вн_i}$; загальний коефіцієнт сепарації $\sigma_{вх_i}$.

Подальші розрахунки виконуємо відповідно для кожної вибраної глибини: $i = 1, \dots, 3$.

3.5.2. Розрахунки витратних параметрів потоку на вході в насос.

Тут визначаємо стосовно до трьох глибин для термобаричних умов $p_i = p_{вх_i}$ і $T_i = T_{вн_i}$ на вході в електровідцентровий насос: біжучий рівноважний тиск насичення нафти для температури T_i ; зведений до нормальних умов питомий об'єм виділеного газу $V_{гв}$; залишкову газонасиченість нафти (питомий об'єм розчиненого газу) в процесі її розгазування $V_{гр}$; залишкову газонасиченість нафти (питомий об'єм розчиненого газу) в процесі її розгазування; питомий об'єм виділеного газу; трубний газовий фактор $\Gamma_{гр}$; відкоректований тиск насичення нафти газом, який відповідає трубному газовому фактору, $p'_{тн}$.

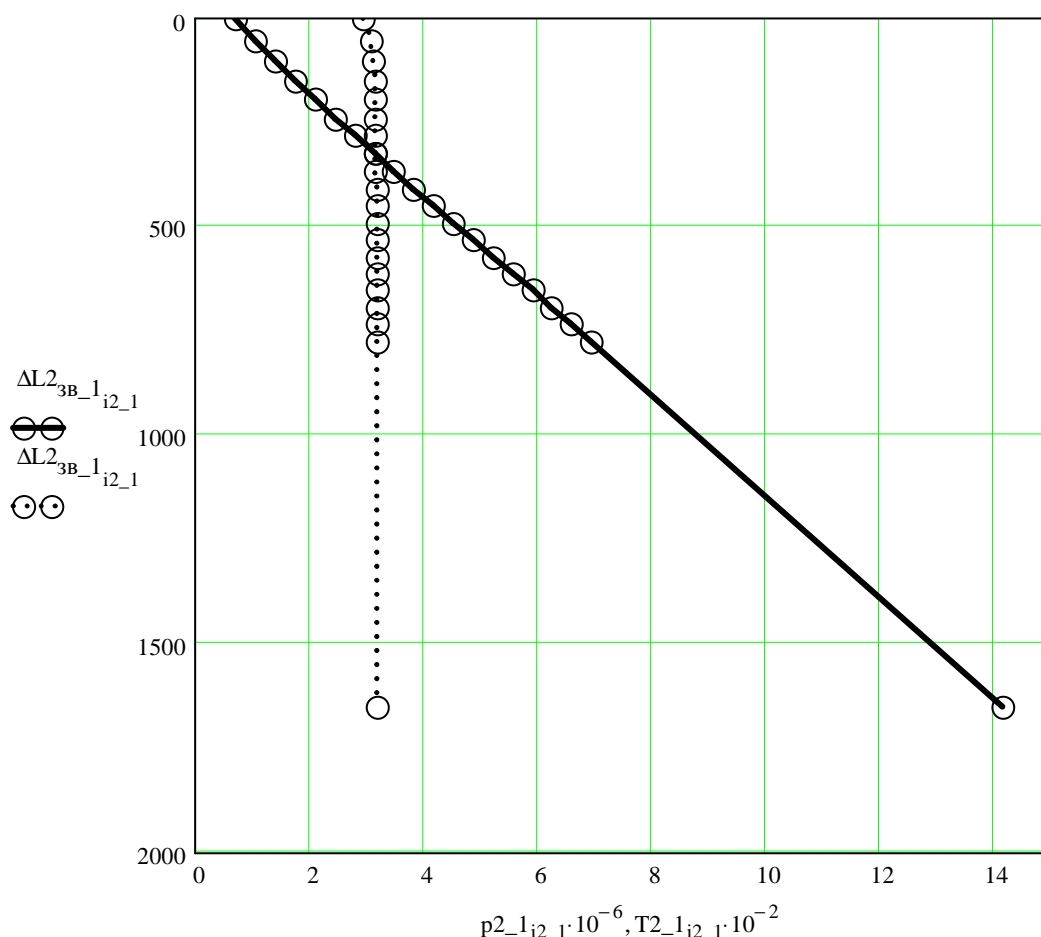


Рисунок 4 – Графіки розподілів тиску p і температури T газоводонафтового та водонафтового потоків вздовж колони насосно-компресорних труб відносно до глибини $L_{НН}$

4. Розрахунки розподілу тиску і температури газоводонафтового і водонафтового потоків у колоні НКТ.

Розрахунки виконуємо за принципом „зверху-вниз” від відомого гирлового тиску p_2 .

Вздовж колони НКТ виділяємо дві зони руху:

а) газоводонафтового потоку між гирловим тиском p_r і новим (відкоректованим) тиском насичення нафти газом $p'_{Тн}$ (вільний газ, що відповідає трубному газовому числу, розчиняється у нафті внаслідок підвищення тиску в електровідцентровому насосі);

б) водонафтового потоку між тиском $p'_{Тн}$ і невідомим тиском $p_{вих}$ на виході із електровідцентрового насоса (тиском у трубах $p_{тр}$ над насосом).

За результатами розрахунків будемо криві розподілів тиску потоку в НКТ (рис. 4).

Спочатку за розрахунком газоводонафтового потоку знаходимо глибину $L_{трс}$ рівня тиску насичення нафти газом $p'_{Тн}$.

За відомими глибинами початку виділення газу $L_{трс}$ і опускання насоса L_n на підставі (методом екстраполяції) кривої розподілу тиску газоводонафтового потоку в НКТ пропонується

задавати орієнтовний тиск на виході із насоса $p'_{вих}$, а після розрахунку водонафтового потоку знаходити тиск на виході із насоса $p_{вих}$.

Розрахунки повторюємо для трьох вибраних глибин опускання насоса, яким відповідають різні відкоректовані тиски насичення нафти газом і газовмісти.

Розрахунки в межах газоводонафтового (верхня частина НКТ) і водонафтового (нижня частина НКТ) потоків виконуємо аналогічно описаному вище стосовно експлуатаційної колони.

Відтак будемо суміщені графіки розподілів тисків в експлуатаційній колоні та в НКТ, наприклад стосовно глибини $L_{НН}$ (рис. 5).

Знаходимо, що електровідцентровий насос повинен створювати перепад тиску за довжини НКТ (глибини опускання насоса) $L_{НН}$

$$\Delta p_{НН} = p_{вих1} - p_{вх1} \quad (1)$$

Аналогічно виконуємо розрахунки відносно до інших вибраних глибин опускання насоса $L_{НН}$.

Для вибору мінімальної глибини опускання насоса $L_{мін}$ можна провести горизонталь, що відповідає такій значині витратного газомісту $\beta(z)$, за якого зривається подавання насоса через

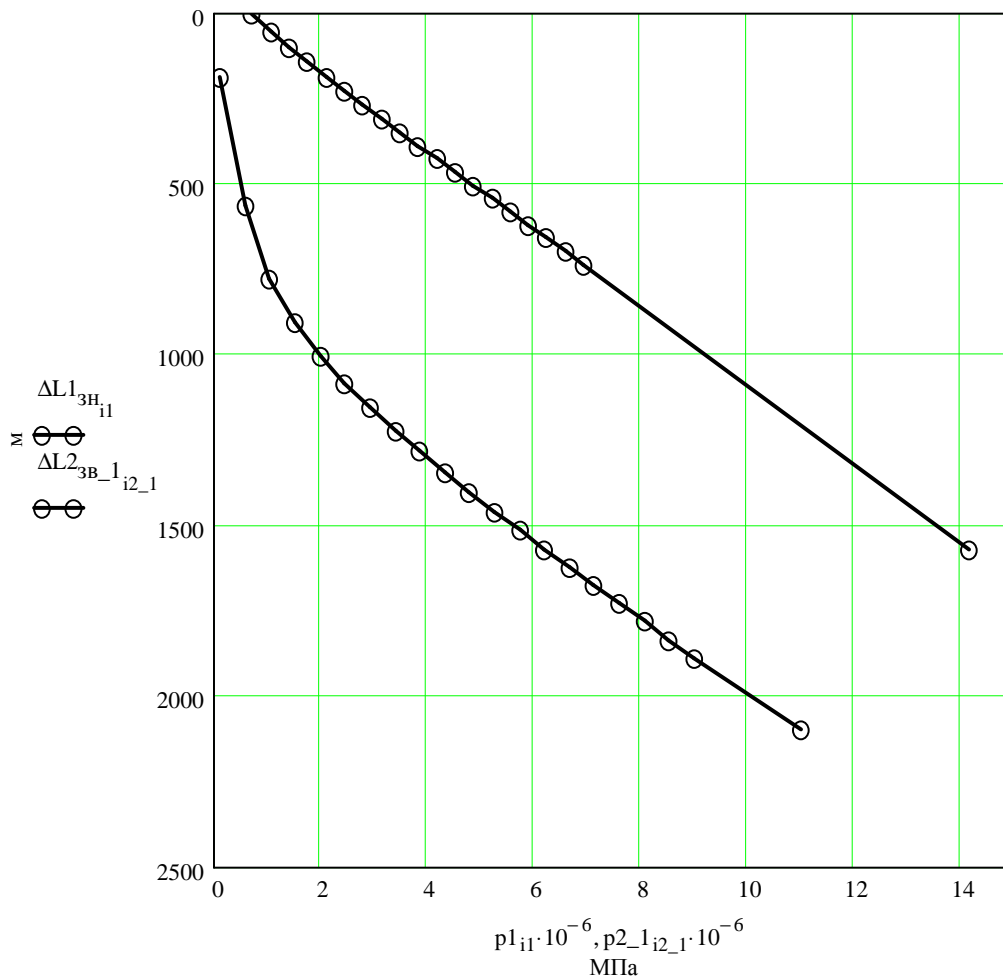


Рисунок 5 – Суміщені криві розподілів тисків p сумішей в експлуатаційній колоні та в НКТ

шкідливий вплив газу, тобто за критичного об'ємно-витратного газомісту $\beta_{\text{нх}}^* = 0,15-0,25$ (див. рис. 1). Поле між кривими 1 і 3 нижче $L_{\text{мін}}$ визначає область можливих умов роботи ЕВН, і глибини його підвищення L .

Відтак із урахуванням витратного газомісту $\beta(z)$ потоку (лінія 2) і допустимої робочої температури насоса (лінія 5), точніше, електродвигуна, остаточно вибираємо глибину підвищення насоса L , в якій відповідають тиск на вході в насос $p_{\text{вх}}$ і тиск на виході із нього $p_{\text{вих}}$ (тиск у трубах).

Різниця тисків $p_{\text{вих}}$ і $p_{\text{вх}}$ між кривими 3 і 1 за глибини $z = L$ визначає перепад тиску $\Delta p_{\text{нас}} = p_{\text{вих}} - p_{\text{вх}}$, який має створити насос.

Тоді необхідний напір насоса знаходимо так:

$$H = \frac{\Delta p_{\text{нас}}}{\rho_c g}$$

5. Вибір електровідцентрового насоса.

Електровідцентровий насос вибираємо за середньоінтегральною витратою газоріднинної суміші, яка проходить через насос (середньоінтегральним подаванням насоса), і напором, що його повинен створити насос, в області максимального коефіцієнта корисної дії (в номінальній області роботи насоса).

З метою істотного спрощення розрахунків без значної втрати точності замість середньоінтегральної витрати газоріднинної суміші визначаємо середньозважену по тисках об'ємну витрату газоріднинної суміші.

Розрахунки виконуємо відносно до трьох тисків – тиску на вході $p_{\text{вх}}$ в електровідцентровий насос, відкоригованого тиску насичення нафти газом $p'_{\text{Тн}}$ (з урахуванням сепарації газу на вході в насос) і тиску на виході $p_{\text{вих}}$ із насоса, а температуру наближено беремо рівною температурі в зоні розміщення насоса $T_{\text{нн}}$ (з урахуванням температурного стрибка внаслідок тепловиділень під час роботи зануреного агрегата).

У насосі виділяємо дві розрахункові області руху суміші:

а) від тиску на вході $p_{\text{вх}}$ в насос до тиску насичення $p'_{\text{Тн}}$ – газоводонафтовий потік;

б) від тиску насичення $p'_{\text{Тн}}$ до тиску на виході $p_{\text{вих}}$ із насоса – водонафтовий потік.

Параметри потоку визначаємо за середніх термобаричних умов у кожній області.

Розрахунки повторюємо стосовно до трьох вибраних глибин опускання насоса.

5.1. Попередній вибір параметрів насоса.

Тут розраховуємо: середню густину продукції $\rho_{\text{рплн}}$, яка рухається в міжлопатевих кана-

лах, при тиску насичення нафти газом і пластовій температурі; орієнтовний напір, який повинен створювати насос H_{ni} ; орієнтовну середньо-інтегральну витрату газорідної суміші через насос Q_c ; із ряду насосів вище прийнятої групи вибираємо орієнтовно конкретний насос ЕВН з його характеристикою, а відтак визначаємо коефіцієнти корисної дії вузлів зануреного агрегата.

5.2 Розрахунки параметрів потоку в межах газоводонафтової області в насосі (середні термобаричні умови, розгазування проби нафти, коефіцієнт стисливості вільного газу, параметри руху потоку), а відтак в межах водонафтової області (середні термобаричні умови, фізичні властивості нафти і води, витратні параметри потоку і параметри водонафтової суміші).

5.3 Розрахунки середньозважених по тисках параметрів потоку (густини, коефіцієнтів в'язкості, об'ємної витрати суміші) в насосі і напорі, який повинен створювати насос.

5.4 Вибір насосів.

За знайденими трьома значинами середньозваженої об'ємної витрати продукції Q_{ci} , користуючись довідником вибираємо 1-2 типи насосів, які відповідають умові

$0,4 \leq \frac{Q_{ci}}{Q_{воп}} \leq 1,2$, де Q_{ci} – будь-яка із значин середньозваженої витрати продукції; $Q_{воп}$ – подавання насоса вибраного типу в оптимальному режимі при роботі на воді.

5.5. Коректування параметрів насоса. Тут визначаємо: коефіцієнт швидкохідності ступеня насоса n_s остаточно вибираємо глибину підвищення насоса L , якій відповідають тиск на вході в насос $p_{вих}$ і $p_{вх}$ між кривими 3 і 1 за глибини $z = L$ визначає перепад тиску $\Delta p_{наси} = p_{вих} - p_{вх}$, який має створювати насос. Тоді необхідний напір насоса:

$$H_i = \frac{\Delta p_{наси}}{\rho_{ci} g} \quad (2)$$

де g – прискорення вільного падіння;
 ρ_c – густина суміші в НКТ,

$$\rho_{c1} = \frac{(p_{вих1} - p_{г})}{L_{H1} g}; \quad (3)$$

модифіковане число Рейнольдса потоку в каналах відцентрового електронасоса Re_{H1} ; коефіцієнти подавання і напорі відповідно для турбулентного і ламінарного режимів та беремо їх меншу значину K_{HQ1} ; коефіцієнт корисної дії насоса $K_{\eta1}$ відповідно для турбулентного і ламінарного режимів та беремо їх меншу значину; витрату прісної води при стандартній температурі $Q_{Bi} = \frac{Q_{ci}}{K_{HQ1}}$; відношення подавань

$\frac{Q_{Bi}}{Q_{воп}}$ (тип насоса, який не відповідає умові

$0,6 \leq \frac{Q_{Bi}}{Q_{воп}} \leq 1,2$ надалі не розглядається); напір $H_{Bi} = \frac{H_{ni}}{K_{HQ1}}$, який створюється насосом

при відпомповуванні прісної води за стандартної температури, щоб забезпечити дебіт $Q_{рст}$ при спуску насоса на глибини L_{H1}, L_{H2}, L_{H3} .

5.6. Вибір глибини опускання насоса.

За знайденими трьома значинами Q_{ci}, H_i, Q_{Bi} та H_{Bi} будемо для одного насоса на полі напір-подавання ($H-Q$) криву $H_{Bj} - Q'_{Bj}$, криву $H_{ni} - Q_{ci}$ і криву $H_{Bi} - Q_{Bi}$.

Для цього із напірної характеристики вибраного насоса (довідникові дані) знімаємо ряд точок для перенесення даної характеристики $H_{Bj} - Q'_{Bj}$ на цей рисунок.

За довідником можна вибирати й інші типорозміри насосів із розгляне них вище типів, криві $H_B - Q_B$ яких нанесено на поле напір-подавання, перетинають криві відповідних типів насосів.

При цьому враховуємо наступне:

- крива $H_B - Q_B$ насоса повинна бути скоректована з метою врахування зношеності насоса, а також відхилень розмірів і шорсткості стінок каналів його ступенів від номінальних шляхом зниження кривої $H_B(Q_B)$ стандартної „водяної» характеристики насоса паралельно самій собі приблизно на 10-15% від номінальної значини напорі і відповідно зниження кривої к.к.д. насоса за незмінного положення кривої споживаної потужності;

- якщо скоректована крива $H_B - Q_B$ насоса розміщується вище кривої $H_n - Q_c$, то зменшуємо число ступенів у насосі на Δz з таким розрахунком, щоб крива $H_B - Q_B$ для насоса із $(z - \Delta z)$ ступенями мала з кривою $H - Q_c$ точку перетину. При побудові такої кривої $H_B - Q_B$ користуємося співвідношенням:

$$H_{Bz} = H_{воп} \left(1 - \frac{\Delta z_H}{z_H} \right), \quad (4)$$

де H_{Bz} і $H_{воп}$ – напори насоса з новим $(z - \Delta z)$ і номінальним z_H числами ступенів за однакових подавань.

У нашому випадку для одного вибраного насоса криві $H_B - Q_B$ і скоректована крива $H_n - Q_c$ мають точку y_{ij} перетину, для якої знаходимо $H_{во}$ і $Q_{во}$ (рис. 6).

У полі „напір-глибина” за напорами H_i і напорами H_{Bi} будемо криву $H-L$ і криву H_B-L (рис. 7).

Із точки $H_{во}$ на осі напорі проводимо горизонталь до кривої H_B-L , точка перетину з якою дає відповідно шукану глибину опускання насоса (для цього проводимо вертикаль до осі глибини).

Із рисунка знаходимо глибину опускання насоса L_H .

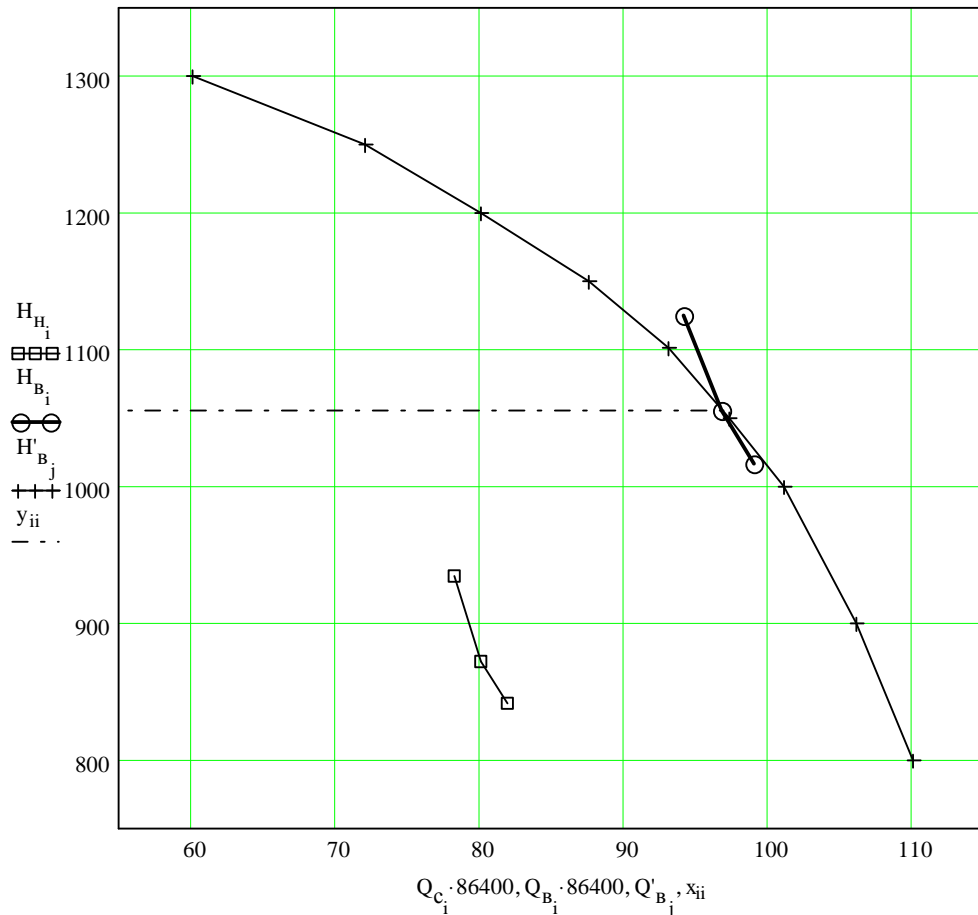


Рисунок 6 - Криві залежностей $H'_{B_j} - Q'_{B_j}$ (напірна характеристика вибраного насоса), $H_{H_i} - Q_{C_i}$ (залежність між напором і подаванням газорідинної суміші), $H_{B_i} - Q_{B_i}$ (залежність між скоректованими напором і подаванням при роботі насоса на воді); y_{ii} - напір, який повинен створювати насос при роботі на воді для забезпечення заданого дебіту свердловини

Аналогічні побудови можна робити і для насосів інших типів.

5.7. Розрахунки к.к.д. насоса.

Визначаємо к.к.д. насоса за формулою:

$$\eta = K_\eta K_{zn} \eta_v, \quad (5)$$

де K_η – коефіцієнт, який враховує в'язкість продукції (див. вище);

K_{zn} – коефіцієнт, який враховує зниження к.к.д. насоса через його зношеність, а також через підвищену шорсткість і спотворення геометрії каналів його робочих коліс, рівний 0,85-0,9;

η_v – к.к.д. насоса, який знімається з його характеристики і відповідає подаванню в точці Q'_{B_0} (довідникові дані).

За визначеним напором H і заданим дебітом Q можна вибрати наближено типорозмір ЕВН (аналогічно попередньому), а відтак розрахувати параметри його роботи з урахуванням діаметра експлуатаційної колони, наявності потоку газорідинної суміші в насосі, енергети-

чні показники роботи устаткування (потужність тощо).

У разі потреби можна задаватися іншими значинами розмірів насосно-компресорних труб (d, L) і на основі економічних показників роботи вибрати найвигідніший варіант комплектації обладнання свердловини і режимних параметрів роботи.

Методику апробовано для розрахунку електровідцентровонасосних свердловин, може бути рекомендована користувачеві.

Висновки

Електровідцентровонасосний спосіб експлуатації свердловин для видобування нафти на поверхню серед механізованих способів є одним із найбільш високоєфективних і поширених способів. Ефективність роботи устаткування залежить в першу чергу від обґрунтованості вибору насоса. У розвиток відомих досліджень нами вперше розроблено вітчизняну ме-

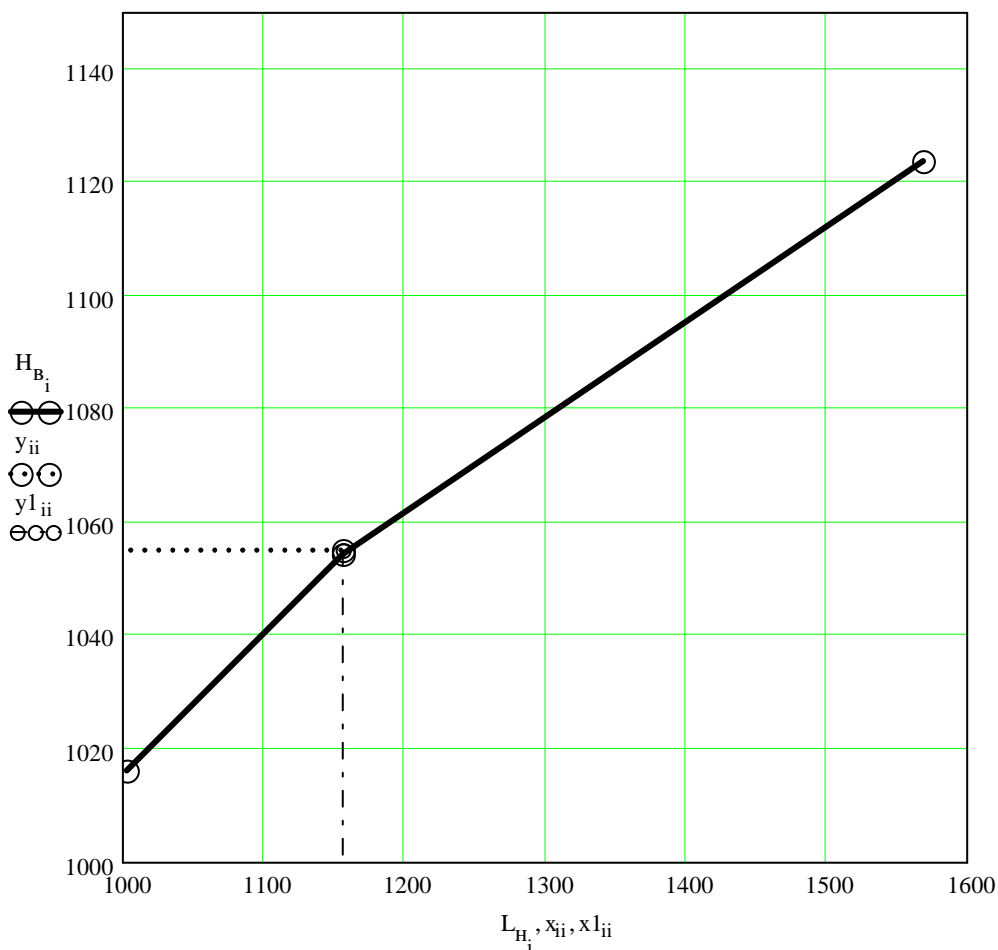


Рисунок 7 – Крива залежності напору від глибини опускання насоса L_{Hj} у свердловину для визначення необхідної глибини опускання насоса L_H

тодику проектування електровідцентровонасочної експлуатації нафтових свердловин за модульним принципом з використанням кривих розподілу тиску вздовж стовбура свердловини і паспортної напірно-витратної характеристики насоса. Для урахування ускладнювальних чинників запропоновано розраховувати параметри потоку безпосередньо на вході в насос, коли біжуча можлива, розрахункова глибина опускання його змінюється вздовж цього потоку, а відтак вибирається три глибини опускання насоса і один-два типи насосів. За скоректованими параметрами насосів до умов у свердловині та знайденими значинами витрати і глибини у полі напір-глибина знаходимо шукану глибину опускання конкретного насоса. Методику апробовано по ряду свердловин і може бути рекомендована користувачеві.

Література

1 Бойко В.С. Технологія видобування нафти: підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827с.
 2 Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 784

3 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие. – Москва: ФГУП. Изд-во “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

4 Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – Москва: Недра, 1983. – 455 с.

5 Казак А.С. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти / А.С. Казак, И.И. Росин, Л.Г. Чичеров. – Москва: Недра, 1973. – 232 с.

6 Зайцев Ю.В. Добыча нефти и газа / Ю.В. Зайцев, Ю.А. Балакиров. – Москва: Недра, 1981. – 384 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
10.04.13

Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Зезекалом І.Г.**
(ГО «Спілка наукових та інженерно-технічних фахівців «Прометей», м. Полтава)

ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ВІДКЛАДІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН ПЕРЕДКАРПАТТЯ

¹М.І. Чорний, ²О.М. Чорний, ¹Я.М. Коваль, ¹І.О. Федак, ¹І.Р. Михайлюк

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123,
e-mail: geophys@nimg.edu.ua

²Львівське відділення ГПУ «Полтавагазвидобування»,
м. Львів, вул. Рубчака, 27, тел. (0322) 233626

Висвітлюються питання первинного розкриття, випробування, дослідження чинників зниження продуктивності свердловин. Проведений аналіз якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин Передкарпаття свідчить, що розкриття пластів без належного врахування фізико-хімічних властивостей порід і насичуючих їх флюїдів, величин тисків, температур спричиняє зменшення проникності колекторів, зниження продуктивності свердловин і збільшення часу їх випробування. У роботі приведено приклади, коли за сприятливих прямих і опосередкованих ознак нафтогазоносності пласти при випробуванні не давали промислових припливів нафти та газу. Основними чинниками, що призводять до погіршення якості розкриття продуктивних пластів є пластовий тиск, температура, тип промивальної рідини, репресія на пласт, поровий тиск та ін. Авторами роботи розглядаються рекомендації з підвищення ефективності буріння та збільшення продуктивності свердловин у процесі розроблення нафтогазових родовищ. Дані рекомендації полягають у постійній оцінці та прогнозуванні порових і пластових тисків у процесі буріння свердловин.

Ключові слова: якість розкриття продуктивних відкладів, глибина кольматації, поровий тиск, продуктивність свердловин.

Освещаются вопросы первичного раскрытия, испытания, исследования факторов снижения производительности скважин. Проведенный анализ качества вскрытия продуктивных отложений при бурении скважин Прикарпатья показывает, что вскрытие пластов без должного учета физико-химических свойств пород и насыщающих их флюидов, величин давлений, температур вызывает уменьшение проницаемости коллекторов, снижение продуктивности скважин и увеличение времени их испытания. В работе приведены примеры, когда при благоприятных прямых и косвенных признаках нефтегазоносности пласта при испытании не давали промышленных притоков нефти и газа. Основными факторами, которые приводят к ухудшению качества вскрытия продуктивных пластов является пластовое давление, температура, тип промывочной жидкости, репрессия на пласт, поровое давление и др. Авторами работы даны рекомендации по повышению эффективности бурения и увеличения производительности скважин в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Данные рекомендации заключаются в постоянной оценке и прогнозировании поровых и пластовых давлений в процессе проводки скважины.

Ключевые слова: качество вскрытия продуктивных отложений, глубина кальматации, поровое давление, производительность скважин.

The article highlights the issue of initial tapping, testing, investigation of factors that reduce the efficiency of wells. The carried-out analysis of the quality of tapping pay deposits while drilling wells in the Precarpathian region shows that without due regard to physical and chemical properties of rocks and their saturating fluids, values of pressures, temperatures the tapping of the strata causes the reduction in reservoir permeability, decrease in the efficiency of wells and increase in the time of their testing. The article contains examples of cases when under the favorable direct and indirect signs of oil and gas showing the strata by testing didn't produce economic inflow of oil and gas. The main factors leading to the deterioration of tapping the pay deposits is formation pressure, temperature, a type of drilling fluid, drive on the formation, porous pressure and others. The authors of article have provided the recommendations to improve the efficiency of drilling and increase the efficiency of drilling wells while developing oil and gas fields. These recommendations are the continuous evaluation and forecasting of porous and formation pressure during well penetration.

Key words: quality of tapping pay deposits, depth of wall packing, porous pressure, efficiency of wells.

Загальний аналіз стану наукових досліджень і виробничої практики в Україні [1, 2, 3, 4, 5, 6] свідчить, що розкриття пластів без належного врахування фізико-хімічних властивостей порід і насичуючих їх флюїдів, величин тисків, температур, тощо спричиняє зменшення проникності колекторів, зниження продуктивності свердловин і збільшення часу їх випробування. У згаданих роботах охарактеризовано основні чинники, що погіршують якість розкриття пластів, методи вивчення цих чинників і

можливості зменшення закупорювання колекторів. Особливо підкреслюється, що застосування однакових технологічних заходів у різних геологічних умовах може призводити до різних кінцевих результатів.

У даний час багатьма дослідниками [1, 2, 3] запропоновано багато рецептур бурових розчинів та інших рекомендацій з підвищення якості розкриття і закріплення продуктивних пластів, однак, промислова практика свідчить, що для наукового обґрунтування вибору методів запо-

бігання забрудненню продуктивного пласта необхідна інформація про геологічну будову родовища, літологічний склад порід, їх колекторські властивості та насичення флюїдами, фізико-хімічні властивості флюїдів, пластові тиски і температуру.

Авторами [2] відображено доцільність застосування органоколоїдних домішок за розробленою ними технологією у вигляді емульсійних бурових розчинів і суспензій. Застосування розроблених систем бурових розчинів із органоколоїдними складовими дасть можливість забезпечити:

- збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів;
- стабілізацію міцності розбурюваних порід;
- покращення властивостей фільтраційної кірки;
- обмеження негативного впливу реагентів на зміну реологічних і фільтраційних характеристик бурових розчинів;
- покращення змашувальних властивостей бурового розчину.

Для попередження ускладнень, які виникають в процесі буріння нижньосарматських відкладів Передкарпаття, Р.В.Зіньков, М.Я.Магун [7] пропонують використовувати інгібовані бурові розчини, здатні стимулювати або уповільнювати процеси набухання і розмокання глинистих порід. На їх думку, використання калійного інгібітору порівняно з хлористим калієм дало змогу істотно зменшити коефіцієнт набухання і руйнування гірських порід. Застосування суміші хлористого калію і калійного інгібітору дає змогу підсилити закріплюючу дію бурового розчину на привибійну зону продуктивного пласта.

Слід зазначити, що проведені багатьма авторами дослідження [4, 8] і запропоновані рекомендації в основному стосуються нафтоносних пластів, тоді як проблема розкриття газоносних пластів і фізична сутність явищ, які відбуваються в привибійній зоні, до кінця не вивчені. У зв'язку з цим дослідження в даному напрямку викликають особливий інтерес і займають важливе місце в системі заходів, спрямованих на підвищення ефективності розробки газових родовищ.

Під час розкриття продуктивного пласта пониження проникності може відбуватись в результаті:

- проникнення глинистих частинок із бурового розчину у канали пласта;
- проникнення у пористе середовище води, яка фільтрується із глинистого розчину;
- випадіння в порах привибійної зони пласта-колектора асфальтно-смолистих компонентів
- формування глинистої кірки на поверхні стовбура свердловини.

Проникнення бурового розчину у привибійну зону відбувається при великих репресіях на пласт та, коли розкритість каналів і тріщини у пласті значно перевищують розміри твердих частинок, які знаходяться у розчині у зважено-

му стані. У таких випадках освоєння свердловини ускладнюється і для одержання припливу рідини до вибою необхідно очистити останній від глинистого розчину.

Слід зауважити, що дослідниками [1, 4, 6] проведено мікроскопічні дослідження кольматційного шару. Встановлено, що глибина кольматції взірців з високою проникністю становить в середньому 4-7 мм, а взірців з малою проникністю 1,5-3 мм. На основі цих досліджень було зроблено наступні висновки: після розкриття продуктивного пласта з вихідними проникностями 0,1-0,5 мкм² і 1-2 мкм², проникність зменшується відповідно, на 30-50 % і 20-25 %. Було встановлено, що проникнення твердої фази бурового розчину починається при проникності колектора біля 270·10 м², причому із збільшенням проникності породи негативний вплив твердої фази зростає. Нижче цієї величини проникнення у пласт дисперсної фази не спостерігається і початкова проникність гірської породи у результаті впливу бурового розчину практично не змінюється.

Розглядаючи літолого-петрографічну характеристику і структуру порового простору палеоцен-еоценових відкладів газових родовищ Битків-Бабче, Бухтівець, можна стверджувати, що поширені у цьому районі колектори II і III класів найбільш схильні до кольматції. Для нижньосарматських та торгонських відкладів газових родовищ Косівського, Яблунівського, Кадобнянського, Гринівського також характерно проникнення в них дисперсної фази бурового розчину, однак у меншій мірі, так як проникність цих відкладів відмінна від проникності еоцен-олігоценових відкладів.

Фільтрація води із глинистого розчину у пласт відбувається, коли розміри порових каналів набагато менші розмірів твердих частинок диспергованих у розчині. Внаслідок цього, поверхня порід веде себе як фільтр.

Вода фільтрується із глинистого розчину при низькому вмісті у ньому колоїдних частинок і при попаданні у нього забруднюючих реагентів, які перетворюють глини на основі кальцію у важкодисперсійні, а також у випадку невідповідного показника *pH* (дуже високий або дуже низький).

Глибина проникнення фільтрату промивальної рідини у пласт та її кількість у значній мірі визначаються перепадом тиску на пласт у процесі його розкриття. Так, наприклад, на газових родовищах Косів, Яблунів, Грушів, Бухтівець, репресія на пласт у процесі його розкриття досягала 9-10 МПа. Звичайно, що при таких репресіях у пласт проникає велика кількість фільтрату, якщо для розкриття використовують глинисті розчини з високою водовіддачею.

Вказане явище підсилюється при значних коливаннях тиску у свердловині у процесі спуско-підйомних операцій. Інтенсивність зміни гідродинамічного тиску зростає при збільшенні глибини свердловини, швидкості підйому або спуску інструмента, в'язкості і статичної напруги зсуву промивальної рідини, при змен-

шенні зазору між стінкою свердловини та інструментом. За даними деяких дослідників [5] приріст гідродинамічного тиску при певних умовах під час спуску інструмента може бути рівний геостатичному тиску у свердловині, що може призвести до гідравлічного розриву пласта, а відповідно, до проникнення у пласт великих об'ємів промивальної рідини.

У процесі первинного розкриття продуктивних пластів застосовувались глинисті і тампонажні розчини високої питомої ваги, що сприяло створенню високих репресій на пласт і можливому проникненню у високопористе середовище колекторів фільтратів і твердої фази цих розчинів. У деяких свердловинах сумарні репресії на пласт досягали 10-14 МПа. Такі репресії, насамперед, ведуть до гідророзривів пласта, про що свідчать інтенсивні поглинання бурового розчину (від 28 до 100 м³), які спостерігались в ряді свердловин Летнянського, Бухтівецького, Кадобнянського, Яблунівського родовищ.

Розкриття виснажених газоносних пластів свердловинами Косівського, Кадобнянського родовищ проводилося глинистими розчинами великої питомої ваги, розробленими на прісній воді і обробленими КМЦ.

Проведені нами дослідження підтвердили, що такі реагенти у більшій мірі сприяють набухання глинистої речовини і значній закупорці нижньосарматських колекторів. Повторні методи розкриття цих відкладів безглинистими розчинами на основі КСІ і пластової води дали змогу вивести продуктивні пласти у деяких свердловинах на проектні показники.

Найкращими промивальними рідинами для первинного розкриття продуктивних пластів при бурінні є газоподібні агенти і безводні розчини на нафтовій основі, зворотні емульсійні розчини з мінералізованою водною фазою. При виборі найпридатнішої для цієї мети рідини необхідно враховувати ряд вимог. Основними із них є наступні:

- фільтрат промивальної рідини не повинен сприяти набухання глинистих частинок, збільшенню гідрофільності породи і збільшенню кількості фізично зв'язаної води в порах пласта;

- склад фільтрату повинен бути таким, щоб при проникненні його в пласт не проходили фізичні або хімічні взаємодії, які б призвели до утворення нерозчинних осадів;

- гранулометричному складу твердої фази промивальної рідини повинен відповідати структурний поровий простір продуктивного пласта;

- для запобігання глибокого проникнення твердих частинок у пласт, в промивальній рідині вміст частинок діаметром $D_r > 1/3D_p$ повинен бути не меншим за 5 % від загального об'єму твердої фази. Це сприятиме швидкому утворенню фільтраційної кірки, що виконуватиме функції бар'єру для подальшого проникнення твердої фази у пласт (табл. 1);

- поверхневий натяг на границі фільтрат-вуглеводні пласта повинен бути мінімальним;

Таблиця 1 – Відповідність матеріалу твердої фази промивальної рідини до розмірів пор продуктивного пласта

Матеріал	Середній діаметр, мкм	Діапазон розмірів пор, мкм
Бентонітові глини	1,5	< 10
Порошковий кремнезем	2,0	< 10
Гравій 0,42-0,84 мм	550	210-840
Гравій 0,84-2,0 мм	1545	840-2000
Гравій 1,4-2,4 мм	2000	1680-2380

- водовіддача у привибійних умовах, температура і тиск повинні бути мінімальними, а густина і геологічні властивості такі, щоб диференційний тиск при розбурюванні продуктивної товщі був близьким до нуля;

- степінь мінералізації і сольовий склад фільтрату промивальної рідини повинні бути близькими до пластових, а осмотичний тиск мінімальним.

З точки зору цих вимог, безлужні мінералізовані промивальні речовини з малою водовіддачею значно кращі для розкриття продуктивних пластів, ніж прісні або лужні (наприклад, оброблені УЩР) розчини, якщо навіть останні мають меншу водовіддачу, а багатоконпонентні піни ефективніші, ніж крапельні промивальні рідини на водяній основі.

Необхідно при бурінні перших розвідувальних свердловин на кожній площі відібрати керн із продуктивних пластів і в лабораторії визначити сольовий склад флюїдів кожного пласта, розподіл пор за розмірами. У залежності від результатів такого аналізу слід розробляти рецептуру промивальної рідини для подальших свердловин. У реальних породах продуктивні пласти мають широкий спектр пор. Тому до складу дисперсної фази промивальної рідини доводиться вводити закупорюючі частинки різних розмірів, з таким розрахунком, щоб вони утворювали тонку глинисту кірку. При бурінні інших свердловин проводити аналіз структури порового простору і складу пластових флюїдів, і, при необхідності, вносити відповідні поправки в рецептуру промивальних рідин.

Проведені нами дослідження показали, що забруднення чутливих до води пластів можна уникнути завдяки використанню інгібованих бурових розчинів або розчинів на мінералізованій воді. Для розчинів хлоридів натрію, калію та кальцію запропоновано рекомендації мінімальних концентрацій солей (табл. 2). Слід звернути увагу на те, що хлориди кальцію і калію проявляють приблизно однакову інгібуючу дію, але хлорид кальцію має суттєвий недолік: може призвести до забруднення пласта в результаті осідання карбонатів або сульфідів, часто прису-

тніх у пластових водах. Тому перевагу слід надавати хлориду калію, якщо при цьому не потрібні дуже високі густини бурового розчину.

Ідеально промивальною рідиною для розкриття продуктивних пластів повинна бути рідина, фізично і хімічно нейтральна у відношенні до гірських порід і пластових рідин продуктивних пластів. До сьогодні такої рідини ще не винайдено. Тому на практиці вирішують питання зміни і застосування властивостей промивальних рідин, які існують на даний час, з метою пониження їх несприятливої дії на колекторські властивості продуктивних пластів.

Таблиця 2 – Мінімальні концентрації (г/л) солевих розчинів для запобігання глинистому блокуванню чутливих до води пластів

Глинистий мінерал у пласті	Розчини солей		
	NaCl	CaCl ₂	KCl
Монтморилоніт	30	10	10
Ілліт, каолініт, хлорит	10	1	1

За несприятливої дії на пласт при його розкритті промивальні рідини можна розділити в наступний ряд:

- газоподібні агенти (повітря, природний газ, азот, інертні гази і т.д.);
- нафта пласта, який розкривається;
- розчини на нафтовій основі або вапняково-бітумні розчини;
- зворотні емульсії з солями, насиченими водною фазою;
- глинисті розчини, оброблені ПАР, з низькою водовіддачею;
- глинисті розчини хлориду калію з низькою водовіддачею;
- глинисті розчини з підвищеною водовіддачею;
- вода;
- розчини з неконтрольованою водовіддачею.

У нафтогазорозвідувальних свердловинах продуктивні пласти розбурюють з використанням, головним чином, бурових розчинів на водянній основі (глинисті розчини). Для попередження негативного впливу проявів гірського тиску і фізико-хімічних процесів на колекторські властивості порід у привибійній зоні пласта, ці розчини повинні відповідати вимогам, що вказані вище.

Причиною низької якості розкриття продуктивних відкладів на площах Передкарпаття є відсутність даних з прогнозування зон НГПТ при бурінні свердловин.

На площах Передкарпаття при розкритті порід-покришок у свердловинах 8-Стинява, 17-Росільна, 19-Гвізд, 23-Пнів, 1, 2-Рожнятів (див. табл. 3) градієнти порового тиску значно вищі за градієнти тиску стовпа бурового розчину. Для запобігання ускладнень, які виникають при розбурюванні таких порід, буровий розчин обважнювали, а продуктивні відклади, які залягають нижче, розкривали без зміни його показ-

ників, що зумовило проникнення розчину у пласт на велику глибину, особливо в інтервалах залягання тріщинуватих колекторів [8].

При розбурюванні цих відкладів часто виникали ускладнення (осипи, обвали порід, які складають стінки свердловини, прихвати бурової колони, газування бурового розчину). Як правило, ці ускладнення виникали у зонах перевищення гідростатичного тиску над поровим. Зони НГПТ проміжною колоною повністю не перекривались. Повсякчасне газування бурового розчину примушувало обважнювати його, через що продуктивні відклади розкривали з репресією на пласт, яка досягала 18-20 МПа.

Високі градієнти тисків є у всіх свердловинах у відкладах поляницької та бистрицької свит, які є покришками. Особливо високі порові тиски відзначаються в поляницьких відкладах Рожнятівської складки. Градієнти тисків у поляницьких відкладах у свердловині 5-Рожнятів досягають $2 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. В інших свердловинах ця величина коливається в межах $1,7-1,8 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. При бурінні в цих відкладах відзначаються постійні ускладнення процесу буріння у вигляді осипання, обвалів стінок свердловини, прихоплення бурового інструменту.

У результаті оцінки та прогнозування порових тисків у свердловинах по площі Рожнятів побудовано схему співставлення градієнтів порового тиску та градієнтів статичних тисків стовпа промивальної рідини (рис. 1). Із співставлення градієнтів тисків видно, що, в основному, ускладнення, які викликають прихоплення і затяжки бурильного інструменту, зазначені в зонах, де поровий тиск перевищує гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини. Розгазування промивальної рідини у відкладах Рожнятівської складки відзначається у всіх свердловинах, що змусило бурові бригади здійснювати буріння з використанням обважнених параметрів промивальної рідини.

Так, наприклад, у свердловині 5-Рожнятів із глибини 4500 м густина промивальної рідини досягала $2,16 \cdot 10^3$ кг/м³. Підвищення густини промивальної рідини спричинене високими градієнтами порових тисків і сильним розгазуванням бурового розчину.

Таким чином, вищевказані причини практично змусили розкривати продуктивні менілітові відклади Рожнятівської складки з великими репресіями, які досягали 15-20 МПа. Окрім цього, необхідно відзначити, що спуск технічної колони не досягав поставленої мети, так як зони з АВПТ не були перекриті.

Як видно із схеми (рис. 1), у всіх свердловинах технічні колони необхідно було б опускати нижче з тим розрахунком, щоби перекрити поляницькі відклади Рожнятівської складки, які мають високі градієнти порових тисків. У разі перекриття поляницьких відкладів з високими градієнтами тисків подальше розкриття менілітових відкладів можливо було б здійснювати з використанням промивальної рідини меншої густини.

Отже, співставлення градієнтів тисків свідчить, що можливі нафтогазоносні менілітові

Таблиця 3 – Пластові тиски флюїдів у нафтогазоносних родовищах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Назва родовища	Середня глибина покладу, м	Пластовий тиск, МПа	Перевищення $P_{пл}$ над умовно-гідростатичним, МПа	Гradient пластового тиску, МПа/м·10 ⁻²	Пластовий флюїд
1	2	3	4	5	6
I структурний ярус					
1. Старо-Самбірське	3450	47,8	+13,3	1,38	нафта
2. Орівське	3220	37,5	+5,3	1,16	нафта
3. Уличнянське	3235	38,5	+6,2	1,19	нафта
4. Стинявське	3625	44,5	+8,3	1,23	нафта
5. Танявське	3770	41,9	+4,2	1,12	нафта
6. Північно-Долинське	2800	34,9	+6,3	1,22	нафта+газ
7. Долинське	2350	30,4	+6,9	1,3	нафта
8. Вигода-Витвицьке	3570	33,8	-1,9	0,96	нафта
9. Оболонстке	2850	33,8	+5,3	1,18	нафта
10. Спаське	1750	15,4	-2,1	0,88	нафта
11. Струтинське	2160	25,5	+3,9	1,18	нафта
12. Битківське	1250	12,9	+0,4	1,03	нафта
II структурний ярус					
1. Бориславське	2400	32,4	+8,4	1,35	нафта
2. Уричське (Заводське)	4740	67,2	+19,8	1,42	нафта
3. Орівське (Іванківський блок)	3020	41,5	+11,3	1,37	газо-конденсат
4. Стинявське	4100	68,3	+27,3	1,66	нафта
5. Ольховське	3007	39,0	+9,0	1,29	нафта
6. Росільнянське	2680	41,9	+15,1	1,56	газо-конденсат
7. Раковець	3000	45,5	+15,5	1,52	нафта
III структурний ярус					
1. Космацьке	3180	46,3	+14,5	1,45	газо-конденсат
2. Гвіздецьке	1810	31,0	+12,9	1,72	нафта
3. Битківське (Пасічна)	4250	56,1	+13,6	1,32	газо-конденсат
4. Пнівське	2300	34,8	+11,8	1,52	нафта

відклади Рожнятівської складки розкривалися з великими репресіями. У даних свердловинах через великі перепади гідродинамічних тисків між свердловиною і пластами, які досягли 20 МПа, відбувалося глибоке проникнення промивальної рідини у привибійну зону пласта-колектора (1-2 м), в результаті чого колекторські властивості привибійної зони погіршилися (табл. 4). Незважаючи на розгазування розчину, ні одна із пробурених свердловин не дала промислового припливу газу чи нафти. Усі вищевказані причини неякісного розкриття пластів-колекторів мали місце у процесі буріння свердловин Рожнятівської розвідувальної площі [5].

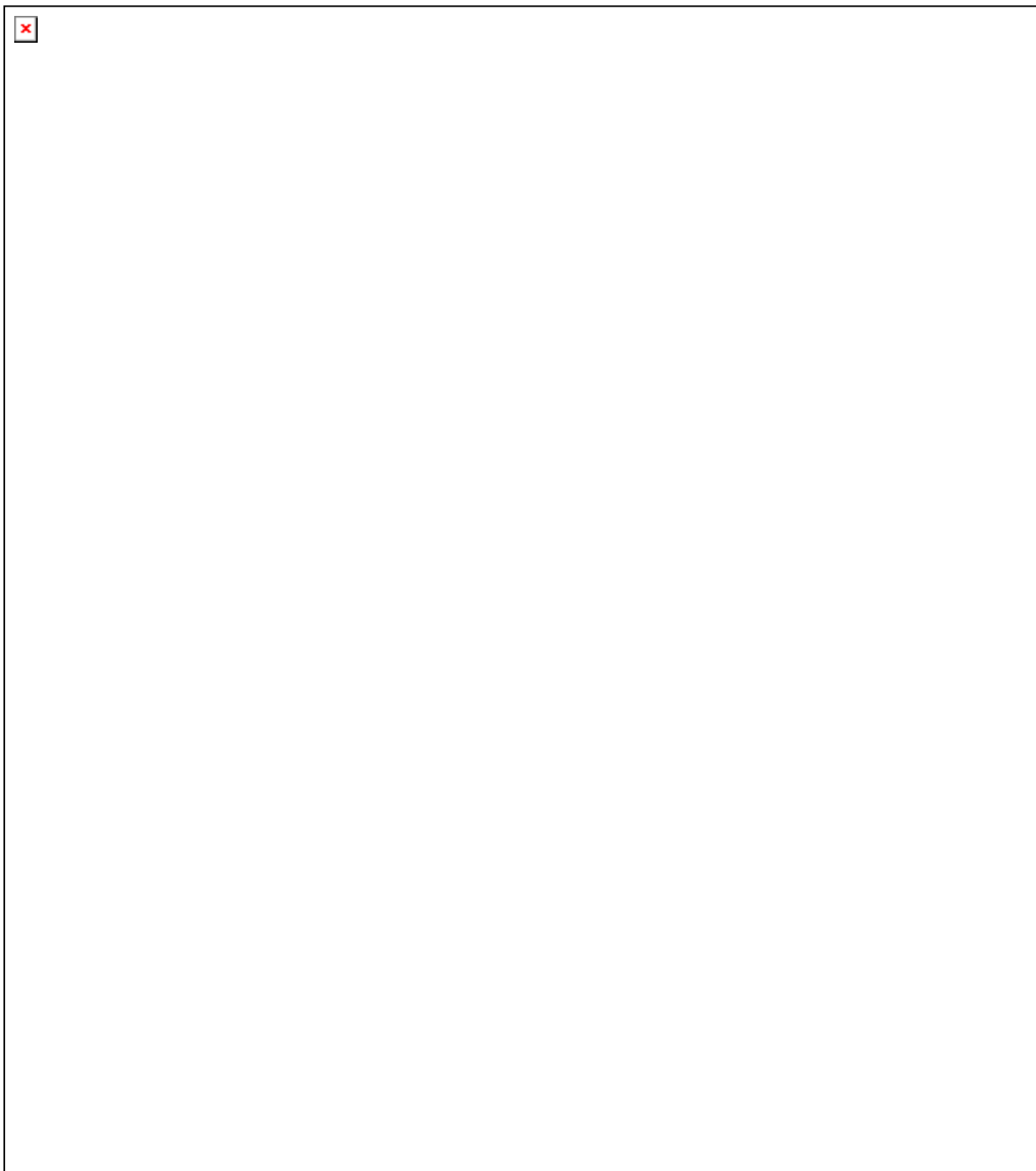
Із таблиць 3 і 4 видно, що буріння у Передкарпатському прогині часто велося на важчих промивальних рідинах, ніж планувалось. Тому створювалися значні репресії на пласти, а це погіршувало їх колекторські властивості та

спотворювало геофізичні дослідження, що могло призвести до неправильних висновків результатів інтерпретації, внаслідок сильного спотворення привибійної зони пласта.

Отже, за побудованими схемами співставлення градієнтів порових тисків і градієнтів статичних тисків, які створені стовпом промивальної рідини, та при визначенні зони проникнення промивальної рідини в колектор, можна проводити аналіз розкриття продуктивних пластів у будь-якій свердловині.

Для якісного розкриття продуктивних пластів необхідно бурити свердловини в оптимальних умовах, тобто на «рівновазі». Це досягається постійною оцінкою та прогнозуванням порових і пластових тисків у процесі проводки свердловини [5].

Таким чином, прогнозування зон НГПТ, порівняння градієнтів тиску стовпа бурового



**Рисунок 1 – Співставлення градієнтів порового тиску
4з градієнтами тиску промивальної рідини для Рожнятівської площі**

розчину і порового тиску, визначення радіуса зони проникнення бурового розчину у пластоколектор з врахуванням його колекторських властивостей дають можливість стверджувати, що якість розкриття продуктивних відкладів на більшості свердловин Передкарпаття є низькою. На підставі одержаних даних рекомендується у пробурених свердловинах (площа Космач-Покутський) розбурити цементний міст та провести повторне дослідження продуктивних пластів. Для підвищення ефективності пошуково-розвідувального буріння в умовах Передкарпаття необхідно проводити геофізичні та ла-

бораторні дослідження з метою прогнозування та виявлення зон НГПТ, враховуючи результати цих досліджень при спуску проміжної колони.

Література

1 Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластів: [монографія] / Роман Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.

2 Мислюк М.А. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття / М.А Мислюк, А.О. Васильченко // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – №1. – С. 23-25.

Таблиця 4 – Результати розкриття та виробування свердловин Рожнятівської площі

№ свердловини	Інтервал виробування	Вік	Метод розкриття	Результати виробування	Одержаний флюїд	Рекомендації за геофізичними дослідженнями	Репресія на пласти, МПа	Глибина проникнення рідини в пласт, м	Пластовий тиск, МПа
1	4290-4370	P_{3ml}	ПКО-89	промисловий приплив нафти	нафта	нафта	20,0	2,0	$H=2832$ м свердловина переливала, $R_{пл}=43,0$
	4385-4463	P_{3ml}	ПКО-89	сухий	–	нафта	18,0	1,8	свердловина переливала, $H=4182$ м $R_{пл}=73,0$
2	4670-4760	P_{3ml}	ПКС-80	слабкий приплив нафти	нафта	нафта	13,5	2,0	–
	4860-4875	P_{3ml}	ПКОТ-80 гідро-перфорація	$Q_{н}=0,34$ м ³ /добу	нафта	нафта	14,5	0,9	–
	5145-5180	P_{2bs}		сухий	–	нафта	8,0	0,8	можлива нафтоносність
	5230-5280	P_{2vg}	гідро-перфорація	слабкий приплив нафти	нафта	нафта	0	0,67	не реко-мендовано
5340-5450	P_{2mv}	гідро-перфорація	сухий	–	нафта	0	0,70	нафта	
3	4553-4620	P_{3ml}	гідро-перфорація	$Q_{в}=0,5$ м ³ /добу	вода	вода	9,0	1,2	ОПТ
	4650-4695	P_{3ml}	гідро-перфорація	$Q_{н}=0,2$ м ³ /добу	нафта	нафта	9,0	1,1	$H=4663$ м
	5060-5280 5450-5530	P_{3ml} $P_{2bs} + vg$	– пласто-виробувач	не виробовувався непромисловий приплив нафти	– нафта	нафта не реко-мендовано	20,0 4,0	1,3 0,85	$R_{пл}=63,6$ свердловина переливала, $R_{пл}=69,5$

3 Системи бурових промивальних рідин із органоколоїдними складовими. / Андрусак А.М., Гайдамака О.В., Тершак Б.А., Мрозек Є.Р. // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. - №1. – С. 19-22.

4. Обводнення газових і нафтових свердловин. Том 3. Особливості експлуатації свердловин: У двох кн. Книга 1 / В.С.Бойко, Р.В.Бойко, Л.М.Кеба, О.В.Семінський; за ред. В.С. Бойка. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2011. – 713 с. ISBN 966-96506-2-3, ISBN 966-96506-1-5.

5 Чорний М.И. Оценка качества вскрытия продуктивных отложений при бурении скважин в Предкарпатье / М.И.Чорный. Г.И.Антониншин.// Бурение. – 1983. – Вып. 9. – С. 10-11.

6 Крупський Ю.З. Дослідження умов підвищення газовилучення пластів у процесі вторинного розкриття продуктивних горизонтів у газових і газоконденсатних свердловинах Передкарпаття / Ю.З. Крупський, І.М. Кузів, О.М. Чорний, М.І. Чорний // Нафт. і газова пром-сть. – 2012. – №6. – С. 23-25.

7 Зіньков Р.В. Особливості підвищення інгібуючих властивостей промивальних рідин під час розбурювання нестійких гірських порід нижньоміоценових відкладів на родовищах Карпатського нафтогазоносного регіону / Р.В. Зіньков, М.Я.Магун // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – №3. – С. 26-29.

8 Рудий М.І. Технології дії на привибійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин / М.І. Рудий, С.М. Рудий // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – №1. – С. 45-48.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.04.13*

*Рекомендована до друку
професором **Орловим О.О.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Максимчуком В.Ю.**
(Карпатське відділення інституту геофізики
ім. С. Субботіна НАН України, м. Львів)*

БЕЗКОНТАКТНЕ ВИЯВЛЕННЯ МІСЦЬ ВИТОКІВ У ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОМЕРЕЖАХ БЕЗКАНАЛЬНОЇ ПРОКЛАДКИ

І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, А.В. Яворський

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 504708,
e-mail: tdm@nimg.edu.ua*

Розглянуто проблеми, які виникають під час експлуатації підземних теплових мереж з трубопроводами в пінополіуретановій тепловій ізоляції, прокладених безканальним способом. Проаналізовано проблеми, що виникають у системах оперативно-дистанційного контролю таких трубопроводів. Вказано недоліки акустичних методів контролю, які виникають у процесі інструментального обстеження теплових мереж. Запропоновано пошук підземних теплових мереж безканальної прокладки та виявлення місць витоків у них здійснювати шляхом аналізу характеру розподілу природних електромагнітних полів у приповерхневій області Землі. За допомогою дослідної установки отримано профілі розподілу напруженості електричної компоненти електромагнітного поля Землі над тепломережею в приповерхневій області. Встановлено, що місце витоків у підземній тепловій мережі можна виявити за зміною фазового зсуву та напруженості електростатичного поля. Розроблено пристрій для виявлення місць витоків у підземних теплових мережах безканальної прокладки, в якому як інформативні використовуються два параметри - інтеграл фазового зсуву на частоті прийому, величина якого змінюється на границі переходу середовищ (грунт - труба), та напруженість електростатичного поля. Описано конструкцію пристрою та наведені його основні технічні характеристики. Розроблено методику проведення вимірювань при пошуку траси та виявленні витоків у підземних теплових мережах безканальної прокладки.

Ключові слова: трубопровід, пінополіуретанова ізоляція, метод, пристрій, тепла мережа, безканальна прокладка, електромагнітне поле, витік.

Рассмотрены проблемы, которые возникают во время эксплуатации подземных тепловых сетей с трубопроводами в пенополиуретановой тепловой изоляции, проложенных безканальным способом. Проанализированы проблемы, возникающие в системах оперативно-дистанционного контроля таких трубопроводов. Указаны недостатки акустических методов контроля, возникающие в процессе инструментального обследования тепловых сетей. Предложено поиск подземных тепловых сетей бесканальной прокладки и выявление мест истоков в них осуществлять путем анализа характера распределения естественных электромагнитных полей в приповерхностной области Земли. С помощью опытной установки получены профили распределения напряженности электрической компоненты электромагнитного поля Земли над теплосетью в приповерхностной области. Установлено, что место истока теплоносителя из подземной тепловой сети можно обнаружить по изменению фазового сдвига и напряженности электростатического поля. Разработано устройство для выявления мест истоков теплоносителя в подземных тепловых сетях бесканальной прокладки, в котором как информативные используются два параметра - интеграл фазового сдвига на частоте приема, величина которого изменяется на границах перехода сред (почва - труба), и напряженность электростатического поля. Описана конструкция устройства и приведенные его основные технические характеристики. Разработана методика проведения измерений при поиске трассы и выявлении истоков в подземных тепловых сетях бесканальной прокладки.

Ключевые слова: трубопровод, пенополиуретановая изоляция, метод, устройство, тепловая сеть, бесканальная прокладка, электромагнитное поле, исток.

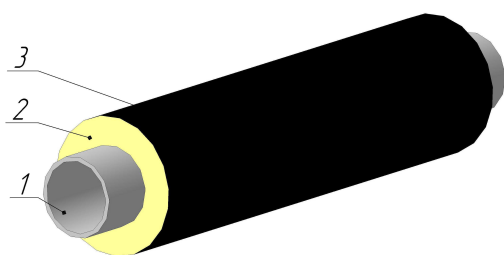
In-service problems occurring to buried trenchless-laid heat-supplying systems of urethane foam insulated pipelines are considered. Problems occurring to remote operational monitoring systems at pipelines of such type are analyzed. The shortcomings of acoustic control method used for tool inspection of heat-supplying systems are determined. It is offered to locate buried trenchless-laid heat-supplying systems and to detect their leakages by analyzing the natural electromagnetic fields distribution in the surficial region of the Earth. With the help of the research unit, some profiles of electromagnetic Earth field electrical component stress distribution over the heat-supplying systems in the surficial region were determined. It is established that heat leaks in buried heat-supplying systems can be detected by measuring changes in phase shift and electromagnetic field stress. A device for detecting heat leaks in buried trenchless-laid heat-supplying system is designed, using two informative parameters: i.e. phase shift integral at receiving frequency (its value changes at the place of substance (soil-to-tube) change) and electromagnetic field stress. The design and basic specifications of the device are described. A specific measuring technique for locating buried trenchless-laid heat-supplying system and detecting their leakages is developed.

Key words: pipeline, urethane foam insulated, technique, device, heat-supplying system, trenchless-laid, electromagnetic field, leakage.

Надійність і економічність теплопостачання житлового фонду і промислових об'єктів, у більшості випадків, залежить від фактичного технічного стану теплових мереж, і, зокрема, цілісності трубопроводів. Згідно з урядовою програмою зараз в Україні здійснюється моде-

рнізація систем теплопостачання, в основному, за рахунок заміни старих тепломереж з мінераловатною ізоляцією новими, більш ефективними. Згідно з Правилами технічної експлуатації теплових установок і мереж [1] діючі теплові мережі і ті, що знову вводяться в експлуатацію,

повинні бути прокладені попередньо ізольованими трубами. Вимоги до експлуатування та діагностування трубопроводів теплових мереж визначаються Правилами будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води [2]. Попередньо ізольований трубопровід для тепломережі (рис. 1) [3, 4] складається з металевої труби, шару теплоізоляції зі спіненого поліуретану (ППУ-ізоляції) та шару підсиленої поліетиленової гідроізоляції. Теплоізоляційні характеристики таких трубопроводів є суттєво вищими за характеристики трубопроводів з мінераловатною ізоляцією [4].



1 – металевий трубопровід; 2 – теплоізоляція; 3 – гідроізоляція

Рисунок 1 – Конструкція трубопроводу тепломережі з ППУ-ізоляцією

Укладання підземних тепломереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції здійснюється безканальним способом відповідно до вимог ДБН В.2.5-39 [3].

Заявлений термін експлуатації теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції сягає 25-30 років. Проте, якість конструкції і теплоізоляційні характеристики підземних тепломереж, що застосовуються в даний час у вітчизняній практиці будівництва, в основному, не задовольняють сучасним вимогам ефективності і довговічності. Досвід експлуатації теплових мереж свідчить, що контроль за реальними тепловими втратами на них, як правило, не проводиться, хоча в ряді випадків можна виявити, що до 50% транспортованої теплоти не доходить до споживача через порушення теплоізоляції і наявні витoki теплоносія. Старіння трубопроводів через корозію відбувається в 2-3 рази швидше за розрахункові нормативні терміни. Статистика свідчить, що на кожні 100 км двотрубних теплових мереж щорічно виявляється близько 30-40 ушкоджень [5]. При міжремонтному періоді 16 років перекладка трубопроводів безканальної прокладки проводиться через 6-8 років, а прокладені в непрохідному каналі – через 12 років [5]. Основні причини такого швидкого виходу з ладу нових тепломереж – недотримання технології монтажу, низька якість матеріалу трубопроводів і їх ізоляційного покриття, високий вміст кисню в мережеві воді, якою заповнена система.

Поряд з економічними втратами найбільша безпека при експлуатації теплових мереж безканальної прокладки виникає при появі витоків з тепломережі, що не виходять на поверхню. Така ситуація є типовою при втраті герметичності тепломереж, особливо безканальної

прокладки, що прокладені під різними видами багатшарового дорожнього покриття чи бетонними площадками. В цьому випадку теплоносії, що витікає з мережі, поступово розмиває підстилаючий ґрунт – це призводить до втрати стійкості дорожнього чи бетонного покриття під навантаженням, в результаті чого виникають провали ґрунту. Такі провали провокують значні матеріальні збитки і не рідко є причиною серйозних людських травм (рис. 2).



Рисунок 2 – Провали ґрунту в результаті підповерхневих витоків з підземних теплових мереж безканальної прокладки

Застосування для безканальної прокладки попередньо ізольованих труб з ППУ-ізоляцією теоретично суттєво мало б зменшити аварійність тепломереж. Втрати тепла в трубах такої конструкції мінімальні, труби в ППУ-ізоляції практично не схильні до дії блукаючих струмів. Сама конструкція «труба в трубі» дозволяє повністю виключити зовнішню корозію трубопроводу.

Крім вищезгаданого, нові конструкції тепломереж, які виконані з попередньо ізольованих труб із ППУ-ізоляцією, мають ще одну важливу перевагу – систему оперативного дистанційного контролю (СОДК) за зволоженням ізоляції. Правильно працююча система дає змогу своєчасно реагувати на порушення цілісності металевої труби або поліетиленового гідроізоляційного покриття і заздалегідь запобігати появі витoku та створенню аварійної ситуації. Основний принцип роботи системи ОДК полягає в

зміні електропровідності теплоізоляційного шару з пінополіуретану при зволоженні. Контроль стану ізоляції полягає у вимірюванні опору сигнальних проводів, прокладених в теплоізоляційному шарі між металевією трубою та поліетиленовою або оцинкованою оболонками відносно металевієї труби (рис. 3).



Рисунок 3 – Реалізація системи оперативного дистанційного контролю за зволоженням ізоляції ППУ-трубопроводів

Проте реальна ситуація для тепломереж безканальної прокладки з трубопроводами в ППУ-ізоляції не є такою обнадійливою. В переважній більшості дані мережі з метою економії прокладаються без систем ОДК або дана система не функціонує через низьку якість монтажних робіт. Ще більший ризик в експлуатації теплових мереж викликає використання ППУ-труб, що виготовлені з газонафтопровідних труб, які перебували в експлуатації [6]. Такі труби часто використовують через їх відносно дешевизну (50-60% від вартості нових ППУ-труб). Поєднання дефектів механічної, фізичної та корозійної природи в процесі попередньої експлуатації з важкими експлуатаційними умовами тепломережі може призвести до швидкої втрати цілісності трубопроводу і появи витоків. Уникнути аварійних ситуацій можна тільки шляхом систематичного інструментального обстеження теплових мереж [7, 8]. Для виявлення місць наскрізних витоків у трубопроводах теплових мереж існуючим нормативним забезпеченням регламентується застосування акустичного методу контролю [9]. Як акустичні засоби контролю використовуються кореляційний течешукачі (для виявлення витоків у трубопроводі шляхом безпосереднього контакту з ним) та акустичні детектори (локатори) для виявлення витоків з поверхні ґрунту. Однак, при локалізації витоків існують певні труднощі [10, 11].

Розглянемо основні фактори, що перешкоджають застосуванню кожного виду акустичних засобів контролю.

Кореляційні течешукачі:

- ускладнений доступ до місця установки вимірювальних перетворювачів;
- затоплення трубопроводів в місці установки вимірювальних перетворювачів;
- акустичні завади від працюючого устаткування, місцевих акустичних опорів;

- опір трубопроводу проходженню акустичного сигналу;

- значний ступінь розсіювання енергії поверхневих акустичних хвиль через сильну адгезію ППУ-ізоляції до металевієї поверхні трубопроводу;

- наявність не однієї, а декількох акустичних хвиль, які розповсюджуються від місця витoku до вимірювальних перетворювачів;

- наявність вираженої просторової чутливості вимірювальних перетворювачів до різних акустичних хвиль.

Акустичні детектори:

- недостатній тиск або витрата теплоносія через отвір в трубопроводі для створення необхідних гідродинамічних та акустичних параметрів струменя;

- витікання відбувається під неушкоджену гідроізоляцію;

- особливості ґрунту сприяють загасанню акустичних коливань;

- неможливо виділити корисний сигнал на фоні зовнішніх акустичних завад;

- рівень затоплення каналу не дає можливості отримати достатню акустичну потужність в місці виходу струменя з трубопроводу;

- неможливий доступ до поверхні ґрунту над тепловою мережею (дорожнє покриття, сніговий покрив).

Враховуючи значні недоліки акустичних методів, авторами статті пропонується застосування іншого підходу для вирішення актуальної задачі діагностування витоків у тепломережах. Для виявлення місць витоків теплоносія з теплотрас безканальної прокладки пропонується застосувати принципи, які широко використовуються в геодезичній практиці – аналіз характеру розподілу природних електромагнітних полів у приповерхневій області Землі.

Електромагнітне поле Землі на геометричних і фізичних неоднорідностях зазнає відхилення і заломлення. Електричні і магнітні компоненти поля заломлюються обернено пропорційно відповідно до $\sqrt{\epsilon}$ і $\sqrt{\mu}$, тобто коефіцієнт заломлення при наявності геометричних або фізичних границь розділу двох середовищ рівний:

$$n = \frac{\sqrt{\epsilon_2 \mu_2}}{\sqrt{\epsilon_1 \mu_1}}, \quad (1)$$

де ϵ_1 і ϵ_2 – діелектричні проникності першого і другого середовища, відповідно;

μ_1 і μ_2 – магнітні проникності середовищ, відповідно.

Діелектрична проникність ґрунту змінюється від одиниць до десятків одиниць, а для теплоносія – $\epsilon_{води} \approx 81$. Магнітна проникність ґрунту і теплоносія лежить в межах від одиниці до двох.

Відповідно до результатів експериментальних досліджень [8] над поверхнею Землі на висоті до 2м утворюються аномалії електромагнітного поля Землі за рахунок заломлення силових ліній поля на неоднорідностях ґрунту, на

границі розділу різних ґрунтів і на границі розділу «Земля-повітря». Особливо значний ефект заломлення спостерігається на обводнених неоднорідностях, якими є підповерхневі витоки теплоносія з мережі.

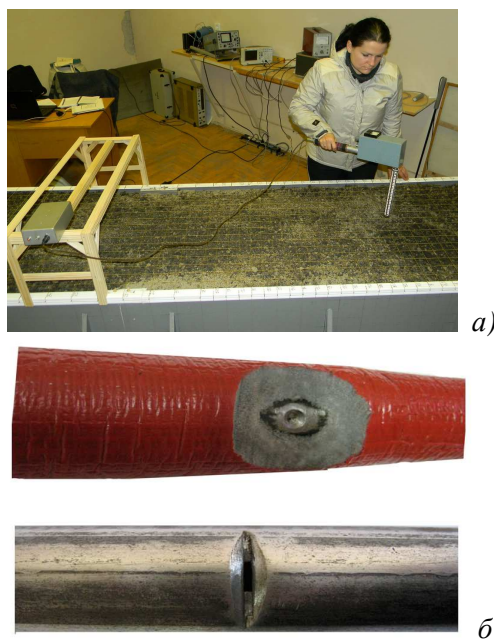
Суттєвий вплив на можливість реєстрації зміни електромагнітного поля Землі, яка викликана аномаліями в підповерхневому шарі, спричиняє висота переміщення реєструючого пристрою над поверхнею Землі. Згідно з проведених досліджень [12] найбільш ефективною є висота від 0,5 до 0,7 м (нижче заважає нерівність поверхні і рослинність). Збільшення висоти переміщення реєструючого пристрою вище за 0,7 м веде до значного зниження чутливості, що пов'язано з ефектом вирівнювання силових ліній електромагнітного поля Землі над поверхнею.

Враховуючи значну зміну діелектричної проникності на границі розділу «ґрунт-рідина», доцільно як інформативний параметр реєстрації над поверхнею Землі обрати напруженість електричної компоненти електромагнітного поля у приповерхневій області. Для експериментальної перевірки запропонованого підходу щодо виявлення підповерхневого витоку теплоносія з теплотраси шляхом визначення аномалії розподілу електричної компоненти електромагнітного поля в приповерхневій області було проведено експериментальні дослідження на дослідній установці [13]. Дана установка повністю імітує роботу підземної двотрубною мережі безканальної прокладки і має змогу створювати і досліджувати різноманітні дефекти в тілі трубопроводу і шарах ізоляцій. На рис. 4 показано процес вимірювання напруженості електричного поля в приповерхневій області дослідної установки і вставки з імітацією дефектів, через які відбувається витік теплоносія.

В результаті проведених досліджень отримано профілі розподілу напруженості електричної компоненти (електричного поля) електромагнітного поля Землі над тепломережею в приповерхневій області. На рис. 5 проілюстровано отриманий поперечний профіль розподілу напруженості електричного поля над досліджуваною тепломережею в місці витоку теплоносія.

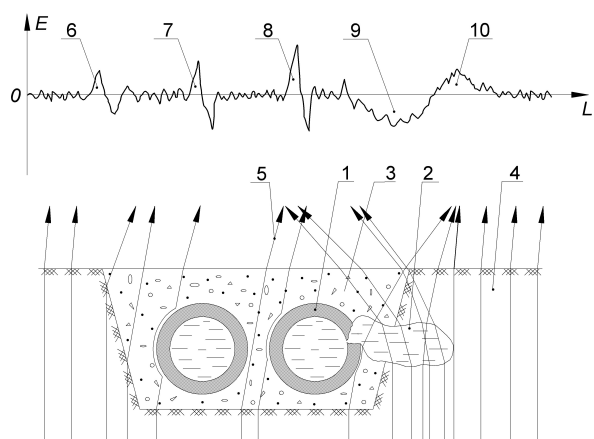
Відповідно до наведених результатів експериментальних досліджень (рис. 5) можна зробити висновки, що за допомогою запропонованого методу аналізу величини розподілу електричної компоненти природного електромагнітного поля Землі чітко визначаються аномалії, які пов'язані з плановим положенням тепломережі (вісь трубопроводу, краї траншеї) і значним перезволоженням ґрунту, що напряду пов'язані з підповерхневим витоком теплоносія.

Серійних приладів для реєстрації електричної компоненти природного електромагнітного поля Землі, які можна застосувати для наведеної задачі, на даний час не існує. Окремими групами науковців проводяться спроби з розробки такого обладнання [14, 15].



а – вимірювання розподілу напруженості електричного поля над досліджуваною тепломережею; б – вставки-імітатори наскрізних пошкоджень тепломережі

Рисунок 4 – Проведення експериментальних досліджень для розробки методики виявлення місць підповерхневих витоків підземних тепломереж безканальної прокладки з поверхні землі



1 - трубопровід тепломережі; 2 - обводнений ґрунт в місці витоку; 3 - ґрунтова засипка в траншеї теплотраси; 4 - нерозпушений ґрунт; 5 - силові лінії природного електромагнітного поля Землі; 6 - зареєстрована аномалія електричного поля на краю траншеї; 7, 8 - зареєстровані аномалії електричного поля по вісі пролягання металічних трубопроводів тепломережі; 9 - зареєстрована аномалія електричного поля в місці витоку теплоносія; 10- зареєстрована аномалія електричного поля в місці обводненого ґрунту

Рисунок 5 – Поперечний профіль розподілу напруженості електричної компоненти природного електромагнітного поля Землі над досліджуваною тепломережею в місці витоку теплоносія

Авторами статті розроблено пристрій для вимірювання параметрів електричної компоненти природного електромагнітного поля Землі (напруженості та фазового зсуву), який представляє собою високочутливий вимірювач геомагнітного поля Землі (з частотами до кількох Герц) в зонах розтягання і стиснення ґрунтів, сейсмічної активності та процесів зсуву, а також електростатичного поля на поверхні Землі, зумовленого електрокінетичними процесами фільтрації та переміщення ґрунтових вод.

Окрім реєстрації підземного витоку з тепломережі, пристрій можна застосувати для пошуку металевих і неметалевих трубопроводів під землею, снігом, льодом, бетонними і асфальтовими покриттями. Також пристрій дає змогу знаходити водяні жили і витоки рідини з підземних трубопроводів. На відміну від існуючих трасошукачів, які працюють з використанням акустичних та електромагнітних хвиль і які є чутливі до акустичних та електромагнітних завад, пристрій дає змогу працювати в умовах міського і промислового шуму. Пристрій пасивний і не потребує випромінювачів, що опускаються в експлуатаційні колодязі чи приєднуються до трубопроводів.

Фізичне явище, на основі якого працює пристрій, є малодослідженим, однак, досить успішно застосовується для пошуку трубопроводів, водяних жил, пустот та інших об'єктів під землею. Йдеться про утворення так званих геофізичних аномалій в місцях розриву суцільного шару ґрунту, тобто в місцях розташування в ньому об'єктів з іншою густиною, виникають певні механічні напруження, наслідком яких є концентрація електричних зарядів у вигляді електронної хмари на поверхні ґрунту над об'єктом (трубопроводом). Зафіксувати такі напруження (аномалії) можна дуже чутливим селективним сенсором, який здатен зреагувати на потенціал величиною 10^{-8} В.

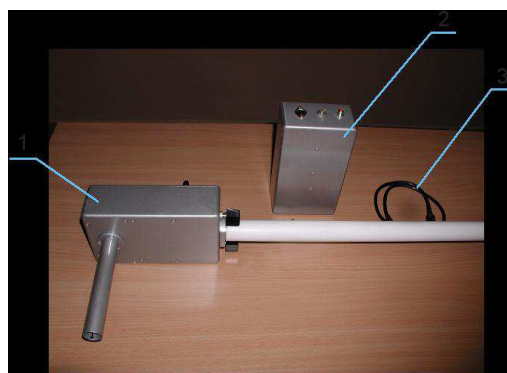
Оскільки пристрій призначений для вимірювати полів з дуже низькою інтенсивністю, то у нього повинен бути значний коефіцієнт підсилення по напрузі. При цьому, враховуючи вузький діапазон низьких частот (0,01 – 10 Гц), ця напруга буде практично постійною. Для підсилення постійної напруги у значну кількість разів принцип прямого підсилення застосувати не вдалося, оскільки шуми підсилювальних каскадів були значно більшими за рівень корисного сигналу. Тому нами застосовано принцип модуляції – демодуляції (перетворення постійної напруги у змінну, її підсилення у значну кількість разів, а потім зворотне підсилення у постійну напругу). Внаслідок того, що при підсиленні змінних сигналів шуми підсилювальних каскадів є дуже малими, вдалося значно підсилити сигнал постійного струму при мінімальних його спотвореннях.

В якості інформативних використовуються два параметри пристрою: інтеграл фазового зсуву на частоті прийому, величина якого змінюється на границі переходу середовищ (ґрунт – труба), та напруженість електростати-

чного поля. При чому фазові зсуви від геофізичних аномалій типу розрив чи зсув ґрунту суттєво відрізняються від фазових зсувів від підземних об'єктів чи водяних жил. Це забезпечило певну селективність вимірювань.

При розробці конструкції пристрою враховувалось те, що він має бути мобільним, не важким і зручним у користуванні. Тому блоки вимірювання та індикації пристрою розміщені в герметичному переносному вимірювальному блоці з довгою ручкою для зручності користування. Акумулятор та перетворювач напруги з +12В у напруги +15В розміщено в окремому екранованому блоці перетворення, який може розміщуватись на поясі оператора.

Конструктивно розроблений пристрій складається з вимірювального блоку 1, блоку перетворення 2 та з'єднувального кабеля 3 (рис. 6).



1 – вимірювальний блок, 2 – блок перетворювача напруги, 3 – з'єднувальний кабель

Рисунок 6 – Пристрій для виявлення місць витоків у підземних теплових мережах безканалльної прокладки

Вимірювальний блок має такі органи управління (рис. 7): регулятор чутливості - 4, індикатор - 5, фільтр пори року - 6, фільтр корекції шуму - 7, регулятор зворотного зв'язку (грубо) - 8, регулятор зворотного зв'язку (точно) - 9, регулятор частоти опорного генератора - 10.

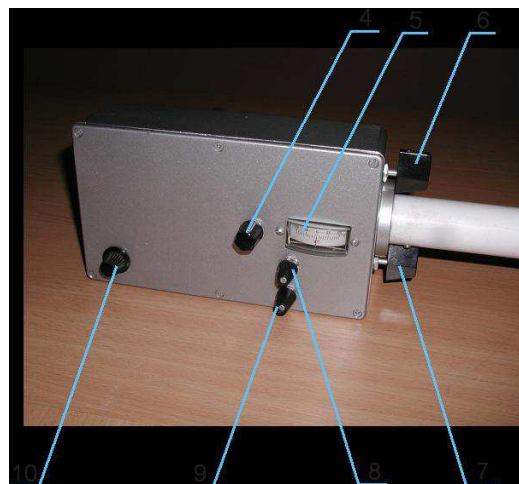


Рисунок 7 – Органи управління вимірювального блоку пристрою для виявлення місць витоків у підземних теплових мережах безканалльної прокладки

Вимірювальна антена пристрою (рис. 8) є телескопічною і має можливість заміни вимірювальних головок. Це дає змогу в широкому діапазоні змінювати чутливість пристрою і площі досліджуваних ділянок місцевості. До складу вимірювальної антени пристрою (рис. 8) входять: циліндричний протизавадний екран - 11, телескопічна антена - 12 та вимірювальна головка 13, розміщена на різьбі з можливістю заміни на іншу.

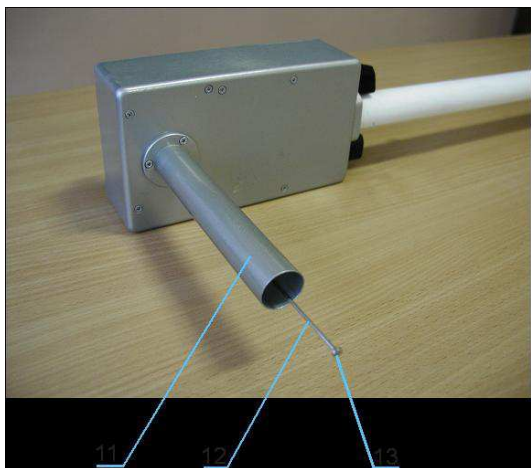


Рисунок 8 – Конструкція антени вимірювального блоку пристрою для виявлення місць витоків у підземних теплових мережах безканалльної прокладки

На корпусі блоку перетворення (рис. 9) розміщені: гніздо для з'єднувального кабелю 14, перемикач заряд-робота - 15 та гніздо для зарядки акумулятора - 16.

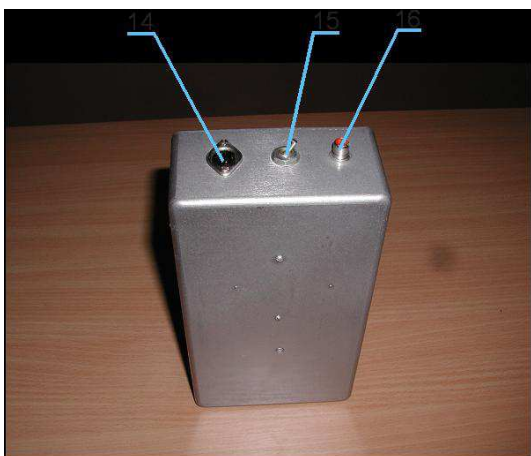


Рисунок 9 – Блок перетворення пристрою для виявлення місць витоків у підземних теплових мережах безканалльної прокладки

Пристрій виконано на аналогових і цифрових дискретних елементах з використанням сучасних вимог до монтажу та екранування. Внутрішню будову вимірювального блоку пристрою наведено на рис. 10.

Пристрій є повністю мобільним і обслуговується одним оператором. Основні технічні характеристики пристрою наведено в таблиці 1.

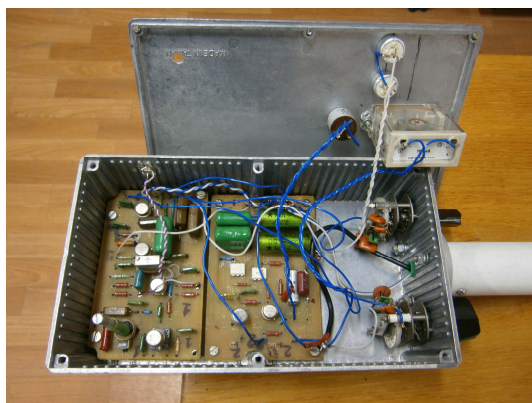


Рисунок 10 – Внутрішня будова вимірювального блоку пристрою для виявлення місць витоків у підземних теплових мережах безканалльної прокладки

Проведення вимірювань здійснюється наступним чином.

При роботі з пристроєм треба починати пересування вимірювального блоку 1 з повністю виведеною назовні антеною у напрямі пошуку паралельно поверхні ґрунту з постійною швидкістю.

Коли відбудеться входження антени вимірювального блоку 1 в зону електромагнітної аномалії з'явиться приріст різниці фаз відносно значення, прийнятого за рівень завад, а також з'явиться електростатичне поле певної напруженості. Схему отримання сигналу зміни фазового зсуву проілюстровано на рис. 11. З рис. 11 видно, що при пошуку трубопроводу даним методом пристрій індикуює зміну фазового зсуву два рази, тобто показує дві умовні лінії, які називаються основними. Крім цього, можна зафіксувати також краї траншеї та бічні лінії. Бічні лінії – це лінії вторинних сигналів, які знаходяться на відстані, що дорівнює глибині пролягання трубопроводу, паралельно до нього. Пристрій може працювати в двох режимах – пошуку траси пролягання тепломережі та виявлення місця витoku.

Вимірювання при пошуку траси пролягання тепломережі потрібно проводити за спеціальною методикою, згідно з якою необхідно рухатись з пристроєм зигзагоподібно, перетинаючи лінію пролягання трубопроводу через певні інтервали. Також потрібно з деякою періодичністю фіксувати лінії вторинних сигналів, які слугуватимуть перевіркою правильності вибору комунікації (рис. 12). Отримуючи таким чином дані та роблячи помітки над трубопроводом через кожні 5 метрів, фіксується лінія його пролягання в ґрунті.

Щоб побудувати карту пролягання трубопроводу, виміряні дані заносяться в ПЕОМ. Методом побудови лінії тренду складається модель траєкторії пролягання трубопроводу. Для уточнення її може застосовуватись модель, отримана після обробки даних з термограми досліджуваної ділянки, а також модель, побудована на основі досліджень акустичним методом.

Таблиця 1 – Основні технічні характеристики пристрою для виявлення місць витоків у підземних теплових мережах безканальної прокладки

№ з/п	Технічні характеристики пристрою	Величина
1	Максимальний коефіцієнт підсилення	$5 \cdot 10^8$
2	Коефіцієнт послаблення синфазної напруги, дБ	90
3	Вхідний струм, пА	100
4	Вхідний опір, МОм	500
5	Середній температурний дрейф напруги, мкВ/°С	0,3
6	Напруга живлення вимірювального блоку, В	± 15
7	Напруга живлення блоку перетворення, В	+12
8	Час неперервної роботи, год	20
9	Споживана потужність, Вт	2
10	Діапазон частот опорного генератора, кГц	3...12
11	Діапазон робочих температур, °С	+3...+40
12	Вага вимірювального блоку, кг	1,4
13	Вага блоку перетворювача, кг	2
14	Тип антени	телескопічна
15	Динамічний діапазон індикації, дБ	40

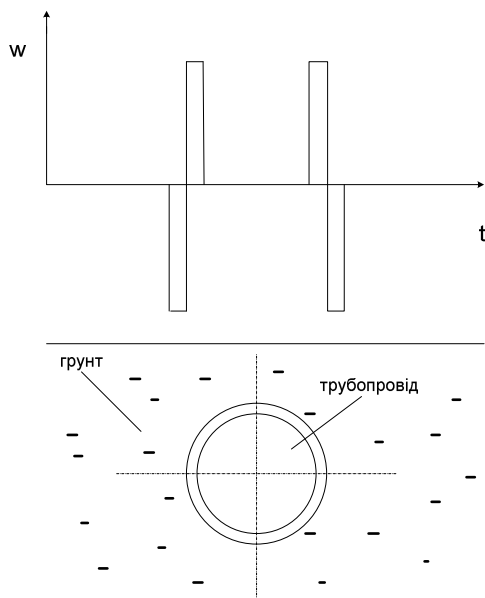


Рисунок 11 - Схема отримання сигналу зміни фазового зсуву на границі переходу середовищ (грунт – труба)

При виявленні місця витoku з тепломережі безканальної прокладки рух потрібно здійснювати паралельно одному з трубопроводів, але на відстані, що є половиною віддалі від бічної лінії трубопроводу до його осі. При проходженні над зоною зволоженого витoku ґрунту буде фіксуватись зміна фази і амплітуди сигналу (рис. 5, 11). Зафіксувавши це місце, необхідно пройти далі для визначення поздовжнього розміру зони. Потім, повернувшись, необхідно відійти на 0,5 м далі від осі трубопроводу в бік його бічної лінії і знову повторити вимірювання, визначивши наступні розміри зони підповерхневого витoku теплоносія. Такі вимірювання необхідно проводити до того часу, поки не будуть встановлені геометричні розміри зони.

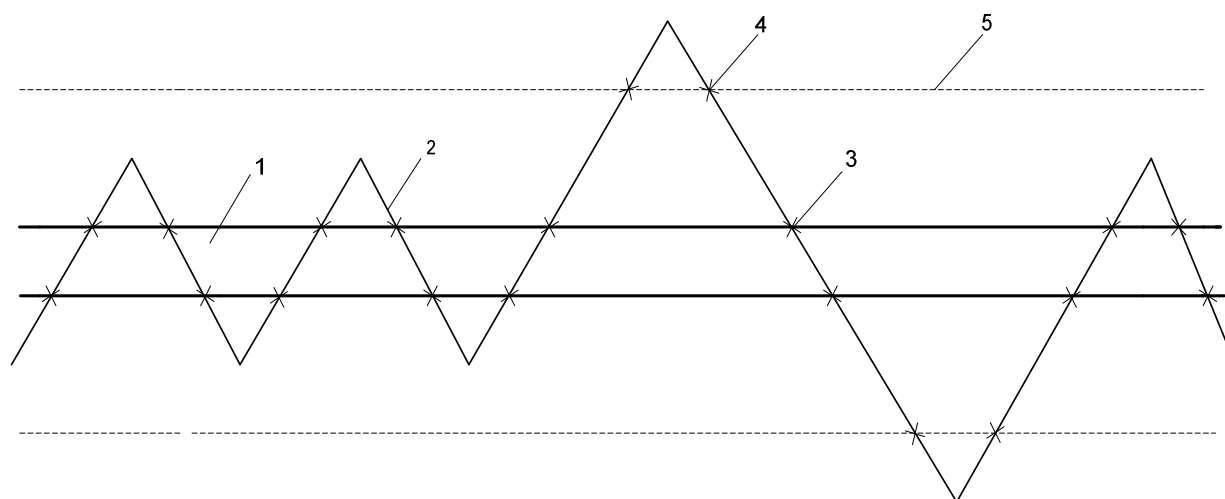
Оскільки сигнал фазового зсуву є більш чітким, то він є основним при проведенні досліджень, а сигнал напруженості електростатичного поля, внаслідок певної плавності наростання, є додатковим.

ВИСНОВКИ

Враховуючи зростаючу аварійність теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції та недоліки існуючих акустичних методів контролю, розроблено пристрій для безконтактного виявлення місць витоків у підземних теплових мережах безканальної прокладки. Пристрій дає змогу працювати як в режимі трасошукача, так і в режимі виявлення підповерхневих витоків теплоносія при дії значних акустичних і електромагнітних завад. Застосування розробленого пристрою, у порівнянні з існуючими, дозволить суттєво скоротити час на пошук осі пролягання тепломережі та виявлення місця витoku, що допоможе запобігти серйозним аваріям і зекономити енергоресурси.

Література

- 1 Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж. – Офіц. вид. – К.: М-во палива та енергетики України, 2007.
- 2 Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води: НПАОП 0.00-1.11-98. – [Чинний від 2007-10-01]. – Комітет з нагляду за охороною праці М-ва праці та соц. політики України: із змінами від 2007-10-01. – Х.: Індустрія, 2008. – 128 с.
- 3 Теплові мережі: ДБН В.2.5-39-2008. – [Чинний від 2009-07-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2009. – 55 с.
- 4 Трубопроводи попередньо теплоізолювані спіненим поліуретаном для мереж гарячого водопостачання та теплових мереж. Труби, фасонні вироби та арматура. Технічні умови:



1 – трубопровід, 2 – лінія руху оператора під час вимірювань, 3 – місце отримання первинного сигналу – основна лінія трубопроводу, 4 – місце фіксації вторинного сигналу, 5 – бічна лінія трубопроводу

Рисунок 12 – Схема проведення вимірювання при пошуку траси пролягання теплової мережі безканальної прокладки

ДСТУ Б В.2.5-31:2007. – [Чинний від 2008-07-01]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 103 с.

5 Машенков А. Н. О контроле состояния тепловых сетей / А.Н. Машенков, А.В. Филимонов // Новости теплоснабжения. – 2003. – №10. – С. 37-40.

6 Опасность применения труб, бывших в использовании, при производстве труб ППУ изоляции / Павлюк С.К., Лупачев В.Г., Лупачев А.В., Стеклов О.И. [электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2397.

7 Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации: РД 153-34.0-20.522-99.

8 Державний комітет будівництва архітектури та житлової політики України. Наказ №123 від 09.06.98 «Про затвердження Правил обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-попереджувальних ремонтів теплових мереж і споруд до них».

9 Методические рекомендации по техническому диагностированию трубопроводов тепловых сетей с использованием акустического метода: РД 153-34.0-20.673-2005.

10 Филимонов, А. В. Течеискатели для поиска утечек на тепловых сетях. Опыт регионов / А.В. Филимонов, Ю.В. Никитенко. // Новости теплоснабжения. – 2009. – №5. – С.49-51.

11 Владимирский А.А. Уточнение диагностической модели трубопровода для повышения достоверности течеискания / А.А. Владимирский, И.А. Владимирский, Д.Н. Семенюк // Акустичний вісник. Інститут гідромеханіки НАН України. – 2005. – Том 8, № 3. – С. 3-16.

12 А.с. 1073727 СССР. Способ обнаружения неоднородностей в приповерхностном слое Земли / В.С. Ямщиков, С.М. Ильенко, Е.Г. Соболев. – №3494327 / 18-25; заявл. 28.09.82; опубл. 15.02.84, Бюл. №6.

13 Ващишак І.Р. Розробка установки для дослідження підземних двотрубних теплових мереж з імітацією дефектів / І.Р. Ващишак // Комунальне господарство міст: наук.-техн. зб. – Х.: Техніка, 2011. – Вип. 101. – С. 199-207. – (Серія «Технічні науки і архітектура»).

14 Підгірняк Я.Є. Вимірювання електричного поля трубопроводу / Я.Є. Підгірняк, О.А. Луцик, О.М. Семенюк // 17 Міжнародна науково-технічна конференція «Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2012», (20-25 лютого 2012 р.): Матеріали конференції. – Львів. – 2012. – с. 149-151.

15 Давлетов М.И. Результаты применение геофизического прибора ИГА-1 в геоэкологии, геодинамике, трубопроводном транспорте Башкирии / М.И. Давлетов, Г.Т.Г. Турикешев, Ю.П.Кравченко // Материалы VIII Межрегиональной геологической конференции "Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий", г.Уфа, ИГ УНЦ РАН, ноябрь 2010 г. – С. 106-108.

Стаття надійшла до редакційної колегії
23.01.13

Рекомендована до друку
професором **Райтером П.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Маруцаком П.О.**
(Тернопільський національний технічний
університет ім. І. Пулюя, м. Тернопіль)

ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЇ І НАДІЙНІСТЬ ЗВАРНИХ КОМБІНОВАНИХ БАЛОНІВ ВИСОКОГО ТИСКУ

¹О.М. Савицький,² О.М. Мандрик,¹М.М. Савицький

¹Інститут електрозварювання ім. Є.О.Патона НАН України; 03680, м. Київ, вул. Боженко, 11, тел. (044) 2052321, e-mail: s a t @ p a t o n . u a

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166, e-mail: i e f @ n u n g . e d u . u a

Розглянуто питання особливостей конструкції, забезпечення надійності та технології зварювання комбінованих балонів малої, середньої і великої місткості для газифікації автотранспорту та транспортування газу морським і сухопутним шляхом. Незалежно від ємкості і габаритів усі ці балони експлуатуються в умовах циклічних навантажень високим (до 20 МПа) тиском і призначені для накопичення, зберігання та транспортування природного газу.

Показано, що для виготовлення металевих корпусів вказаних балонів доцільно застосовувати високоміцні сталі з показниками міцності і пластичності $\sigma_s=1000-1300$ МПа і $\delta=12-16\%$. При такому співвідношенні міцності і відносного подовження металу корпусу забезпечується оптимальне поєднання статичної міцності і циклічної довговічності балонів.

Для спрощення і здешевлення технологічного циклу виготовлення балонів, а також для забезпечення необхідної якості зварних з'єднань металевих корпусів необхідно застосовувати технології зварювання, які забезпечують зменшення тепловкладення у зварні з'єднання і керування структурою їх металу. До таких технологій відносяться процеси зварювання в захисних газах з активуючими флюсами.

Показано, що посилення циліндричної частини зварного металевого корпусу композитною оболонкою у співвідношенні до його товщини 1:1 в 2 рази підвищує статичну міцність балону і в 4 рази – його циклічну довговічність. При цьому забезпечується коефіцієнт запасу міцності на рівні 2,6 і циклічна довговічність 18000 циклів, що свідчить про високу надійність зварних комбінованих балонів.

Ключові слова: підсилююча оболонка, металевий корпус, високоміцні сталі, зварювання, зварні з'єднання.

Рассмотрены вопросы особенностей конструкции, обеспечения надежности и технологии сварки комбинированных баллонов малой, средней и большой емкости для газификации автотранспорта и транспортировки газа морским и сухопутным путем. Независимо от емкости и габаритов все эти баллоны эксплуатируются в условиях циклических нагрузок высоким (до 20 МПа) давлением и предназначены для накопления, хранения и транспортировки природного газа.

Показано, что для изготовления металлических корпусов указанных баллонов целесообразно применять высокопрочные стали с показателями прочности и пластичности $\sigma_b = 1000-1300$ МПа и $\delta = 12-16\%$. При таком соотношении прочности и относительного удлинения металла корпуса обеспечивается оптимальное сочетание статической прочности и циклической долговечности баллонов.

Для упрощения и удешевления технологического цикла изготовления баллонов, а также для обеспечения необходимого качества сварных соединений металлических корпусов необходимо применять технологии сварки, которые обеспечивают уменьшение тепловложения в сварные соединения и управление структурой их металла. К таким технологиям относятся процессы сварки в защитных газах с активизирующими флюсами.

Показано, что усиление цилиндрической части сварного металлического корпуса композитной оболочкой в соотношении к его толщине 1:1 в 2 раза повышает статическую прочность баллона и в 4 раза - его циклическую долговечность. При этом обеспечивается коэффициент запаса прочности на уровне 2,6 и циклическая долговечность 18000 циклов, что свидетельствует о высокой надежности сварных комбинированных баллонов.

Ключевые слова: усиливающая оболочка, металлический корпус, высокопрочные стали, сварка, сварные соединения.

The paper deals with design features, reliability maintenance and technologies of welding the composite cylinders of small, medium and large capacity for the installation of gas service to vehicles and for offshore and onshore gas transportation. Regardless of the capacity and size these cylinders are operated under the circumstances of repeated stresses by high pressure (up to 20 MPa) and are designed for accumulating, storing and transporting natural gas.

It is proven that creating appropriate metal casings of cylinders requires the use of high-strength steel with the strength index of $\sigma_b = 1000-1300$ МПа and ductility index of $\delta = 12-16\%$. This ratio of strength and specific elongation of the casing metal provides best configuration of static strength and cylinders cyclic life.

To simplify and reduce the costs of the technology cycle of constructing cylinders as well as to ensure a certain quality of weld joints of metal casings it is necessary to apply welding technologies that produce less heat input to the weld joints and architectural control of their metal. These technologies include the processes of gas-shielded welding with activating fluxes.

This article states that the reinforcing of the cylindrical part of the welded metal casing with the composite shell at the ratio of 1:1 to its thickness increases the static strength of the cylinder by 2 times and its cyclic life by 4 times. This provides the safety factor of 2.6 and the cyclic life of 18,000 cycles that provide the high reliability of welded composite cylinders.

Keywords: reinforcing shell, metal casing, high strength steels, welding, weld joints.

Вступ

Сучасний світовий автопарк споживає більше половини нафти, яка видобувається і є основним забруднювачем (до 70%) навколишньої атмосфери. Враховуючи це, стійкою тенденцією розвитку сучасного автомобільного транспорту є підвищення екологічної чистоти двигунів внутрішнього згоряння. Ця проблема актуальна і для України.

Одним із напрямків підвищення екологічної чистоти автомобільного транспорту є заміна нафтового пального природним газом. Він може бути використаний як самостійно так і в суміші з бензинами або дизельним паливом. З точки зору екологічної безпеки природний газ має переваги, тому що не вимагає шкідливих технологій підготовки, а при згорянні в двигунах виділяє майже в два рази менше оксидів вуглецю та азоту, а також ароматичних вуглеводнів [1]. За енергетичним еквівалентом його розвідані запаси близькі до запасів нафти. Якщо ж урахувати вміст газу в гідратах, що залягають у вічній мерзлоті, на дні морів і океанів, його запаси обчислюють 10^{15} - 10^{16} nm^3 [2].

Однак мала щільність газу при атмосферному тиску вимагає дооснащення автомобілів заправними ємностями – малогабаритними легкими балонами, які повинні експлуатуватись в умовах циклічних навантажень високим (до 20 МПа) тиском.

Для газифікації автотранспорту необхідно також забезпечити можливість безпроблемної заправки автомобілів стисненим газом. Це завдання може вирішуватись за двома напрямками. Перший – розширення мережі стаціонарних заправних станцій (АГНКС). Кількість таких станцій по Україні (державних і приватних) перевищує 280 одиниць. Другий напрямок передбачає випуск пересувних автогазозаправників (ПАГЗ) на базі вантажних автомобілів, залізничного транспорту (платформи) та річкових барж, які крім заправки транспортних засобів можуть забезпечувати ще й газифікацію населених пунктів, що розташовані на значних відстанях від газових магістралей та у місцях важкодоступних для будівництва трубопроводів. Для оснащення ПАГЗ також необхідні легкі балони високого тиску.

Україна не видобуває достатньо газу для всеохоплюючої газифікації і тому на перше місце виходить проблема доставки його з інших держав та регіонів.

Враховуючи вкрай нерівномірний розподіл газових родовищ, в останнє десятиліття інтенсивно розвивається спосіб доставки газу споживачам морським шляхом – танкерами-газовозами в зрідженому стані. Зважаючи на ряд істотних переваг зараз все більше звертають увагу на технологію КПП (компримованого – стиснутого природного газу). Вона більш прос-

та і менш енерговитратна. Для оснащення таких танкерів, особливо при поздовжній укладці балонів високого тиску, їх довжина може досягати десятків і навіть сотень метрів. Це дає змогу прирівняти їх до відтинків газогону і зменшити запас міцності до величини, встановленої для трубопроводів. Чим легші такі балони, тим більше газу зможуть перевозити танкери за один рейс при незмінній вантажопідйомності.

Будівництво таких танкерів для України особливо актуально через необхідність обслуговування офшорних свердловин в Чорному та Азовському морях і диверсифікації поставок газу з інших регіонів [3].

Таким чином, для України є актуальною задача розробки та дослідження працездатності в умовах циклічного навантаження високим тиском легких балонів малої, середньої та великої місткості. Крім того на світовому ринку ще не використовуються такі судна, але зацікавленість в них є. Тому освоєння такого виду продукції може стати прибутковою справою.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень

У світовій практиці газифікації транспорту в якості заправних ємностей для автомобілів і ПАГЗ застосовуються три типи балонів: монометалеві; композиційні (пластикові); комбіновані.

Монометалеві балони, як правило, виготовляються із трубних безшовних заготовок шляхом завальцювання кінців. Необхідний рівень працездатності таких балонів в умовах циклічних навантажень високим тиском забезпечується за рахунок товщини стінки. Даний тип балонів має найвищий показник матеріалоемності, тобто відношення маси до корисного об'єму (M/V) виражений в кг/л. Якщо балони виготовляються із вуглецевих сталей M/V коливається в межах 1,8-2,0 кг/л. У випадку застосування для виготовлення балонів легованих термозміцнюваних сталей - $M/V \approx 0,8-1,2$ кг/л.

Виробництво безшовних балонів з суцільнотягнутої трубної заготовки із вуглецевих і легованих сталей із завальцюванням донець освоєно на заводі ім. Ілліча (м. Маріуполь), та освоювалося на заводах "Прогрес" (м. Бердичів) та "Факел" (м. Фастів), але за відсутністю дешевих труб належної якості – слабо розвинуте. Основними проблемами цих виробництв є якість і вартість трубної заготовки. Гарячекатані труби, що випускаються в Україні, мають підвищену схильність до розшарування стінки. Це вимагає 100% ультразвукового контролю, а також підвищених допусків по товщині стінки. Остання обставина і потовщення металу при формуванні донець ускладнюють отримання балонів з відношенням маси до об'єму меншим 1,0.

Композиційні (пластикові) балони представляють собою конструкцію, яка складається із пластикового герметичного корпусу і закладних деталей. Герметичні корпуси таких балонів виготовляються із поліетилену з високою щільністю і зміцнюються намоткою волоконними матеріалами, з яких формують посилюючу оболонку типу «кокон», а для присіднання вентилів та арматури використовуються закладні деталі. Працездатність композиційних балонів в умовах циклічних навантажень високим тиском забезпечується в основному посилюючою оболонкою.

Такі балони мають низьку металоємність ($M/V \approx 0,26-0,30$ кг/л), але вони надто дорогі в ціні (12-25\$ за літр об'єму), оскільки вимагають застосування у виробництві дороговартісного обладнання з низькими показниками продуктивності.

Комбіновані металопластикові балони також представляють собою конструкцію з герметичним, але металевим корпусом, також посиленим зміцнюючою оболонкою на основі волоконних матеріалів. Ці балони із зміцнюючою оболонкою типу кокон виготовляються із сталевими або алюмінієвими корпусами і забезпечують $M/V \approx 0,5-0,8$ кг/л. Головним несучим елементом, який сприймає робочі навантаження служить композиційна оболонка, що дає можливість подальшого зниження маси балону за рахунок зменшення товщини стінки металевих корпусу, зберігаючи за ним тільки функцію забезпечення герметичності. Однак для формування оболонки типу «кокон», як і в попередньому випадку, необхідне спеціальне дороге обладнання. А зменшення товщини сталевих корпусу пов'язане з необхідністю збільшення товщини оболонки і, відповідно, тривалості періодів її сушіння і полімеризації.

Більш технологічною є конструкція комбінованих балонів, в якій основним несучим елементом став корпус, а оболонка зміцнює тільки його циліндричну частину. Для цього необхідно збільшити міцність сталевих корпусу за рахунок підвищення міцності сталі і застосувати напівсферичні штамповані днища, в яких максимальні напруження в два рази нижчі кільцевих у циліндрі. Посилююча оболонка формується рядною кільцевою намоткою, що дає змогу спростити та здешевити технологію і обладнання. Балони такого типу мають відкриті денця і забезпечують $M/V \approx 0,6-0,7$ кг/л.

Для зменшення напружень в стінках, денця мають бути напівсферичними, що, як свідчить практичний досвід, важко досягти завальцюванням тонкостінної обичайки через утворення гофрів. Тому більш технологічним є штампування денця із листової сталі із подальшим зварюванням їх з обичайкою.

На сучасному етапі економічного, технологічного і технічного розвитку України, найбільш оптимальним типом балонів для газифікації транспорту і створення ПАГЗ є комбіновані балони. Ця конструкція забезпечує найоптимальніше поєднання ціни, якості і співвідношення M/V .

При оснащенні танкерів-газовозів використовуються дві основні схеми розташування балонів: вертикальна і поздовжня (горизонтальна).

При вертикальній схемі - максимальна довжина балону обмежується висотою борта судна і становить 24 м. У цьому випадку відповідно до встановлених нормативів коефіцієнт запасу міцності для балону повинен становити $K_3=2,5$.

При поздовжньому розташуванні балонів їх довжина може досягати кількох сотень метрів. Такі балони ідентичні коротким трубопроводам. Для них коефіцієнт запасу міцності зменшується до 1,4. Берегова служба США обмежила цю величину 1,75. Це дає змогу зменшити товщину стінки корпусу, що, в свою чергу, забезпечує збільшення на 34-37% об'єму вантажної системи і, відповідно, кількості газу, що може перевозитись за один рейс. Експлуатаційні витрати на транспортування газу зменшуються у 1,3-1,5 рази.

Більшість розробників газовозів, незалежно від схеми розташування балонів, орієнтуються на використання заготовок газових труб. Для цього, як правило, передбачається використання труб серійного виробництва, оскільки морський газовоз може вміщувати до 100 км труб. Оскільки необхідно враховувати, що показники міцності сталі, з якої виготовлено трубні заготовки, мають безпосереднє відношення до маси і об'єму вантажної системи. Порівняння трубних сталей підвищеної міцності типу Х70 і високоміцних типу 30ХГСА свідчить, що оснащення газовозу балонами із високоміцної сталі кількість перевезеного за один рейс газу збільшується на 30%. При цьому експлуатаційні витрати зменшуються в 1,3-1,5 рази.

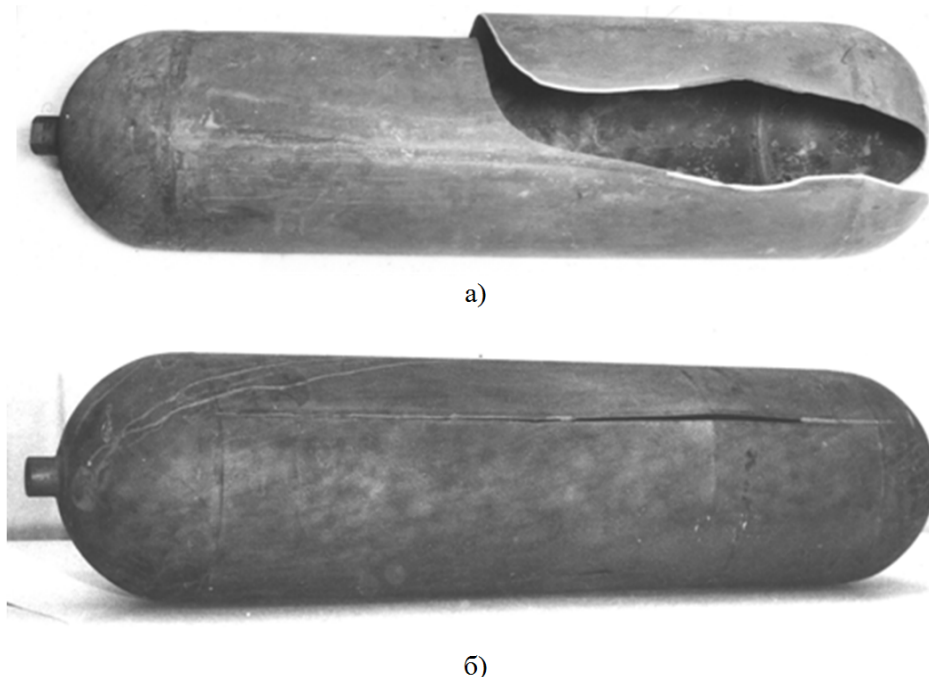
Наступним резервом підвищення ефективності використання танкерів-газовозів є застосування комбінованих балонів зі сталевим корпусом, зміцненим композитною оболонкою. Використання їх забезпечує збільшення перевезень в 1,6 рази і зменшення у 1,5 рази експлуатаційних витрат газу, порівняно із газовозами оснащеними суцільнометалевими балонами.

Таким чином, для підвищення ефективності транспортування газу КПП танкерами-газовозами їх доцільно оснащувати довгомірними комбінованими балонами із високоміцних сталей за поздовжньою схемою. Поки що на морських лініях такі судна не працюють, але в активах суднобудівельних фірм США, РФ, Норвегії, Канади вже є.

Невирішені раніше частини проблеми

Вищенаведені факти свідчать про перспективність використання комбінованих балонів із високоміцних сталей для транспортування газу морським (танкери-газовози) і сухопутним шляхом (ПАГС), а також для оснащення автомобілів заправними ємностями. Однак це пов'язано з певними проблемами.

В Україні не має постійно діючого серійного виробництва якісних безшовних труб із високоміцних сталей малих і тим більше вели-



*а - при статичному навантаженні;
б - при циклічному навантаженні*

Рисуюнок 1 – Характер руйнування зварних корпусів балонів високого тиску

ких діаметрів. Тому циліндричну частину балонів доцільно формувати із листа з наступним зварюванням. Однак усі комбіновані балони об'ємом до 100 л із зварною обичайкою (циліндричною частиною) за міжнародними правилами рекомендується закривати посилюючою оболонкою типу «кокон». Для малогабаритних балонів, що використовуються в автомобільному транспорті ця проблема має певні рішення. Значно складніше її вирішувати при середній довжині балонів для транспортування газу сухопутним шляхом, і практично неможливо – при виробництві балонів із оснащення танкерів газозовів. Всі труби діаметром більше 375 мм формуються із листового прокату, мають поздовжні зварні шви і довжину не менше 12м. Тому загорнути в «кокон» газові труби великих діаметрів неможливо.

Мета і задачі статті

З урахуванням наведеного, метою даної роботи було визначення працездатності конструкції зварних балонів із зміцненою зварною циліндричною частиною, а також факторів, які визначають їх працездатність і надійність.

Для досягнення вказаної мети необхідно було вирішити наступні задачі:

- визначити як залежить працездатність металевих корпусів від співвідношення міцності і пластичності металу;
- оцінити вплив зміцнення зварної циліндричної частини балону композиційним матеріалом на його статичну міцність і циклічну довговічність;
- розробити основні технологічні принципи конструювання балонів в залежності від їх розмірів і призначення.

Методи досліджень: статистичний аналіз експериментальних даних, отриманих на моделях балонів та зварних з'єднаннях високоміцних сталей.

Основний матеріал досліджень

Таким чином, першим етапом дослідження було визначення надійності і працездатності зварних металевих корпусів балонів, які виготовлялись із високоміцних середньолегованих сталей. Результати цих досліджень засвідчили, що при статичному навантаженні корпусу внутрішнім тиском, їх руйнування не пов'язано із зварним з'єднанням (рис. 1, а). Воно розпочинається, як правило, в ділянках балона з місцевим потоншенням стінки. Руйнування корпусу при циклічних навантаженнях, більше пов'язано із зварним з'єднанням. Найчастіше воно відбувалося в ділянці, яка безпосередньо прилягає до шва (рис. 1,б). Це ділянка в якій відбувається сплавлення основного металу і металу зварного шва. В ній розвивається підвищена хімічна неоднорідність і перегрів металу. При цьому в металі формуються структури з високою твердістю і міцністю, та низькою пластичністю і в'язкістю. Це забезпечує високу стійкість зварних з'єднань при статичному навантаженні і надзвичайно низьку – при циклічному.

Сучасні середньолеговані високоміцні сталі, типу 30ХГСА, 30ХМА та 30ХГСН2А, які використовуються для міцних легких виробів у різних галузях техніки, що працюють при високих статичних, динамічних та циклічних навантаженнях, в залежності від хімічного складу та режимів термічної обробки можуть мати міцність в межах 600-2300МПа [4]. При цьому їх мікроструктура змінюється від перліту до мар-

тенситу, а частіше складається з конгломерату фаз. Із збільшенням частки мартенситної складової в структурі міцність сталей підвищується, а пластичність знижується. При статичних навантаженнях це забезпечує необхідну працездатність і довговічність конструкції. Але при змінних, з малим числом циклів, навантаженнях (до 10×10^6) опір втомному руйнуванню різко падає. Для досягнення необхідної довговічності конструкцій із високоміцних сталей, особливо при циклічному навантаженні, співвідношення міцності і пластичності необхідно змінювати в сторону збільшення пластичної складової. Зазвичай це досягається за рахунок відпуску.

На рис. 2 наведено дані, які дозволяють оцінити вплив температури відпуску на співвідношення міцності і пластичності перерахованих вище сталей. Всі три діаграми свідчать, що в міру підвищення температури відпуску для всіх трьох сталей 30ХГСА, 30ХМА та 30ХГСН2А показник міцності (σ_b) поступово зменшується, а показник пластичності (δ) зростає.

На всіх трьох діаграмах криві залежностей міцності і відносного подовження (δ) перетинаються за температури відпуску 500°C . При цьому показники міцності сталі коливаються в межах 1200-1280 МПа, а показники пластичності – 15-16%. Ці дані дуже добре корелюють з результатами випробувань зварних балонів на опір малоциклової втомі. Нами встановлено, що для забезпечення циклічної довговічності зварних балонів зміцнених композитом, на рівні 15000-20000 циклів, необхідно забезпечити міцність металу корпусу на рівні 1000-1300 МПа при пластичності в межах 12-16%. При цьому статична міцність балонів забезпечується на рівні $2,6P_p$, де P_p – робочий тиск у 20 МПа.

Наведені дані отримані при співвідношенні товщини стінки корпусу і зміцнюючої композитної оболонки 1:1.

Таким чином, точка перехрещення кривих міцності і пластичності на рис. 2 відповідає оптимальному їх співвідношенню для забезпечення необхідних показників статичної міцності і циклічної довговічності зварних балонів із композитним зміцненням циліндричної частини у співвідношенні 1:1.

З наведених на рис. 2 даних, видно, що зі збільшенням температури відпуску, коли міцність сталей знижується, а відносне подовження підвищується. В структурі металу зростає частка більш пластичних складових.

Це пояснює те, що руйнування металевих корпусів балонів при традиційних способах зварювання відбувається в ділянках, де утворюються грубозернисті структури мартенситного типу (рис. 3) внаслідок місцевого перегріву і загартування металу на повітрі. Такі структури характеризуються мінімальними пластичністю і в'язкістю при високих твердості і міцності. Це призводить до передчасного вичерпання запасу пластичності і утворення у званих з'єднаннях тріщин та крихкого руйнування.

Традиційні методи подолання вказаних труднощів передбачають перш за все оптимізацію структури металу за рахунок післязварювальної термічної обробки – нормалізації, зняття залишкових напружень за рахунок відпуску або підігріву зварного з'єднання, що також сприяє розвитку процесів аналогічних до відпуску внаслідок уповільнення охолодження. Однак ці методи вимагають додаткових трудо- та енерговитрат, застосування додаткового громіздкого та дорогого обладнання, що призводить до різкого подорожчання технологічного циклу виготовлення балонів.

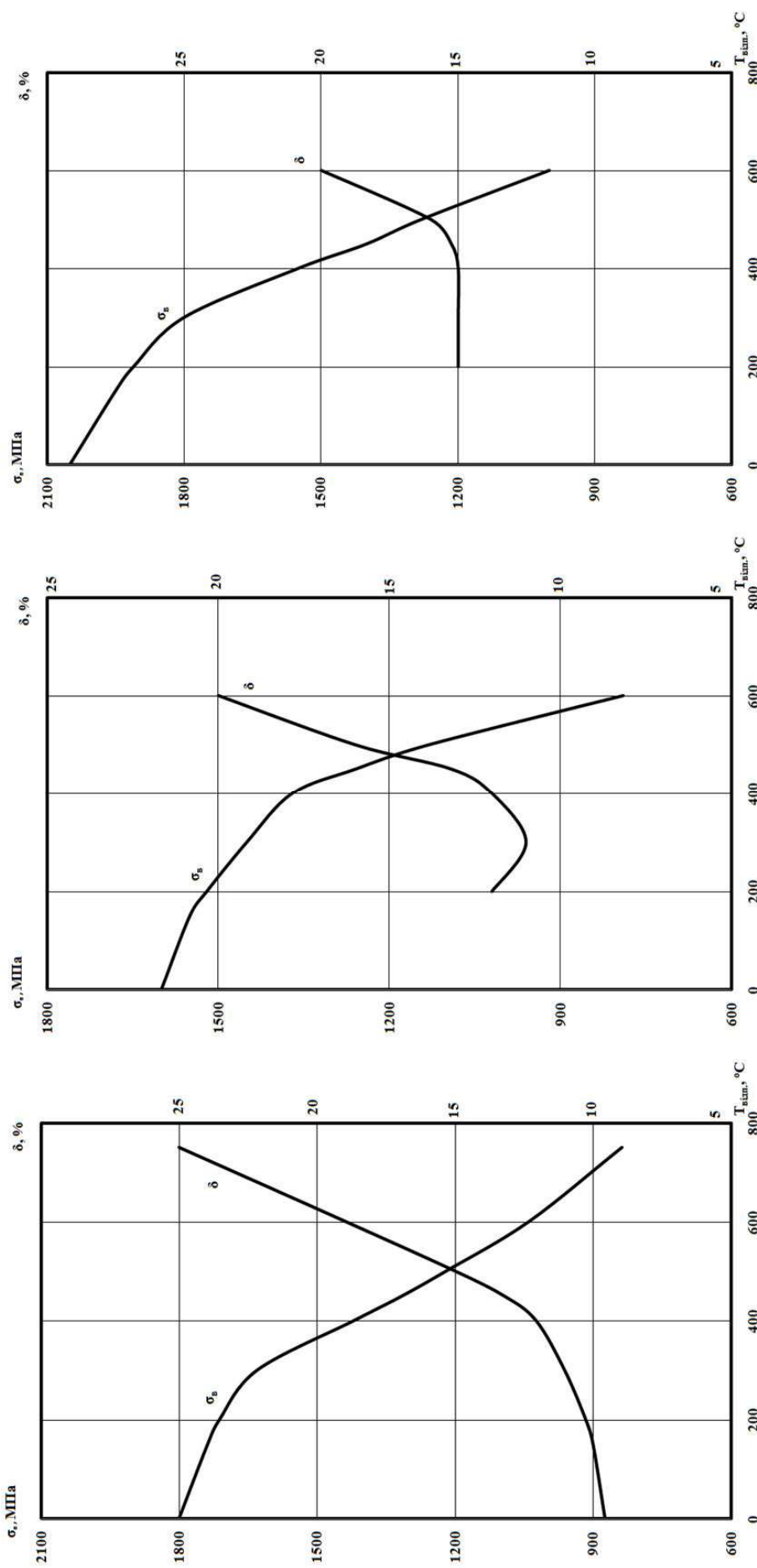
Альтернативою вказаним є методи керування процесами структуроутворення в зварних з'єднаннях в процесі їх виконання, засновані на швидкісних нагрівах зварних з'єднань [5, 6].

При нагріванні металу в процесі зварювання з швидкостями, що перевищують $500^\circ\text{C}/\text{с}$ температури критичних точок A_{c1} і A_{c3} зміщуються в область високих температур (рис. 4). Це різко скорочує перебування металу в температурному інтервалі гомогенізації аустеніту. В результаті зниження гомогенності аустеніту, його розпад при охолодженні зміщується в область більш високих температур, де відбувається утворення більш пластичних складових структури або самовідпуск крихких.

На рис. 5 зображено термодинамічну діаграму розпаду переохолодженого аустеніту в зварному з'єднанні сталі 30ХГСА, метал якого під час зварювання нагрівався до максимальної температури 1250°C з середніми швидкостями $680^\circ\text{C}/\text{с}$ і $734^\circ\text{C}/\text{с}$. Криві охолодження, позначені на термодинамічній діаграмі (рис. 5) 1 та 2, свідчать, що у цьому випадку перетворення переохолодженого аустеніту починається в бейнітній області. Тут розпадається до 50% аустеніту, а закінчується розпад в мартенситній, де також розпадається до 50% переохолодженого аустеніту, проте при підвищеній температурі. В результаті - в металі зварних з'єднань сформувалась бейнітно-мартенситна структура (50% бейніту + 50% мартенситу) (рис. 6). Такі структури, як правило, характеризуються поєднанням достатньо високих показників міцності і пластичності. Це забезпечує високу стійкість металу проти утворення тріщин, крихкого та уповільненого руйнувань, а також високий опір втомному руйнуванню в умовах циклічних навантажень.

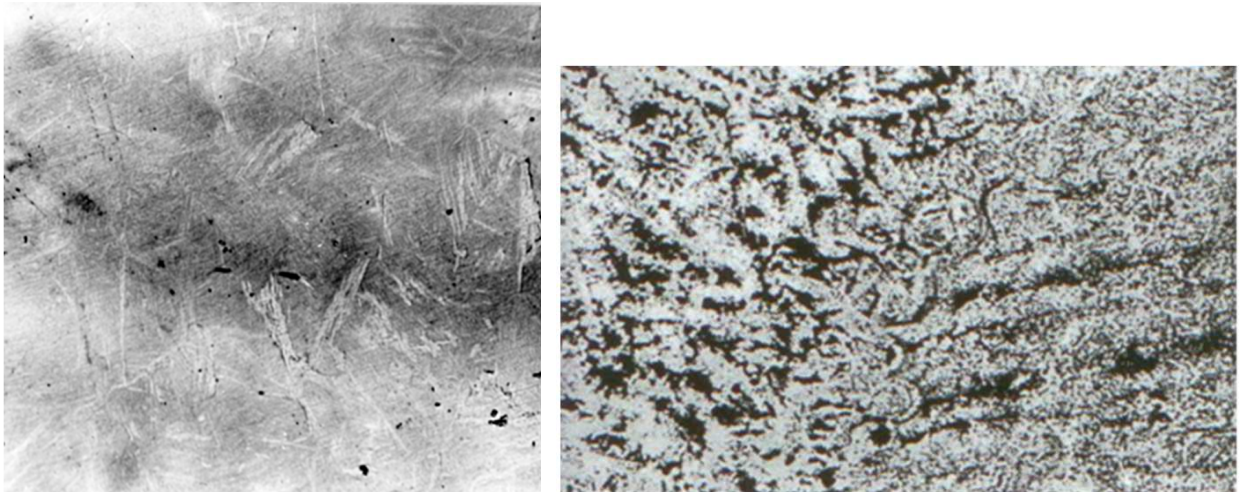
Результати більш ранніх досліджень [7] свідчать, що в міру підвищення швидкостей нагріву металу при його зварюванні розпад переохолодженого аустеніту поступово зміщується в області більш високих температур, де формуються структури, що характеризуються високою пластичністю.

Таким чином, регулювання швидкостей нагріву при зварюванні високоміцних сталей дає змогу цілеспрямовано керувати формуванням структури в металі зварних з'єднань і забезпечувати ідентичність структури основного металу та металу зварних з'єднань, що забезпечує їх рівномірність.



а) 30ХГСА; б) 30ХМА; в) 30ХГНЗА

Рисунок 2 – Вплив температури відпуску на показники міцності і пластичності середньлегованих високоміцних сталей



а)

б)

а) мартенситна структура 100%;
б) структура з переважачим вмістом мартенситу

Рисунок 3 – Структури мартенситного типу

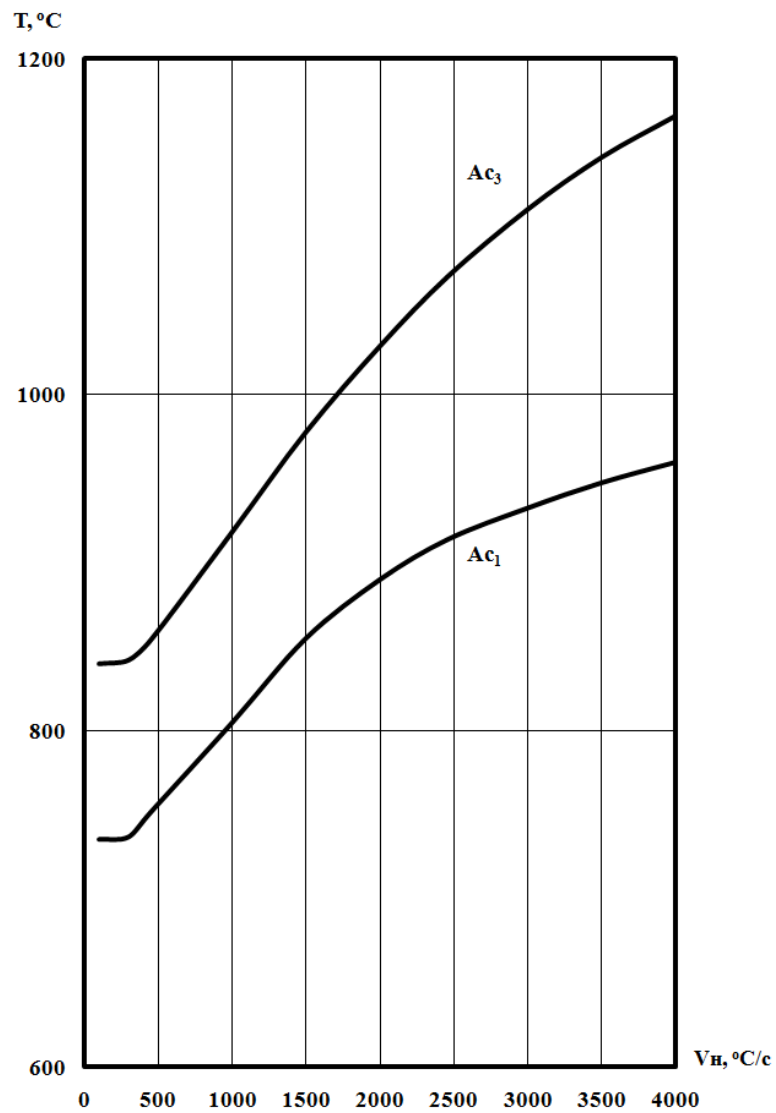


Рисунок 4 – Область зростання температур критичних точок A_{c1} і A_{c3} залежно від швидкості нагріву металу для сталей з вмістом вуглецю 0,2 – 0,8%

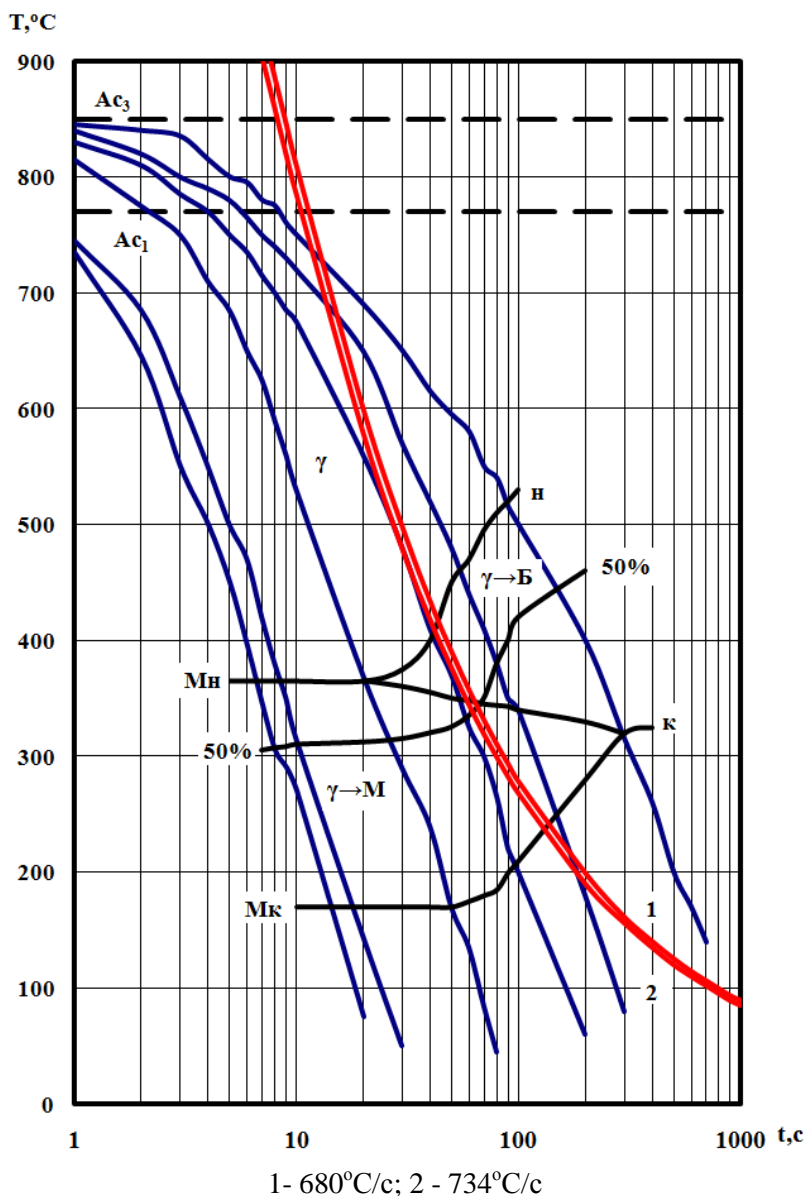
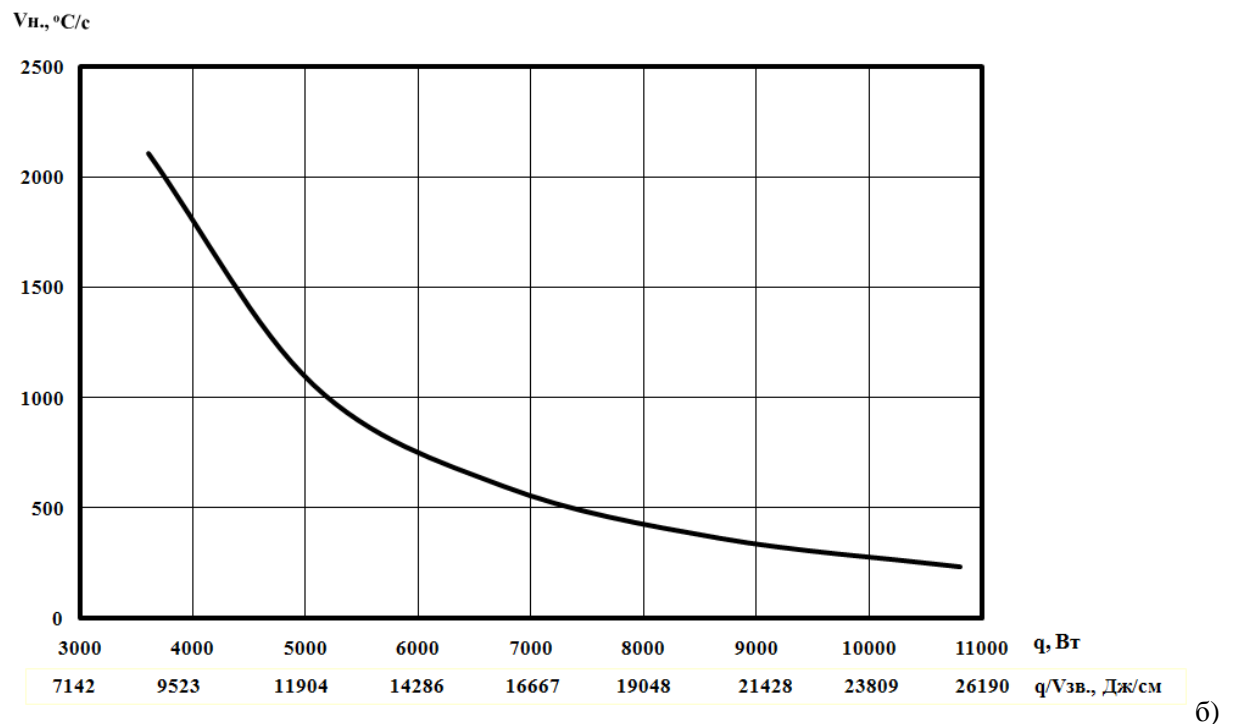
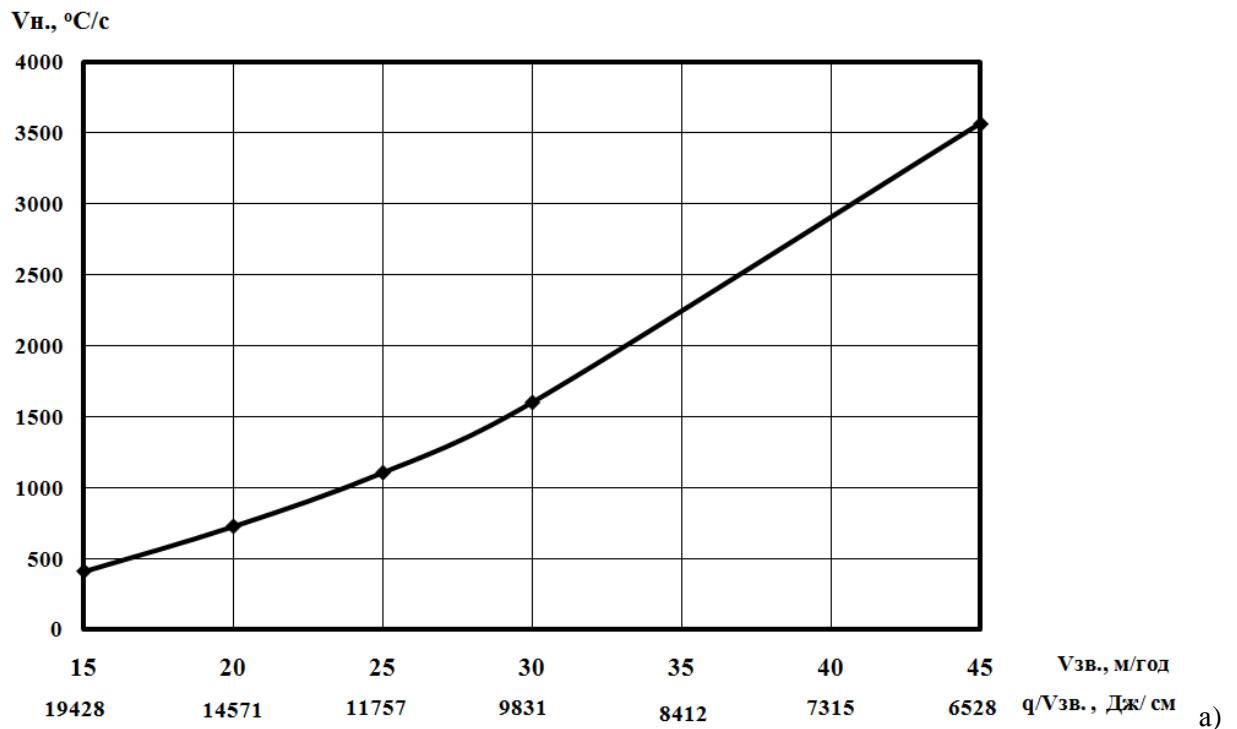


Рисунок 5 – Термокінетична діаграма перетворення переохолодженого аустеніту в зварних з'єднаннях сталі 30ХГСА, які в процесі зварювання нагрівались зі швидкостями



Рисунок 6 – Мікροструктура зварного з'єднання сталі 30ХГСА з вмістом бейніту і мартенситу приблизно 50%х50%



а) вплив швидкості зварювання;
б) вплив теплової потужності дуги

Рисунок 7 – Вплив погонної енергії зварювання на швидкості нагріву металу зварного з'єднання

Регулювання швидкостей нагріву металу в зварному з'єднанні здійснюється за рахунок збільшення або зменшення погонної енергії (q/V_{zv}) [7]. Вона обчислюється як відношення теплової потужності дуги – q до швидкості зварювання – V_{zv} [8] і визначає тепловкладення у зварне з'єднання в процесі його виконання. На рис. 7 зображено криві, які свідчать, що всяка зміна теплової потужності дуги і швидкості

зварювання спрямовані на зменшення погонної енергії, супроводжуються підвищенням швидкостей нагріву металу і навпаки. Ці дані свідчать, що при дуговому зварюванні для досягнення швидкостей нагріву, достатніх для впливу на процеси структуроутворення в зварних з'єднаннях, погонну енергію необхідно зменшувати до рівня, коли виконання якісного з'єднання стає проблематичним. Крім цього,

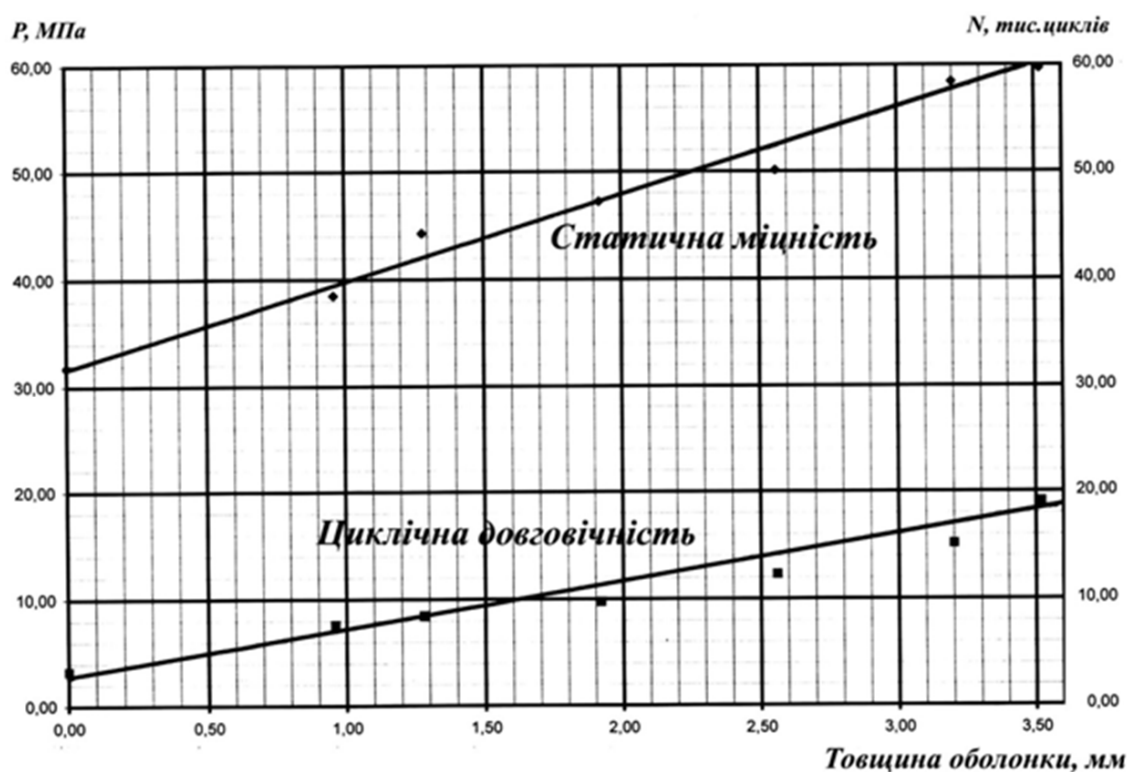


Рисунок 8 – Вплив товщини композитної підсилюючої оболонки на статичну міцність і циклічну довговічність зварних балонів високого тиску

зменшення погонної енергії негативно впливає на продуктивність зварювання, зменшуючи її. Вирішити проблему зменшення погонної енергії при зварюванні в захисних газах дають можливість активуючі флюси (АТІГ та АМІГ процеси). Вони забезпечують стиснення дуги і збільшення в 2-4 рази її проплавляючої здатності без збільшення зварювального струму. Аналогічно відбувається зменшення погонної енергії, порівняно з традиційними способами зварювання в захисних газах, при зварюванні металу однакової товщини [9]. Крім цього, застосування активуючих флюсів при зварюванні в захисних газах плавким і неплавким електродами різко покращує екологічні показники цих процесів [9].

З урахуванням наведених технологічних можливостей і екологічних показників, для зварювання металевих корпусів балонів застосовувалось зварювання з активуючими флюсами. Практичний досвід, набутий в галузі створення зварних балонів високого тиску, свідчить, що їх надійна і довговічна робота досягається при забезпеченні рівномірності зварних з'єднань і основного металу. Однак, подальші дослідження свідчать, що забезпечити високу циклічну стійкість балону за рахунок одного лише тонкостінного металевого корпусу, хоча і виконаного із високоміцної сталі, не вдалося. Максимальна кількість циклів, яку витримував такий балон не перевищувала 4500-5000. Підвищення міцності корпусу і зменшення його пластичності за рахунок термообробки супроводжувалось зменшенням кількості циклів навантаження. Щоб посилити циклічну довговічність металевих

корпусів, необхідно було зменшувати міцність металу, підвищувати показники його пластичності та одночасно збільшувати товщину корпусу. А це призводить до збільшення показника M/V .

Вирішити проблему можна, якщо посилити циліндричну частину балонів композиційною оболонкою. На рис. 8 зображено залежності статичної міцності і циклічної довговічності балонів з товщиною металевого корпусу 3,5 мм в залежності від товщини підсилюючої композитної оболонки. Ці дані свідчать, що в міру зростання товщини підсилюючої композитної оболонки зростають і показники працездатності балонів. Посилююча оболонка товщиною 3,5 мм в два рази підвищує статичну міцність балонів і більше ніж в 4 рази - його циклічну довговічність. При цьому посилюючою оболонкою зміцнена лише циліндрична частина балонів.

Наведені дані свідчать, що забезпечення надійності і працездатності зварних балонів високого

тиску із високоміцних сталей починається ще на стадії зварювання їх корпусів. По-перше, при зварюванні необхідно формувати в з'єднаннях структуру ідентичну, або близьку до структури основного металу, що забезпечить їм однакові показники міцності і пластичності в межах $\sigma_b = 1000-1300\text{МПа}$ і $\delta = 12-16\%$. Наступним етапом в забезпеченні надійності і працездатності балонів є формування на їх циліндричній частині посилюючої композиційної оболонки. Це, як свідчать результати випробувань на статичну міцність і стійкість проти малоциклової втоми, забезпечує їх працездатність.

Результати досліджень, отримані на моделях та реальних легких малогабаритних балонах справедливі і для балонів середньої і великої довжини. Відзняються лише технологічні цикли їх виготовлення, де повинна забезпечуватись рівномірність металу зварних з'єднань і основного металу.

Технологічний цикл виготовлення малогабаритних легких балонів та балонів середньої довжини в межах однієї труби (12 м) включає наступні основні етапи:

- виготовлення зварного металевго корпусу;
- термічна обробка зварного металевго корпусу;
- формування композитної підсилюючої оболонки на циліндричній частині балону;
- термічна полімеризація композитної підсилюючої оболонки.

Всі ці етапи виконуються в заводських умовах.

При виготовленні довгомірних балонів для оснащення морських газозовів, маса яких сягає декількох тон, а довжина десятків та сотень метрів доцільно застосувати блочний принцип їх побудови. Можливості транспортних засобів також обмежують габарити конструкції при доставці на об'єкт експлуатації, тому їх необхідно монтувати безпосередньо на об'єкті.

В цьому випадку найбільш раціонально технологічну схему виготовлення виробу розбити на такі основні етапи.

1. В заводських умовах на окремих секціях (труби довжиною 11,5-12,5 метрів) формується композитна підсилююча оболонка. При цьому торці труб не намотують на ширину зони термічного впливу, яка створюється при зварюванні секцій конструкції між собою, враховуючи зону необхідної для встановлення зварювального обладнання.

2. Полімеризація композитної підсилюючої оболонки цих секцій проводиться також у заводських умовах, у серійних печах для термообробки великогабаритних виробів.

3. Транспортування окремих 12-метрових секцій до місця монтажу.

4. Зварювання окремих секцій між собою.

5. Після зварювання секцій, на локальному відрізку в зоні зварного кільцевого стику формується підсилююча оболонка-бандаж, яка полімеризується в монтажних умовах з використанням роз'ємних печей муфтового типу.

Для зварювання окремих секцій між собою доцільно застосовувати орбітальне зварювання. При цьому також необхідно враховувати той факт, що металева основа секцій виготовляється із високоміцних сталей, а композитна оболонка на секціях сформована із нетермостійкого матеріалу і при перевищенні температури 200°C вигоряє і руйнується. Тому після зварювання стик не повинен підлягати термообробці для коригування структури та властивостей металу зварного з'єднання. Формування структури і властивостей повинно забезпечуватись в процесі виконання стику. Крім цього при зварюванні необхідно забезпечити цілісність і

працездатність підсилюючих оболонок секцій, які зварюються. Тобто для зварювання секцій необхідно застосовувати способи зварювання, які забезпечують низьке тепловкладення в зварне з'єднання і малі розміри зони термічного впливу.

Формування оболонки-бандажу в зоні кільцевого шва повинно здійснюватись в умовах, коли обертання балону неможливе через його масу та габарити. Тому бандаж формується орбітальною намоткою. Для реалізації даного процесу розробляється спеціалізоване обладнання. На сьогодні визначено основні принципи побудови такого обладнання, його склад та розроблено тримірні моделі комплексу обладнання в цілому і окремих його вузлів і механізмів.

Таким чином, для з'єднання секцій середньо- і великогабаритних балонів необхідно застосовувати способи зварювання та зміцнення, які забезпечують можливість керування структуроутворенням і формуванням властивостей комбінованих з'єднань з одночасним зменшенням або регулюванням тепловкладення. Таким вимогам відповідає зварювання в захисних газах з активуючими флюсами, місцева термічна обробка та полімеризація.

Висновки

1. Для виготовлення зварних металевих корпусів комбінованих балонів застосовуються високоміцні сталі і скловолокно із $\sigma_b \geq 1000 \text{ МПа}$.

2. Встановлено, що оптимальне поєднання статичної міцності і циклічної довговічності зварних комбінованих балонів досягається при міцності металу корпусу $\sigma_b = 1000-1300 \text{ МПа}$ і $\delta = 12-16\%$.

3. При виготовленні зварних комбінованих балонів із високоміцних сталей доцільно застосовувати технології зварювання, що забезпечують низьке тепловкладення та можливість регулювання структури зварних з'єднань для досягнення їх рівномірності з основним металом.

4. Посилення циліндричної частини балону композитною оболонкою на основі неметалевих волокон в два рази підвищує його статичну міцність і в 4 рази – циклічну довговічність.

5. Посилення циліндричної частини зварних корпусів балонів із високоміцних сталей композитною оболонкою у співвідношенні до товщини металу 1:1 забезпечує їм коефіцієнт запасу міцності 2,6 і циклічну працездатність не менше 18000 циклів, що є основними показниками їх надійності.

6. Перспективним напрямком розвитку конструкції балонів високого тиску є комбінація сталевих матеріалів з різними рівнями міцності із зміцнюючої композитної оболонки та корпусу, що дасть змогу відмовитись від загартовування великогабаритних елементів.

Література

- 1 Метан – топливо века! www.neoplan.ru/news/Metan - 16.05.2012
- 2 Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України / Каплін І.М., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О. та ін. – К.: Наукова думка, 2006 – 305 с.
- 3 Енергетична стратегія України на період до 2030 року: схвалена розпорядженням КМУ від 15.03.2006 р. №145-р. -К. 2006. – 129 с.
- 4 Марочник сталей и сплавов / Под ред. В.Г. Сорокина. – М.: Машиностроение, 1989. – 640 с.
- 5 Савицкий А.М. Влияние стадии нагрева на формирование структуры сварных соединений закаливающихся сталей / А.М. Савицкий, В.Г. Васильев, М.М. Савицкий, В.Н. Ващенко // Автоматическая сварка. – 2005. – №1. – С. 19 – 21.
- 6 Савицький О.М. Вплив швидкісних нагрівів на структуру вуглецевих сталей при локальній термічній дії / О.М. Савицький // Металознавство та обробка металів. – 2005. - №4. – С. 33 – 35.
- 7 Савицький О.М. Особливості впливу швидкостей нагріву і охолодження на структуру вуглецевих сталей при локальній термічній дії / О.М. Савицький, В.М. Ващенко, Ю.М. Шкрабалюк // Металознавство та обробка матеріалів. – 2011. – №3. – С. 26 - 31.
- 8 Рыкалин Н.Н. Тепловые процессы при сварке плавлением / Н.Н. Рыкалин, А.И. Пугин. – М.: Профиздат, 1959. – 96 с.
- 9 J. Niagaj, M.M. Savytskyj, O.M. Savytskyj The influence of activation on technological and ecological properties of welding arc under argon shield during welding of low- and high alloy steels. Biuletun instytutu spawalnictwa w gliwicach., №1, 2008, p.46-50.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
08.05.13*

*Рекомендована до друку
професором Шлапаком Л.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Скульським В.Ю.
(Інститут електрозварювання ім. Є.О.Патона
НАН України, м. Київ)*

МЕТОДИ ТА УСТАТКУВАННЯ ЗМЕНШЕННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ВОДНИХ РЕСУРСІВ СТОКАМИ З ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

¹Л.І. Челядин, ¹Л.І. Григорчук, ²В.Л. Челядин, ³М.М. Богославець

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. 050 3738628,
e-mail: chelyadyn@ukr.net

²ДВНЗ «Прикарпатський національний університет імені Василя Стефаника»,
76011, м. Івано-Франківськ, вул. Коновальця, 328Б, тел. 097 8867005, e-mail: chvl@email.ua

³ВАТ «Нафтохімік Прикарпаття», 75012, м. Надвірна, вул. Майданська 5,
тел. 067 3422620

Описано методи та устаткування, які зменшують забруднення довкілля стічними водами, що має екологічне, соціальне та народногосподарське значення. Основні методи очищення стічних вод від н\п і завислих, що використовуються в нафтогазовому комплексі, це фізичні та фізико-хімічні і рідко біологічні. Для очищення пластових вод від н\п і завислих використовують технології, які описані в літературі, є метод відстою в земляних і горизонтальних відстійниках, а на бурових установках цей відстій відбувається в амбрах. Реальна ефективність очищення стоків цим методом складає 50-60% від нафтопродуктів і 60-70% від завислих, а ХСП-55-65%. Методи очищення розливів нафтопродуктів на поверхні ґрунтів чи морів включають покриття їх різними сорбентами з їх наступним збором та спалюванням, що також є неефективним. Для підвищення ефективності очищення забруднених середовищ на основі проведених експериментальних досліджень розроблено удосконалені технології очищення стічних вод від нафтопродуктів та устаткування – тонкошаровий відстійник, фільтр-адсорбер. Запропоновані заходи дають змогу підвищити ступінь очищення стоків до 75-85%, що зменшить викиди в довкілля, а значить підвищити рівень екологічної безпеки промислових об'єктів.

Ключеві слова: техногенні відходи, пластова вода, технології водоочищення, устаткування, фільтрування, відстійник, екологічна безпека.

Описаны методы и оборудование, которые уменьшают загрязнение окружающей среды сточными водами, что экологическое, социальное и народнохозяйственное значение. Основные методы очистки сточных вод от н\п и взвешенных, используемые в нефтегазовом комплексе, это физические и физико-химические и редко биологические. Для очистки пластовых вод от н\п и взвешенных используют технологии, которые описаны в литературе, является метод отстоя в земляных и горизонтальных отстойниках, а на буровых установках этот отстой происходит в амбры. Реальная эффективность очистки стоков этим методом составляет 50-60% от нефтепродуктов и 60-70% от взвешенных, а ХСП-55-65%. Методы очистки разливов нефтепродуктов на поверхности почвы или морей включают покрытие их различными сорбентами с их последующим сбором и сжиганием, также неэффективно. Для повышения эффективности очистки загрязненных сред на основе проведенных экспериментальных исследований разработаны усовершенствованные технологии очистки сточных вод от нефтепродуктов и оборудования - тонкослойный отстойник, фильтр-адсорбер. Предложенные меры позволяют повысить степень очистки стоков до 75-85%, что уменьшит выбросы в окружающую среду, а значит повысить уровень экологической безопасности промышленных объектов.

Ключевые слова: техногенные отходы, пластовая вода, технологии водоочистки, оборудование, фильтрация, отстойник, экологическая безопасность.

The paper describes methods and equipment that reduce the pollution by sewage, which has environmental, social and economic importance. Basic cleaning methods of wastewater from oil and suspended particles that are used in the oil and gas complex are the physical and physicochemical and rarely biological ones. To clean the reservoir water from oil and suspended particles using technologies that are described in the literature is the method of sludge in earthen and horizontal cesspools, and the rigs on tapes place this crap in an amber. The real effectiveness of wastewater treatment from oil using this method is 50–60%, and 60–70% of suspended particles from chemical consumption of oxygen – 55–65%. Methods for cleaning up oil spills on the soil and sea surface include their coverage by different sorbents with their next collection and incineration, which is also inefficient. To improve the efficiency of contaminated environment on the basis of the conducted experimental research developed were the advanced technologies of wastewater purification from oil and equipment – thin-layer tank, filter-adsorber. Proposed measures allow to increase the degree of effluent to 75–85%, which will reduce emissions into the environment, and thus improve the environmental safety of industrial facilities.

Keywords: industrial waste, aquifer reservoir, purification technologies, equipments, filtration, cesspool, environmental safety.

Таблиця 1 – Розрахунок викидів на одну особу

Протягом 2010 р.	Викиди в атмосферу, тис. тон		Стічні не очищені води, млн/м ³		Наявність відходів 1-3 класу в сховищах, тис. тонн	
	Всього	одну особу, кг	Всього	особу, м ³	Всього	одну особу, кг
Україна	6678,0	157,8	265,8	6,28	20587,7	486,7
Ів-Франк. обл.	224,9	38,1	15,4	2,61	55,2	9,4
Львівська обл.	246,3	31,6	21,5	4,48	37,5	4,8
Закарпатська .	87,1	18,5	9,8	2,09	0,4	0,85

Розвиток цивілізації супроводжується технічним прогресом виробництва товарів, послуг, який пов'язаний з використанням природних, енергетичних ресурсів, що спричиняє виникнення складних екологічних і соціальних проблем.

Зростання обсягів використання природних ресурсів, їх вичерпання та деградація [1] обумовлюють необхідність розробки і реалізації стратегії і тактики невиснажливого природокористування і постійного контролю за змінами у ході природних і антропогенних процесів для інтегрального управління природними ресурсами та станом навколишнього середовища. Оцінюючи санітарно-гігієнічну ситуацію, що останнім часом склалася на території держави і в нашій області зокрема [2], можна констатувати, що все населення так чи інакше підпадає під вплив шкідливих факторів:

- забруднення атмосфери;
- забруднення гідросфери;
- техногенне забруднення ґрунту.

Промислове виробництво товарів та урбанізація спричиняють утворення великої кількості стічних вод, а тому важливою проблемою сьогодення є очищення стічних вод [3], оскільки їх скид без належного очищення приведе до глобального забруднення усіх водних ресурсів нашої планети. Переробка сировинних ресурсів у товарний продукт з використанням застарілих технологій, супроводжується виділенням великої кількості відходів, що не утилізуються, а накопичуються і забруднюють довкілля [4].

Отже, раціональному (невиснажливому) природокористуванню, основою якого є врахування законів розвитку природи та формування безпечних умов життєдіяльності людини, живих організмів, – альтернатив немає.

На основі даних [5, 6] за 2010 рр. кількість шкідливих викидів в атмосферу, стічних вод в водні ресурси та відходів 1-3 класу, що зберігаються в Україні і деяких областей, зокрема в Західному регіоні, та проведених нами розрахунків щодо вищевказаних викидів на одну особу, згідно з нормативним показником ЄС, наведена в таблиці №1.

Згідно з даними [7] в Україні у 2010 р. кількість «недостатньо» очищених вод, які були скинуті у водні об'єкти, склала 2555 млн. м³, що підтверджує недостатню потужність існуючих очисних споруд та їх низьку ефективність.

Загальна кількість стічних вод, які щорічно скидаються у водойми області, становить 89,11 млн.м³ [8], які містять шкідливі інгредієнти – завислі, нафтопродукти, органічні сполуки та солі хрому.

Забезпечення безпечних умов водокористування гідросферою (річки, озера) обумовлено законом України «Про охорону навколишнього середовища» і регламентується «Правилами охорони поверхневих вод від забруднення стічними водами» [9]. Методи очищення стічних вод різних галузей в основному описуються за загальною технологією з використанням устаткування за схемою: механічний фільтр – реактор – коагулятор – відстійник – фільтр тонкої очистки.

В основному на території Прикарпаття розташовані підприємства енергетичної, нафтогазовидобувної, переробки нафти і газу, машиноприладобудівної, електронної, хімічної, целюлозо-паперової та шкірпереробної галузей.

Залежно від галузей промисловості використовуються певні технологічні схеми очищення стічних вод, що описані у монографії [10], патентах та інших інформаційних джерелах. У зарубіжній публікації [11] описані методи очищення промислових стічних вод, які забруднені різними шкідливими компонентами.

Стічні води, що утворюються на підприємствах нафтопереробної промисловості [12] містять нафту, нафтопродукти, механічні домішки, солі, деемульгатори та інші домішки, які піддаються механічній, фізико-хімічній та біологічному очищенню. Ступінь очищення з окремих забруднюючих компонентів не відповідає нормативним показникам, тому що на цих об'єктах використовується застарілі конструкції фільтрів, а робота фільтрів з дрібнозернистою загрузкою не автоматизована, що вимагає затрат часу на її регенерацію та великої кількості людей для їх обслуговування.

На підприємствах машинобудівної і електронної галузей Прикарпаття [13] наявні підрозділи гальванічного покриття та травлення металів, де утворюються стічні води і шлами водочиснення. Стічні води, що містять Хром(VI), який за токсичністю є екологічно небезпечним, є особливо небезпечні, враховуючи те, що водопостачання населених пунктів Прикарпаття забезпечується, в основному, з відкритих водних ресурсів. Контроль якості води (кількості

забруднень) найчастіше, згідно з [14], проводять за показником – хімічне споживання кисню (ХСК). Найбільшого поширення у практиці очищення стічних вод набули методи механічного відстоювання – відокремлення завислих часток під дією сили тяжіння у природних або штучних відстійниках, а також для механічного відділення завислих – процес фільтрування через перегородку.

Для вилучення шкідливих компонентів з стічних вод, що негативно впливають на якість водойм, у які скидають стічні води, до допустимих норм, використовують різні фізико-хімічні технології очищення [15], що включають один чи декілька з приведених вище і нижче методів.

Біологічний метод доочищення стічних вод [16] проводиться після механічного очищення, при якій окислюються і руйнуються органічні речовини в штучно створених умовах під дією аеробних мікроорганізмів та проводять в аеротенках, де насичують воду Оксигеном з повітря, а також подають мікродобавки для живлення мікроорганізмів. Ефективність очищення складає 80-95%, але енергетичні затрати великі і процес проходить у вузькому інтервалі температур 15-40°C. Процес доочищення стічних вод методом флотації [17] включає насичення стічної води повітрям від компресорів з наступною дегазацією у флотаційній камері. Ступінь очищення складає 65-88%, а затрати електроенергії є значними [18], оскільки тільки 25% поданого для насичення повітря використовується для процесу очищення. На заводах України і Росії в основному використовують методи гравітаційного відстоювання і біологічний метод очищення [19], які є енергоємними, тому що затрати електроенергії для подачі повітря в аеротенки є значні, а ступінь очищення складає не більше 65-75 % за показником ХСК.

В нафтогазовидобувній галузі використовуються методи гравітаційного очищення (відстійники) стічних вод для закачки в нафтогазові пласти для підвищення пластового тиску, що приводить до витіснення нафти і газу на поверхню землі [20]. Результати досліджень показують, що ступінь очищення складає 68-71%. У разі проливу нафтопродуктів на поверхню ґрунту чи води вуглеводні створюють нафтові забруднення [21]. За результатами спостережень та досліджень встановлено, що протягом декількох днів до 25% легкі нафтопродукти зникають за рахунок випаровування та розчинення, а важкі фракції біологічно та хімічно руйнуються тривалий час, що приводить до забруднення довкілля. Основним методом очищення стічних та пластових вод у нафтовидобувній та інших галузях є процес відстоювання, який вимагає відведення під відстійники великих територій і супроводжується виділенням забруднюючих компонентів в атмосферу [22]. Цей метод характеризується низькою ефективністю (ступінь очищення від завислих часток, нафтопродуктів (н/п) 35-50 % та довготривалістю. При розробці нафтових і газових родовищ для очищення бурових стічних вод рекоменду-

ється спосіб (пат. 16529 України, С 02 F 1/56.), а за патентом 65066 України, В 04 С 5/12 «Спосіб відділення нафтопродуктів з водонафтових сумішей» шлами водоочищення накопичуються, а після завершення робіт піддаються захороненню.

На підприємствах машинобудівної галузі [23] технологічні схеми очисних споруд включають піско- та нафтоуловлювачі, засипні фільтри, які забезпечують 87-89% очищення стічних вод від Н/П і 65-68% від важких металів, але це недостатньо для скиду у водойми.

Таким чином, ефективність очищення стічних вод різними методами в середньому складає 55-83% [24], а тому дослідники удосконалюють процеси водоочищення у напрямку розробки та реконструкції устаткування і водоочисних споруд. Характеристика відомого устаткування і водоочисних споруд з очищення стічних води приведено нижче.

У технологічних схемах водоочищення на підприємствах використовують, в основному, згідно [25], таке устаткування: піско- та нафтоуловлювачі, горизонтальні відстійники, засипні фільтри, аеротенки, які забезпечують певний ефект очищення стічних вод, але не завжди дають можливість їх повторного використання в оборотній системі водозабезпечення підприємства чи відповідають за вмістом забруднень вимогам для скиду у водойми. Основними апаратами процесів водоочищення є відстійники та фільтри. Методи гравітаційного очищення стічних вод, які проводяться в відстійниках відкритого типу, використовуються в нафтовидобувній галузі [26], ступінь очищення є не висока (50-60%) та займають великі площі сільськогосподарських земель, а тому вони є об'єктами забруднення довкілля. В основному до всіх технологічних схем водоочищення входять відстійники різних конструкцій, в яких відбуваються процеси відокремлення завислих під дією сили тяжіння. Детальний опис конструкцій відстійників, які, в основному, є ємностями з вертикальною перегородкою в кінцевій частині, наведено в [27]. Відомо [28], що горизонтальні відстійники займають великі території (в середньому 1000 м²) та є відкритими, що спричиняє виділення забруднень в атмосферу та забруднення довкілля. У публікаціях [29] наведено позитивні результати очищення стічних вод з використанням тонкошарових відстійників розміром близько 50 м², які на практиці в Україні майже не використовуються.

Для очищення стічних вод найбільш широкое застосування мають апарати та споруди, що працюють за принципом фільтрації стічних вод. Ефективність очищення стічних вод на таких установках різна і в середньому вона складає 75-85%. В огляді [30] описані різні типи процесу фільтрування стічних вод і встановлено, що швидкість фільтрування, висота фільтруючої перегородки і час фільтрації через фільтруючу перегородку фільтра до просакування завислих і розчинних шкідливих компонентів є важливими параметрами процесу фільтрування. У публікації [31] проаналізовано різні методи

інтенсифікації очищення стічних вод фільтруванням, але процес відділення завислих з використанням нових матеріалів для завантаження перегородки, через яку стічна вода очищається від нерозчинних і розчинних інгредієнтів, вважається найпростішим. Для очищення природних і стічних вод, в основному, використовували в якості фільтруючого матеріалу кварцевий пісок [32].

За останні десятиріччя минулого тисячоліття на основі проведених досліджень [33] крім кварцевого піску запропоновано використовувати активоване вугілля, цеоліт (клинноптилоліт) та інші природні (модерніт, спалені породи) і штучні (піностирол, дроблений керамзит, антрацит та ін.) матеріали.

Способи і технології очищення стічних вод проводяться в установках [34], які відрізняються тим, що кожна установка використовує один основний процес очищення - механічний, біологічний, каталітичний або фізико-хімічний, а інші стадії є додатковими. Ефективність очищення стічних вод на певних установках різна і в середньому складає 75-85%. Для проведення процесів адсорбційної очищення відома установка [35], де використовують різне обладнання, але основним апаратом є адсорбер.

У процесах відокремлення завислих також використовують різні конструкції фільтрів [36]. Однак відомі конструкції фільтрів з стаціонарним шаром адсорбента мають серйозний недолік-нерівномірний розподіл потоку газу чи рідини через загрузку фільтруючого матеріалу, швидко заповнення міжзеренного простору, недостатнє відмивання фільтруючого завантаження та труднощі з перезавантаження у випадку зношення чи втрати сорбційної здатності.

Для ліквідації наслідків пролитих нафтопродуктів на водній поверхні основним є зменшення площі забруднення. Для цього використовують плавучі засоби (катери, баржі, кораблі) [37], які за допомогою плаваючих канатів та сорбційних матеріалів обмежують площу нафтового плями. Використання сорбційних матеріалів для очищення від нафтопродуктів описано в [38], де вказано, що такі матеріали є ефективними для очищення від нафти і солей. Наприклад, від невеликої кількості нафто масел-продуктів використовують торф, а потім з допомогою плавучого засобу збирають з поверхні води і, розділивши на фільтри, використовують як паливо після відповідної просушки. Іншим сорбентом, але більш дорогим, є активоване вугілля [39]. Для очищення великих площ водної поверхні застосовують "вспучений" перліт, а технологія його використання при очищенні така ж, як торфу чи вугілля [40]. Очищення водної поверхні від похідних нафтопродуктів (демульгатори, СОЖ, органічні розчинники) проводиться з використанням плавучих засобів з барабанним фільтром, який має на своїй поверхні пористий матеріал (бутадієн-стирольний), що сорбує нафтопродукти, які виділяються при стискуванні матеріалу [41]. Крім вище вказаних сорбентів для очищення води від нафтопродуктів, запропоновано [42]: суміш – 70-80%-го

природного шунгіту та 10-30% вуглеводневого волокна; суміш дрібнодисперсного коксу (дві частини) і відходів електродного виробництва (десять частин); відходи виробництва азбестового картону; дрібнодисперсний сланець; сополімер полівінілового спирту і поліакрилонітрилу; волокнистий нітрон; бавовняні відходи ватного виробництва, відходи резинової промисловості; полівінілхлориду в хлорній формі, суміш залізовмісної окалини та кремнійорганічної сполуки – метилсиліконату натрію та інші. У деяких випадках для більш ефективного очищення водної поверхні до сорбентів додають поліакриламід [43], а який забезпечить відокремлення емульсії. Для доочищення стічних вод найчастіше використовують фільтри з перегородкою, який складається з ємності, що розділена перегородкою, на яку завантажують фільтруючий матеріал. Фільтр для очищення води складається з корпусу, в нижній частині якого розміщена перегородка, що заповнена шарами різних матеріалів з різною питомою вагою і величиною зерен, дренажний пристрій і підвідний та відвідний патрубкі, але ефективність його низька та тривалість відмивання завантаження довготривала, що не дає змоги очищувати великі кількості води.

Відомі установки очищення, які містять ємності вхідної води, озонаторні агрегати, ежекційні змішувачі, адсорбційні фільтри очищення, контактні колони, резервуари очищеної води та насоси і технологічні трубопроводи обов'язки вищеприведеного устаткування. Такі установки є складними в експлуатації та надзвичайно енергомісткими. Згідно з патентом України №42983А (МПК С 02 F 1/461) запропоновано спосіб каталітичного очищення води, де передбачена додаткова обробка води в бактеріцидному пристрої, що теж збільшує енергозатрати на очищення води. Особливо великі енергозатрати при використанні установок для очищення стічних вод озоном, оскільки витрати його, як активного окиснювача, збільшуються в декілька разів у зв'язку з тим, що він окиснює всі наявні домішки в стічній воді, а деякі з них присутні в межах допустимих норм для стічних вод і не потребують окиснення.

В патенті №45867 (Україна, МПК С02F1/24, С02F 3/32) запропонований комплекс для очищення води біологічне очищення стічних вод відбувається в устаткуванні, яке вміщає решітки різної конструкції (горизонтальні, ялинкоподібні), що переміщуються в апараті для очищення, на яких іммобілізовані мікробактерії. Стічні води в результаті контакту з мікробактеріями очищаються від певних шкідливих компонентів, однак недостатньо, оскільки мікроорганізми ефективно розкладають тільки певні шкідливі інгредієнти та вимагають певних умов процесу (температура і швидкість протікання води через них).

Аналіз існуючих процесів водоочищення та їх апаратного оформлення (устаткування) показує, що для проведення процесів водоочищення використовують спеціальне устаткування і споруди, а енергозатрати (електроенергія)

при цьому складають близько 30-35% собівартості очищення. Отже, наведені вище технології очищення стічних вод та конструкції устаткування у реальних умовах дають змогу досягнути 45-70% ступеня очищення від шкідливих компонентів. У залежності від забруднень, які наявні у стічній воді, в сучасних наукових дослідженнях рекомендуються реагентні та адсорбційні методи, в яких застосовують високоартісні реагенти-коагулянти, окиснювачі і нові фільтраційні та адсорбційні матеріали, що приведено нижче.

Автор [44] запропонував заходи для забезпечення екологічної безпеки методом адсорбції органічних розчинників з стічних вод, які основані на проведенні процесів очищення стічних вод, забруднених двома компонентними системами – гексан-етилацетат, циклопентаном-гексан, ізопропанол-гексан, методом адсорбції на природних адсорбентах – бентоніт, глауконіт, палигорськіт. У роботі [45] досліджено зменшення забруднення навколишнього природного середовища відпрацьованими моторними оливами адсорбційними методами з допомогою розчинників-сольвенту, толуолу та введення деемульгатора. Авторка [46] досліджувала очищення стічних вод від органічних забрудників методом адсорбції на різних сорбентах та встановила, що найбільш ефективно відбувається зменшення барвника комплексно активованим цеолітом кліноптіолітом за трьохступеневою протитечійною схемою, а ступінь очищення складає 85-93%. Однак такі схеми є громіздкими та енергоресурсозатратними. Дисертаційна робота [44] Павлюк Л.І. присвячена удосконаленню технології очищення нафтовмісних стічних вод сорбентами рослинного походження.

У дисертаційній роботі приведено дослідження, а в авторефераті [45] коротко описано удосконалення методів очищення стічних вод, які найбільше забруднюють водні ресурси краю. Для підприємств Прикарпаття розроблено устаткування з новими конструкційними елементами та нові фільтраційно-адсорбційні матеріали для фільтруючого завантаження, які одержані з техногенних відходів. Результати проведених досліджень свідчать, що найефективніше пластові води ВАТ «Прикарпатського УБР» від н/п можна очищати, використовуючи відстійники з похилими площинами від механічних домішок і нафтопродуктів та доочищенням у фільтрі-адсорбері на ВММ фракцією 2-7 мм з напрямом фільтрування знизу-угору. Такий метод дає змогу підвищити ступінь очищення від механічних домішок з 66,1 до 82,3 %, а від нафтопродуктів до 86,3–92,1%. На основі проведених досліджень розроблено нову конструкцію тонкошарового відстійника (патент 5740, Україна, МПК В 01 D 25/00), яка має декілька додаткових нових конструктивних елементів. Аналіз одержаних результатів лабораторних досліджень з очищення стічних вод та теоретично-прикладні дослідження показали, що зміна величини кута нахилу блоку похилих площин у тонкошаровому відстійнику з 30 до

45 градусів, підвищує ефективність відділення завислих частинок на 51,5-75,8 %.

Значний вплив на довкілля мають стічні води ВАТ „Нафтохімік Прикарпаття“, які забруднені нафтопродуктами та сульфідами. На основі аналізу результатів проведених експериментальних та теоретичних досліджень [51] з очищення різних стічних вод методом їх фільтрації через завантаження з ВММ розроблена нова конструкція фільтра-адсорбера (патент 27668, Україна, МПК В 01 D 35/02), яка впроваджена на ННПЗ. Фільтр-адсорбер включає нові конструктивні елементи: шламову трубу, додаткову верхню перегородку, нижню перегородку конічної форми, фільтрувальні елементи жолобкового типу та інші. Шламова труба працює за принципом „сифона“, що підвищує ефективність роботи фільтра за рахунок автоматичного періодичного відмивання механічних та інших забруднень з фільтрувального завантаження. Для комплексного розв'язання проблеми очищення стоків і перероблення утвореного шламу розроблений новий спосіб очищення стоків (патент 28030, Україна, МПК С 02 F 3/24), і перероблення шламів водоочищення, який відрізняється від відомих тим, що обидва процеси відбуваються одночасно. Спосіб можна реалізувати в універсальній установці очищення стоків та перероблення утворених шламів (патент 48053, Україна, МПК С 02 F 1/00). Отже, новий спосіб та універсальна установка дають змогу: уникнути зайвих затрат на збір шламу, його перевезення та відведення нових площ для його зберігання; утилізувати шлами водоочищення з одержанням гранул будівельно-теплоізоляційних матеріалів (БТМ). У випадку встановлення установки на рухомій платформі вона стає мобільною і її можна використовувати для очищення аварійних викидів стоків чи з полігонів побутових відходів.

На основі статистичних даних і звітності по формі 2 ТП пов. та 2 Тп-водгосп та інших проведених розрахунок інтегрального показника екологічної безпеки (ШЕБО) для трьох підприємств – №1-ТЕЦ, №2-«Нафтоперегонка», №3-«Шкірпродукція», які відносяться до різних галузей виробництва одержали наступні результати. Встановлено, що ШЕБО для трьох вищевказаних об'єктів, відповідно 71, 56, 45 за 2006 р. підвищиться до 75, 61, 52 відповідно, який розрахований з використанням формули для оцінки екологічної безпеки на різних підприємствах, яка приведена у публікації [52]. Вказані величини ШЕБО одержано з врахуванням зменшення викидів в атмосферу від утилізації шлаків, золи, шламів та впровадженні вдосконалених технологій водоочищення і об'ясування.

Отже, всі наведені вище результати досліджень вказують на те, що фільтруванням через ВММ та впровадженням устаткування з новими конструктивними елементами досягається підвищення ефективності очищення стічних вод виробництва різних галузей, і, відповідно, підвищення ШЕБО підприємств на 1,8-2,1 балів, а

відтак населених пунктів, регіону і України загалом.

ВИСНОВКИ

1. Наявні технології очищення стічних вод є енергоресурсозатратними, недостатньо ефективними, що стримує їх промислове застосування і зумовлює подальше забруднення довкілля, яке стає загрозливим для життя людини.

2. Фільтрація стічних вод різних галузей виробництва через ВММ зменшує вміст шкідливих компонентів (нафтопродукти, завислі) на 60–88% за рахунок механічних і сорбційних процесів, які відбуваються на поверхні ВММ.

3. Нові конструкційні елементи устаткування очисних споруд, а саме:

– похилі площини тонкошарового відстійника дають змогу підвищити ступінь очищення стічних вод від завислих часток 87-90 %, нафтопродуктів – 75–95 %, ХСК – 82-96 %;

– труба-сифон в фільтрі-адсорбері ефективність фільтра у процесі відмивання забруднень з фільтрувального завантаження, а конічна перегородка і фільтрувальні елементи жолобкового типу підвищують ступінь очищення стічних вод в середньому на 15-20 %.

4. Вуглецево-мінеральні матеріали у процесах очищення стічних вод за рахунок сорбційних властивостей відносно сірководню та сульфурвмісних сполук дають змогу підвищити ступінь очищення від H_2S до 80-85%.

5. У результаті впровадження нових технологій і устаткування водоочищення та використання нових матеріалів, що утворені переробленням золошлаків ТЕС та шламів водоочищення, у процесах водоочищення на різних об'єктах викиди в гідросферу, техносферу зменшуються. Це підвищує рівень екологічної безпеки окремих об'єктів на 1,5-2,1 бали, а очікуваний річний еколого-економічний ефект від впровадження запропонованих нових і удосконалення наявних технологій, устаткування лише на Прикарпатті становить близько 850 тис. грн/рік.

Література

1 Власова Г.І. Водні ресурси в Україні. Використання, моніторинг, охорона / Г.І. Власова // Вода і водоочисні технології. – 2001. – №1. – С. 6-9.

2 Фізико-хімічні основи технології очищення стічних вод / [А.К. Запольский, Н.А. Мішкова-Клименко, І.М. Астрелін та ін.]. – К.: Лібра, 2000. – 552 с.

3 Родионов А.И. Техника защиты окружающей среды / А.И. Родионов, В.Н. Клушин, Н.С. Торочешников. – М.: Химия. – 1989. – 510 с.

4 Шкіца Л.С. Екологічна безпека гірничопромислових комплексів західного регіону України. Автореферат дисертації на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: 21.06.01 – „Екологічна безпека“. – Івано-Франківськ, 2006. – 36 с.

5 Савчук Л.Я. Екологічні дослідження рівня захворюваності населення Калуського промислового району / Л.Я. Савчук // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 1(13).

6 Савчук Л.Я. Еколого-географічний аналіз захворюваності населення Івано-Франківської області / Л.Я.Савчук // І-й міжнародний конгрес. Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування. 28-29 травня. – Львів: НУ «Львівська політехніка», 2009. – С. 74-75.

7 Статистичний збірник «Довкілля України». – Київ, 2008. – С. 48-138.

8 Статистичний збірник «Довкілля Івано-Франківщини у 2010 році». – Івано-Франківськ, 2011. – 152 с.

9 Адаменко О.М. Екологічна безпека гідросфери регіону та дослідження очистки стічних вод і утилізації шламів водоочищення / О.М. Адаменко, Л.І.Челядин, В.Л. Челядин, М.Р. Скробач // Екотехнологии и ресурсосбережение. – 2007. – №6. – С. 28-32.

10 Яковлев С.В. Очистка производственных сточных вод / С.В. Яковлев, Я.А. Карелин, Ю.М. Ласков, Ю.В. Воронов. – М.: Стройиздат, 1979. – 318 с.

11 Sarbak Z. and Kramer-Wachowiak Porous structure of waste fly ashes and their chemical modifications // Powder Technology 2002. – p.53-58.

12 Гляденов С.Н. Очистка сточных вод: традиции и новации / С.Н.Гляденов // Экология и промышленность России. – 2001. – №2. – С. 15-17.

13 Pollard S.J. Дешевые сорбенты для очищения сточных вод. Pollard S.J.T., Fowler G.D., Sollars C.J., Perry R. // Sci. Total Environ. –1992. – №1-2. – С. 31-52.

14 Шевчук Е.А. Технология прямогоочного фильтрования природных и сточных вод через зернистые загрузки / Е.А. Шевчук, А.В. Мамченко, В.В. Гончарук // Химия и технология воды. – 2005. – №4. – С. 369-384.

15 Шевченко Т.В. Очистка сточных вод нетрадиционными сорбентами / Т.В. Шевченко, М.Р. Манзий, Ю.В. Тарасова // Экология и промышленность России. – 2003. – январь. – С. 35-38.

16 Литвиненко В.И. Интенсификация очищения нефтяных сточных вод нефтяных промыслов / В.И. Литвиненко, В.Т. Варфоломеев // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №11. – С. 49-51.

17 Стрельцова О.О. Интенсификация процесса флотационного вылучення емульгованої та розчиненої в воді нафти / О.О. Стрельцова, А.Ф. Тимчук // Вопросы химии и химической технологии. – 2000. – № 1. – С. 230-233.

18 Пат. 42983А України, МПК С 02 F 1/461. Спосіб каталітичного очищення води / Дензанов Г.О., Молчанов П.А.; патентовласник Вінницький державний технічний університет (Україна). – № 200105956, заявл. 23.10.2000. опуб. 15.112001, Бюл. №10. – 4 с.

19 Наташвили О.Г. Расчетная схема удаления нефти с поверхности водоема / О.Г. Наташвили, В.И. Тевзадзе // Экологические системы и приборы. – 2004. – №2. – С.52-54.

- 20 Ликвидация последствий аварий танкера „Эксон Валдис” // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – 1990. – № 9. – С. 45-52.
- 21 Методы и средства борьбы с нефтяными загрязненными вод мирового океана; под ред. М.П. Нестерова (в 9 т.) – Л.: Гидрометеоздат, 1989. – Т. 8. – 207 с.
- 22 А.с. 1305128, СССР С 02 F 1/28. Способ очистки поверхности воды от нефти / А.Р. Курбаков, В.Н. Долин. Бюл. № 15. 23.04.87.
- 23 А.с. 1430355, С 02 F 1/28. Способ очистки поверхности воды от нефти и нефтепродуктов / А.Р. Курбаков, М.Ю. Савушкина, В.В. Цуцаева. №38 15.10.88.
- 24 NAGA S.M. EL-MAGHRABY A. Industrial waste as raw materials for tile making // Silicates Industriels. – 2003. – v. 68. – pp. 89-92.
- 25 DONDI M. MARSIGLI M. FABRI B. Recycling of industrial and urban wastes in brick production: a review // Tile & Brick International. – 1997. – v.13 n. 4. – pp. 218-225.
- 26 Hidden sewage treatment plants and invisible shaft coverings // Mach. And Steel. – 2002. – 44. – № 7-8. – P. 64-65.
- 27 Зиновьев А.П. Установка для очистки сточных вод рабочих поселков, баз отдыха и объектов сельскохозяйственного назначения / Зиновьев А.П., Филиппов В.Н., Аранцева В.Н. // Вода и экологические проблемы и решения. – 2002. – № 2. – С. 39-42, 81.
- 28 Пат. 45867 Україна, МПК С02F1/24, С02F 3/32. Комплекс для очищення води / Курилюк М.С., Мациев А.І., Базурін С.О. – Опублік. 15.04. 2002.
- 29 .Компактная блок-модульная установка для очистки промышленных сточных вод // Новые экологические технологии, методы, оборудование, продукция, измерительные приборы и системы для исследования окружающей среды. – 2000. – № 1. – С. 28-30.
- 30 Гомеля Н.Д. Влияние химических вспомогательных добавок на эффективное осветление оборотной воды / Н.Д. Гомеля, А.С. Коваленко // Экологические технологии и ресурсосбережение. – 2005. – № 1. – С. 47-53.
- 31 PINHEIRO R.M. VIEIRA C.M.F. SÁNCHEZ R.J. MONTEIRO S.N. “Recycling of waste from paper production in red ceramic (in Portuguese) // Revista Matéria v.13 n. 1 pp. 220-227 2008.
- 32 RICHTER C.A. Treatment of sludge from wastewater treatment plant (in Portuguese) // São Paulo Edgard Blücher Ltda. – 2004.
- 33 Кривець Г.В. Эффективный реагент для очищения сточных вод / Г.В. Кривець, І.М. Астрелін, Н.М. Товстопалова, О.Ю. Сазонова // Наук. вісті НТУУ «КПІ». – 2010. – №2. – С.149-152.
- 34 Гомеля М.Д. Вибір оптимальних умов електрофлотажної очищення нафтовмісних стічних вод / М.Д. Гомеля, Л.В. Калабіна, О.П. Хохотва // Экологические технологии и ресурсосбережение. 2000. – №5. – С. 44-48.
- 35 Гомеля Н.Д. Использование ферромагнитиков для объемной очистки воды от нефти / Н.Д. Гомеля, В.М. Радовенчик, А.П. Хохотва // Экологические технологии и ресурсосбережение. – 2001. – №4. – С. 37-39.
- 36 Челябин Л.І. Дослідження попередньої очистки стічних вод НПЗ /Л.І. Челябин, Я.М. Дрогомирецький, В.Л. Челябин // Нафт. і газ. пром-сть. – 2003. –№ 1. – С. 62-64.
- 37 Швед Д.И. Физико-химические аспекты поглощения нефти углеродными сорбентами с поверхности воды / Д.И. Швед, Л.И. Хохлова, О.В. Кравченко, Н.М. Опенько, А.В. Хохлов // Химия и технология. – 2002. – т. 24. – № 1. – С. 22-29.
- 38 Edwards J.D. Industrial Wastewater Treatment a guidebook // CRC Press Boca Raton Fla. – 1995. – pp. 1–192.
- 39 Черниш І.Г. Застосування волокнистих та порошкових сорбентів для очищення води від нафтових забруднень / І.Г. Черниш // Вісті академії інженерних наук України. – 2003. – №2. – С.21-25.
- 40 Храмов Е.Ю. Очистка нефтесодержащих сточных вод методом коагулирования с применением новых флокулянтов / Е.Ю. Храмов, А.В. Бакланов // Материалы Международной конференции «Сотрудничество для решения проблемы отходов». Харьков. – 2007. – С.260-262.
- 41 Ильчишина С.В. Використання гідрофільно-гідрофобних сорбентів на основі мінеральних волокон та терморозчиненого графіту для очищення підтоварної води / С.В. Ильчишина, І.Г. Черниш, Л.І. Іванишин, Д.О. Єгер // Нафт. і газ. пром-сть. – 1997. – №3. – С.26-27.
- 42 Стокалюк О.В. Комплекс заходів для забезпечення екологічної безпеки від забруднення органічними розчинниками стічних вод. Автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 21.06.01. – «Екологічна безпека». – Суми, 2012. – 19 с.
- 43 Чайка О.Г. Попередження забруднення навколишнього природного середовища відпрацьованими олівами: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 21.06.01. – «Екологічна безпека». – Суми, 2012. – 21 с.
- 44 Павлюк Л.І. Удосконалення технології очищення нафтовмісних стічних вод сорбентами рослинного походження: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 21.06.01. – «Екологічна безпека». – Київ, 2012. – 20 с.
- 45 Челябин Л.І. Наукові засади ресурсозберігаючих технологій і устаткування підвищення екологічної безпеки промислових об'єктів Прикарпаття: автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня д-ра техн. наук. – Івано-Франківськ, 2011. – 36 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
08.05.13

Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Яремійчуком Р.С.**
(ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз»,
м. Сімферополь)

Виробничий досвід

УДК 622.245.73

АНАЛІЗ ВІДМОВ МОРСЬКОГО ПРОТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ

Б.В. Копей, Р.В. Іванків, Ю.Р. Мосора

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727146,
e-mail: koreyb@nuing.edu.ua

Проаналізовано дані, зібрані з 83 свердловин, що бурилися в акваторіях морів глибиною від 400 до 2100 м. В комплексі обладнання морських бурових установок відіграє важливу роль противикидне обладнання. В даний час невирішеними залишаються питання надійності підводного ПВО. Метою досліджень є оцінка надійності морського противикидного обладнання, що використовується при бурінні свердловин в акваторіях морів. В ході аналізу побудовано діаграму залежності виникнення відмов елементів ПВО від глибини акваторії, діаграму залежності часу простою елементів ПВО від глибини акваторії, графік залежності втраченого часу, який витрачається на усунення відмов противикидного обладнання, від глибини акваторії, де проводиться буріння, діаграму кількості відмов різних елементів ПВО, що припадає на один день експлуатації обладнання, діаграму середнього часу простою різних елементів ПВО, що припадає на один день експлуатації обладнання. Опрацювання даної інформації дає змогу зробити висновок про найбільш ненадійні елементи морського противикидного обладнання, вплив глибини акваторії на надійність морського ПВО та фінансові і матеріальні втрати, що мають місце при відмовах даного обладнання.

Ключові слова: буріння в морі, морське противикидне обладнання, превентор, відмови.

Проанализированы данные, собранные из 83 скважин, что бурились в акваториях морей глубиной от 400 до 2100 м. В комплексе оборудования морских буровых установок играет важную роль противовыбросовое оборудование. В настоящее время нерешенными остаются вопросы надежности подводного ПВО. Целью исследований является оценка надежности морского противовыбросового оборудования, используемого при бурении скважин в акваториях морей. В ходе анализа построено диаграмму зависимости возникновения отказов элементов ПВО от глубины акватории, диаграмму зависимости времени простоя элементов ПВО от глубины акватории, график зависимости утраченного времени, которое уходит на устранение отказов противовыбросового оборудования, от глубины акватории, где проводится бурение, диаграмму количества отказов различных элементов ПВО, приходящейся на один день эксплуатации оборудования, диаграмма среднего времени простоя различных элементов ПВО, приходящейся на один день эксплуатации оборудования. Обработка данной информации позволяет судить о наиболее ненадежных элементах морского противовыбросового оборудования, влияние глубины акватории на надежность морского ПВО и финансовые и материальные потери, имеющие место при отказах данного оборудования.

Ключевые слова: бурения в море, морское противовыбросовое оборудование, превентор, отказ.

The article analyzed data collected from 83 wells that have been drilled in the waters of the seas of 400 to 2100 m depth. In the complex machinery of marine drilling rigs, blowout equipment plays an important role. Currently, reliability of underwater blowout preventer equipment (BPE) remains unresolved. During the analysis the diagram of air protection elements failures subject to the depth of waters, the dependency diagram of the downtime BPE elements on the water depth, the chart of dependency of the lost time spent to eliminate blowout equipment failures, on the depth of waters where the drilling occurs, the diagram of quantity of failures of different BPE elements that appears during one-day equipment operation, the diagram of the average downtime of various BPE elements during the one-day operation of the equipment were constructed. The information processing allows to judge about the most unreliable elements of the sea BPE, the impact of deep waters on the reliability of blowout equipment and financial and material costs that occur in case of equipment failure.

Keywords: drilling in the sea, marine BPE, preventer, failure.

Вступ. Основними напрямками розвитку паливно-енергетичного комплексу України визначені головні завдання галузі: підвищення темпів і ефективності розвитку економіки на базі прискорення науково-технічного прогресу, технічне переоснащення й реконструкція výro-

бництва, інтенсивне використання виробничого потенціалу, удосконалювання системи керування. При цьому передбачене забезпечення видобутку достатньої кількості нафти, газу й газового конденсату за рахунок розвитку галузі шляхом введення в розробку великого числа

нових нафтогазових родовищ. З часом родовища на суходолі майже вичерпалися, тому актуальним стало питання розробки нафтогазових родовищ на континентальному шельфі.

Важливу роль в комплексі обладнання морських бурових установок відіграє противикидне обладнання. Воно повинно відповідати всім вимогам, які обумовлені техніко-технологічними і гірничо-геологічними умовами роботи при спорудженні свердловини, а також відповідати всім експлуатаційним показникам та володіти високою надійністю.

Аналіз досліджень і публікацій. Дослідженню процесу герметизації устя свердловини присвячено роботи І.В. Костриби, У.К. Гоінса, Р. Шеффілда, С.Г. Бабаєва, А.А. Данієляна, В.А. Калентьєва, О.А. Блохіна, Д.В. Римчука, В.Г. Шульги [5], Г.М. Гульянца [2], В.Д. Шевцова та ін. Аналіз опублікованих праць у даному напрямі досліджень та недавні аварії на морських родовищах світу свідчать, що існують певні проблеми під час експлуатації противикидного обладнання, що використовується при бурінні свердловин на морі. Тому проблема підвищення надійності противикидного обладнання є актуальною і потребує подальшого розвитку.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Невирішеними на даний час залишаються питання надійності підводного ПВО, зокрема, не вивчена інтенсивність відмов превенторів та їх складових частин, інтенсивність відмов ліній глушення, райзерів тощо.

Постановка задачі дослідження. Метою досліджень є оцінка надійності морського противикидного обладнання, що використовується при бурінні свердловин в акваторіях морів.

На рисунку 1 зображено типову превенторну збірку, що використовується на свердловинах з підводним розміщенням устя.

Під час експлуатації обладнання з ладу можуть виходити такі елементи противикидного обладнання:

- головна система керування,
- лінії глушіння та дроселювання,
- клапани ліній глушіння та дроселювання,
- плашкові превентори,
- універсальний превентор,
- гнучкі муфти,
- з'єднувачі.

Виклад основного матеріалу дослідження. Дані щодо противикидного обладнання були отримані з свердловин, що були пробурені в США (Мексиканська затока). Всі свердловини класифікуються як глибоководні свердловини. Глибоководні свердловини визначаються, як свердловини глибші ніж на 400 метрів (1312 футів). Фактична глибина води для свердловин коливається від 407 м до 2050 м (від 1335 до 6725 футів). Більшість свердловин пробурено в період з 2000 до 2001 року. Чотири свердловини було пробурено до цього періоду і одна після нього.

Під час збирання даних про надійність ПВО, було розглянуто лише період буріння. Період буріння це час від початку буріння до залишення місця буріння. Якщо буріння охоплювало регулярне тестування свердловини, то цей процес розглядається як частина буріння свердловини. Капітальний ремонт не включений.

Загальна кількість різних свердловин, де використовувалось підводне ПВО, що входить в дослідження, становить 83. Бокові відводи ствола свердловини розглядалися як окремі свердловини.

В таблиці 2 наведено типи даних, які збиралися в ході дослідження та джерела, з яких ці дані були отримані.

Основним джерелом даних для цього дослідження були щоденні звіти по бурінню із свердловин, що були включені в дослідження.

Хронологічний опис діяльності у щоденних звітах буріння був дуже важливим, але також і спостереження на родовищах в багатьох випадках надають додаткову інформацію про відмову.

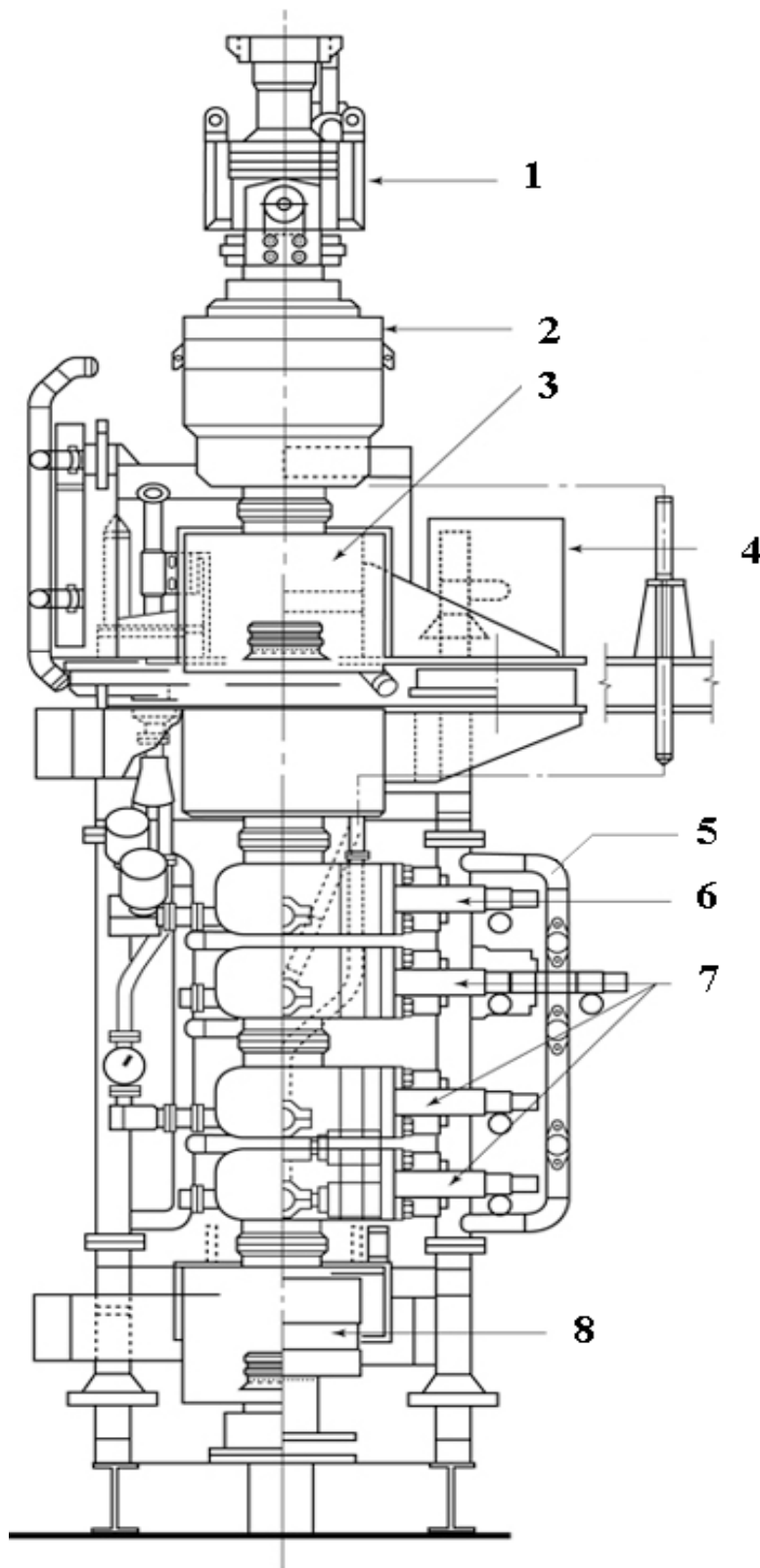
Інформація про бурові установки та ПВО також було складено на основі інструкцій з експлуатації мобільних бурових установок [8], в тому числі огляд морських бурових установок. Деяку інформацію було також зібрано з домашніх сторінок бурових підрядників в мережі інтернет.

Як видно з таблиці 3 є деякі відмінності між різними блоками ПВО. Лише шість із 26 блоків мають один кільцевий превентор. Один із блоків має два зрізаючих превентори.

Більшість блоків мають поєднання постійних плашок та плашок змінного діаметру. Дві установки мають тільки плашки змінного діаметру, в той час як одна має лише постійні плашки. Слід зазначити, що розташування плашок змінного діаметру змінюється. Інколи вважають за краще, щоб плашка змінного діаметру була нижньою трубною плашкою, в той час коли в більшості випадків встановлюють фіксовану плашку, як нижню трубну плашку.

Кількість штуцерів та глухих клапанів значно відрізняється. Для половини блоків ПВО використовується вісім клапанів. П'ять установок мають десять клапанів, а дві установки мають тільки чотири клапани. Тільки два блоки ПВО з 26, включених у дослідження мають нижній штуцер та глуху лінію виходу над нижньою трубною плашкою, в той час як залишається 24 блоки ПВО, розташованих нижче трубних плашок.

Крім того, деякі установки мають так звані глухі і запірні клапани, які знаходяться в лініях дроселювання і глушіння. Ці клапани, в принципі, ідентичні дроселюючим і запірним клапанам, але вони, як правило, відкриті. Основна мета цих клапанів є надання можливості перевірити дроселюючі лінії та лінії глушіння, коли дані лінії експлуатуються. Ці клапани не включені в дослідження як окремі елементи. Вони розглядаються як частина дроселюючих ліній та ліній глушіння.



1 – гнучка муфта; 2 – універсальний превентор; 3 – з'єднувач; 4 – система керування превенторами;
5 – гідравлічні лінії керування; 6 – плашковий зрізаючий превентор; 7 – плашковий превентор;
8 – перевідник колонної головки

Рисунок 1 – Типова превенторна збірка підводного ПВО

Таблиця 1 – Огляд свердловин, операційних днів і бурових установок для різних глибин

Глибина акваторії, м	Кількість свердловин, шт	Кількість днів, коли експлуатувалося ПВО	Бурові судна з динамічним позиціонуванням, шт	Напівзанурені платформи з динамічним позиціонуванням, шт	Заякорені платформи, шт
400-600	30	1350	-	-	30
600-800	10	573	-	-	10
800-1000	10	521	-	-	10
1000-1200	18	644	-	-	18
1200-1400	6	475	-	-	6
1400-1600	2	140	2	-	-
1600-1800	4	169	3	-	1
1800-2100	3	137	3	-	-
Всього	83	4009	8	-	75

Таблиця 2 – Типи даних, які збиралися та джерела їх інформації

Тип даних	Джерело інформації
Дані про неполадки ПВО	Щоденні звіти по бурінню

Таблиця 3 – Перелік блокових конфігурації для різних морських систем противикидного обладнання, що були включені в дослідження

Система ПВО, н/п	Кількість елементів системи ПВО							Головна система керування	Приблизна глибина свердловин, м	
	Універсальний превентор	Превентор	Зрізючий превентор	Трубний превентор	Запірний пристрій превентора	Постійний трубний превентор	Клапани (дрослюючі/для глушіння)		Мін.	Макс.
1	2	4	1	3	0	3	8	Гідр.	590	700
2	1	5	1	4	2	2	8	Гідр.	450	450
3	1	4	1	3	1	2	8	Гідр.	450	530
4	2	4	1	3	1	2	10	Опт.вол.	1410	1790
5	2	4	2	2	1	1	10	Опт.вол.	1960	2020
6	2	4	1	3	1	2	10	Гідр.	990	990
7	2	4	1	3	2	1	8	Гідр.	540	650
8	2	4	1	3	1	2	8	Гідр.	630	1090
9	2	4	1	3	1	2	6	Гідр.	520	520
10	1	4	1	3	2	1	8	Гідр.	1310	1310
11	2	4	1	3	1	2	6	Гідр.	570	570
12	2	4	1	3	1	2	8	Гідр.	600	1110
13	2	4	1	3	1	2	8	Гідр.	1160	1160
14	2	4	1	3	2	1	8	Гідр.	410	630
15	2	4	1	3	2	1	8	Гідр.	440	630
16	2	4	1	3	1	2	6	Гідр.	780	1050
17	2	4	1	3	2	1	10	Гідр.	1110	1110
18	2	4	1	3	1	2	6	Гідр.	440	520
19	1	4	1	3	1	2	6	Гідр.	1100	1120
20	1	4	1	3	1	2	4	Гідр.	540	540
21	2	4	1	3	1	2	4	Гідр.	600	600
22	1	4	1	3	3	0	8	Гідр.	1230	1300
23	2	4	1	3	3	0	8	Гідр.	1620	1620
24	2	4	1	3	1	2	6	Гідр.	720	720
25	2	4	1	3	2	1	8	Гідр.	910	910

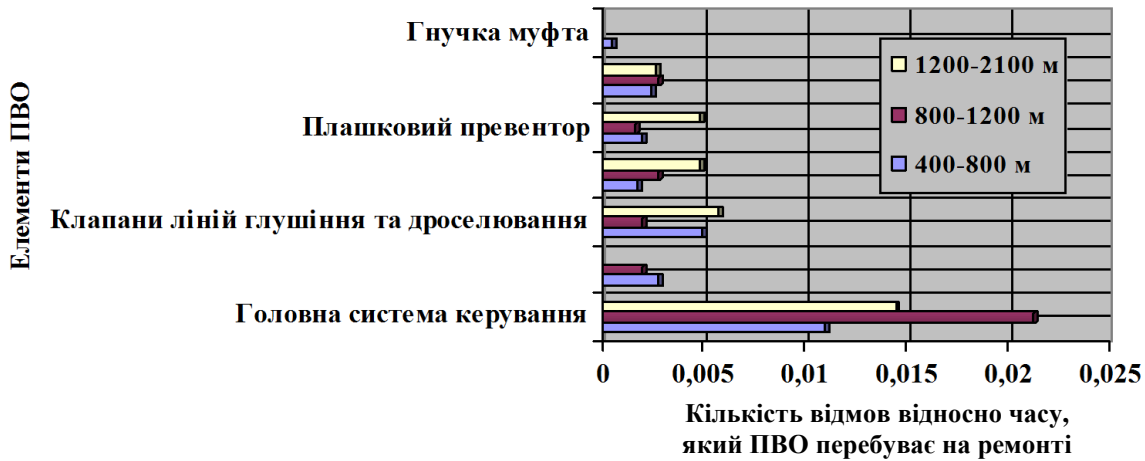


Рисунок 2 – Діаграма залежності виникнення відмов елементів ПВО від глибини акваторії

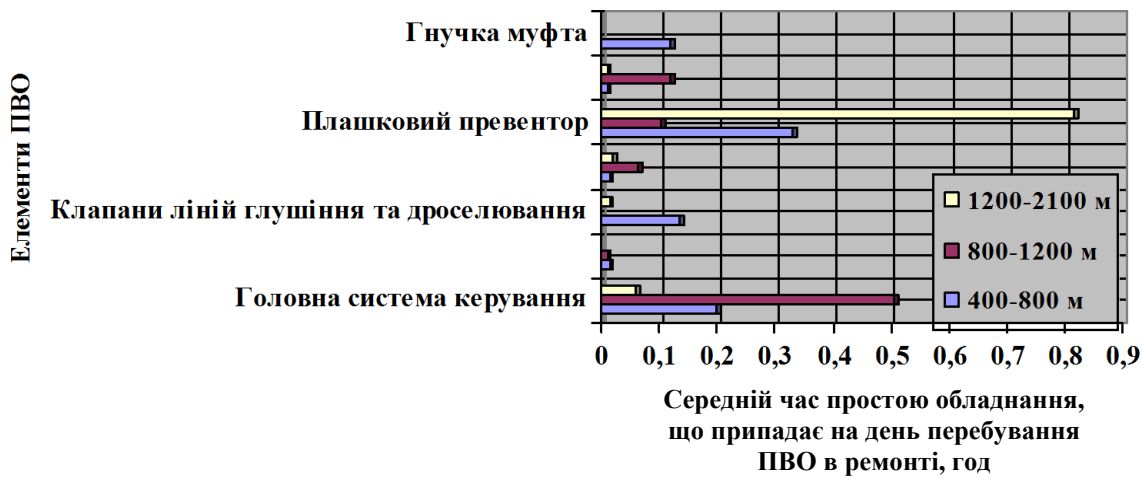


Рисунок 3 - Діаграма залежності часу простою елементів ПВО від глибини акваторії

Жодна з установок, включених у дослідження, не має акустичної резервної системи управління ПВО. Ці системи є обов'язковими в Норвегії, і введені в глибоководне буріння в Бразилії. Акустична система резервного копіювання використовується для закриття ПВО у випадку коли стояк відключають від ПВО, щоб уникнути нещасного випадку.

На рисунку 2 зображено залежність кількості відмов різних елементів морського ПВО від глибини акваторії моря, де проводиться буріння.

З огляду статистичних даних можемо сказати, що найчастіше відмовляє система керування, причому на всіх інтервалах глибин. Це зумовлено складними умовами її роботи, такими як корозійне середовище морської води, хвильові навантаження, гідростатичний тиск товщі води, низька температура навколишнього середовища. Найрідше виходить з ладу гнучка муфта райзера.

На рисунку 3 відображено залежність часу простою, тобто часу, який витрачається на ремонт, монтаж та обслуговування різних елементів морського ПВО від глибини акваторії, де проводиться буріння. Як видно з діаграми най-

більший час простою має місце при неполадках пов'язаних із головною системою керування на інтервалі глибин акваторії моря 800-1200м, а також із неполадками плашкового превентора на інтервалах глибин акваторії 400-800м і 1200-2100м.

Також виявлено залежність часу, що витрачається на усунення відмов від глибини акваторії, де проводиться буріння. Звідси бачимо, що чим більша глибина акваторії, тим більше часу витрачається на ремонт, монтаж та обслуговування обладнання.

Побудовано графік залежності часу простою всього комплексу бурового обладнання від глибини акваторії моря, де проводиться буріння (рисунок 4).

На діаграмі (рисунок 5) приведено кількість відмов, яка припадає на один день експлуатації превенторної збірки з підводним розташуванням устя та розподіл відмов на кожен елемент превенторної збірки. Із діаграми видно, що найбільша кількість відмов припадає на головну систему керування, а найменша – на гнучку муфту, відповідно головна система керування є найменш надійним елементом підводної превенторної збірки.

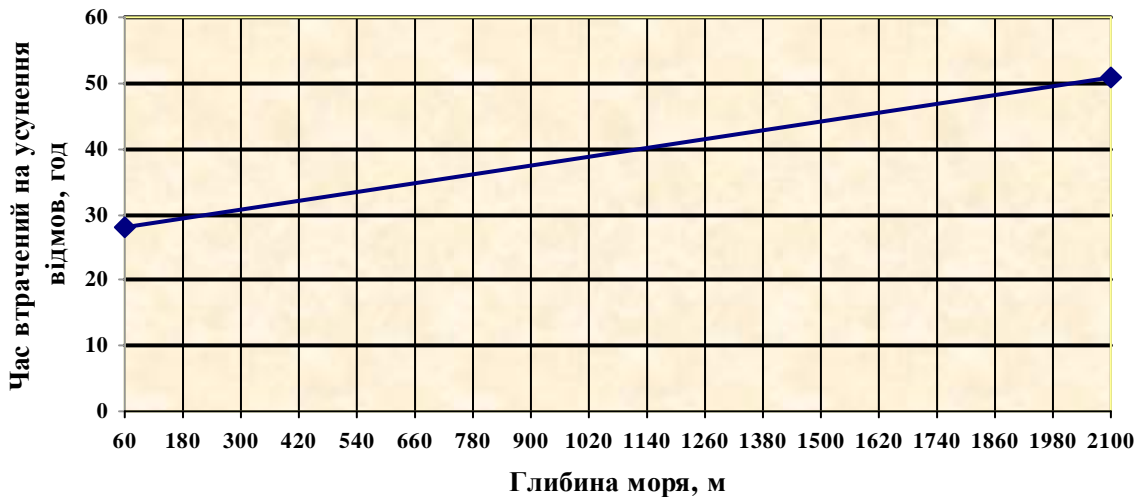


Рисунок 4 – Графік залежності втраченого часу, який йде на усунення відмов противикидного обладнання, від глибини акваторії, де проводиться буріння

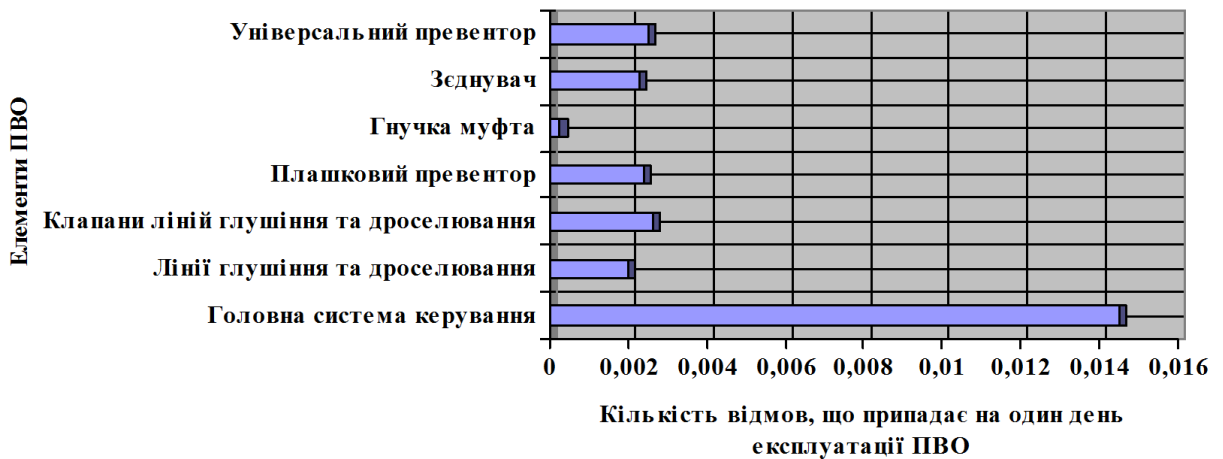


Рисунок 5 – Діаграма кількості відмов різних елементів ПВО, що припадає на один день експлуатації обладнання

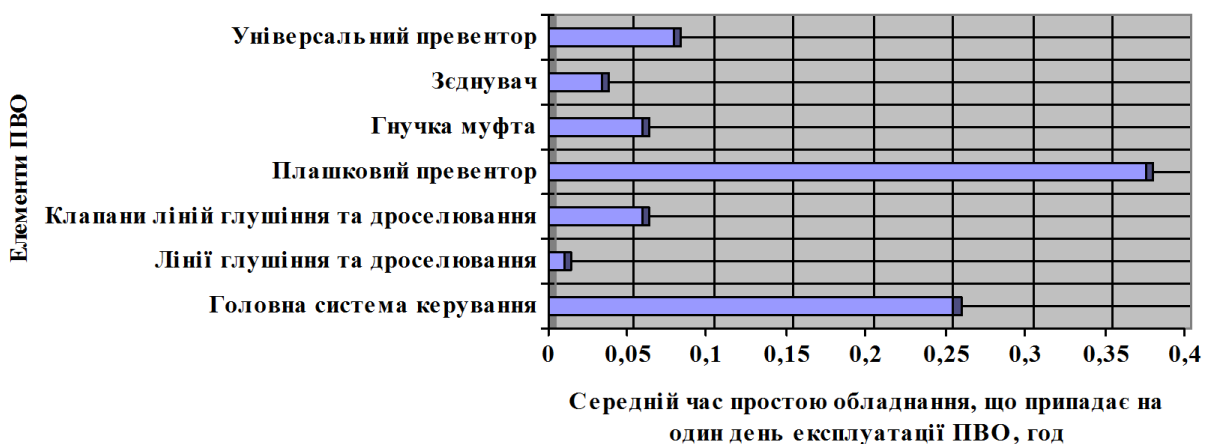


Рисунок 6 – Діаграма середнього часу простою різних елементів ПВО, що припадає на один день експлуатації обладнання

З діаграми, наведеної нижче (рисунок 6), можемо судити про середній час простою обладнання, що припадає на один день експлуатації превенторної збірки, при виході з ладу того чи іншого елемента. Проаналізувавши дані діаг-

ра ми можемо сказати, що найбільше часу витрачається на ремонт чи заміну плашкових превенторів та головної системи керування, а найменше – на відновлення робоздатності ліній глушіння та доселювання.

Висновки

В ході аналізу аварійності морського противикидного обладнання було встановлено, що із збільшення глибини акваторії моря, відповідно збільшується час, який витрачається на усунення неполадок та аварій. Незалежності від глибини акваторії моря, де проводиться буріння, найменш надійним елементом превенторних збірок є головна система керування, що підтверджується опрацьованими даними. Аналіз відмов морського ПВО дає можливість судити про найбільш вірогідні відмови, що можуть мати місце при експлуатації противикидного обладнання в морі, та оцінити втрати часу і грошей, що будуть витрачені на усунення неполадок, що, в свою чергу дозволить більш ефективно експлуатувати, ремонтувати та обслуговувати даний вид обладнання. Напрямами наступних досліджень можуть бути шляхи підвищення надійності підводного ПВО.

Література

- 1 Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: Справочник в 2-х томах. Том 1 / В.Ф. Абубакиров, В.А. Архангельский, Ю.Г. Буримов, И.Б. Малкин. – 2000. – 254 с.
- 2 Гульянц М.Г. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин / М.Г. Гульянц. – М.: Недра, 1983. – 342 с.
- 3 ДНАОП 1.1.21-20-03 Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України. К., 2004. – 124 с.
- 4 Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990. – 294 с.
- 5 Шульга В.Г. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин: Справочная книга / В.Г. Шульга, Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1978. – 235 с.
- 6 Holand, P., Reliability of Subsea BOP Systems for Deepwater Application, SINTEF Report STF38 F97417, Trondheim, Norway, 1997.- 62 p.
- 7 Rausand M. Reliability of Subsea BOP Systems. SINTEF Report STF18, F83003, Trondheim, Norway, 1983.- 56 p.
- 8 The Guide to Mobile Drilling Units / Dayton's, Oilfield Publications Limited, United Kingdom, 1989. – 34 p.
- 9 World Oil, December issues (1993-1997), Gulf Publishing Company, Houston, TX, USA.
- 10 Blowout Preventer (BOP), Data Collection and Reliability Analyses Tool, Users' manual, SINTEF Industrial Management, Safety and Reliability, Trondheim, Norway, 1997.- 84 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.04.13*

*Рекомендована до друку
професором Івасівим В.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Хоминцем З.Д.
(ТзОВ «ЕМПІ-сервіс», м. Івано-Франківськ)*