

# Техніка і технології

УДК 621.438

## КОГЕНЕРАЦІЙНО-УТИЛІЗАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЇХ РЕАЛІЗАЦІЇ В ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВКАХ

Р.М. Говдяк

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

*Розглянуто стан та розвиток газотурбінних установок і розроблених на їх базі когенераційно-утилізаційних технологій та установок для вироблення електричної, механічної і теплової енергії. Проведено аналіз і відображено енергійну ефективність застосування таких технологій на конкретних прикладах створення комбінованих установок. Дано оцінку залишкового теплового потенціалу викидних газів газоперекачувальних агрегатів України і виявлено шляхи його використання для когенерації енергії.*

Ключові слова: газотурбінна установка, компресорна станція, когенераційно-утилізаційні технології, залишковий тепловий потенціал.

*Рассмотрено состояние, развитие газотурбинных установок и разрабатываемых на их базе когенерационно-утилизационных технологий и установок для выработки электрической, механической и тепловой энергии. Проведен анализ и показана энергетическая эффективность применения таких технологий на конкретных примерах создания комбинированных установок. Дана оценка остаточного теплового потенциала выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов Украины и показаны пути его использования для когенерации энергии.*

Ключевые слова: газотурбинная установка, компрессорная станция, когенерационно-утилизационные технологии, остаточный тепловой потенциал.

*The condition, development of gas-turbine units, cogeneration and utilization of technologies and units developed on their basis for generation of electric, mechanical and heat energy were examined. Analysis was carried out and energy efficiency of such technologies was shown on the actual examples of combination units development. Residual heat potential of exhaust gases of gas-compressor units in Ukraine was assessed and the ways of its use for energy cogeneration were shown.*

Key words: gas-turbine unit, compressor station, cogeneration and utilization technologies, residual heat potential.

### Стан та розвиток газотурбінних та комбінованих установок

Застосування когенераційно-утилізаційних технологій на базі газотурбінних установок (ГТУ) у великій та малій енергетиці, промисловості і газотранспортних системах є ефективним напрямом термодинамічного форсування ГТУ (збільшення їх енергетичної ефективності та одиничної потужності), а також економії первинних енергоресурсів та зменшення витрат на виробництво механічної, електричної або теплової енергії за рахунок зниження споживання дефіцитного і високовартісного природного газу.

Перспективність використання когенераційно-утилізаційних технологій на базі ГТУ визначається (в більшості випадків) простотою

можливих технічних рішень в силу термодинамічної «пластичності» газотурбінного циклу (цикл Брайтона), а також широкою різновидністю варіантів енергетичної та теплосилових установок, трансформованих на основі ГТУ.

На базі циклу Брайтона реалізуються складні газотурбінні установки з високими техніко-економічними показниками: цикл з регенерацією, цикли з проміжним охолодженням компресорного повітря і проміжним підігрівом продуктів згоряння та ін. З цією ж метою здійснюється комбіноване використання ГТУ з іншими типами енергетичних і теплосилових установок, у тому числі ГТУ з вільно-поршневими генераторами газу, бінарні парогазові і монарні газопарові установки, а також ГТУ у складі термоелектричних генераторів.

Один з основних недоліків газотурбінного циклу Брайтона - висока температура газів на викиді ГТУ при відповідних умовах є стимулом істотного підвищення ефективності спалювального в камері згоряння ГТУ палива за рахунок установки в газоході ГТУ: теплофікаційних теплообмінників, підігрівачів мережної води, котлів-утилізаторів (з метою вирішення проблем теплофікації або отримання для технологічного використання гарячої води, насиченої і перегрітої пари або інших теплоносіїв).

Потенціал ефективного використання ГТУ розкритий ще не повною мірою і до стримуючих факторів належать: певна недооцінка перспективності застосування ГТУ в енергетиці, промисловості та комунальному господарстві; недостатня вивченість методів і способів термодинамічного форсування ГТУ-технологій та термодинамічного аналізу прийомів енергетичного вдосконалення не тільки базового циклу ГТУ (із згорянням при постійному тиску), але і широкої різновидності комбінованих на основі використання циклу Брайтона енергетичних, теплосилових і теплових установок.

До цього слід віднести специфічність вимог, які пред'являються до паливних пристроїв в системах допалювання палива на вихлопі ГТУ і непридатність традиційних (вихрових) технологій організації спалювання вуглеводневих палив при реалізації когенераційно-утилізаційних методів термодинамічного форсування газотурбінних установок.

Важливою умовою успішної реалізації когенераційно-утилізаційних технологій на базі ГТУ є забезпечення їх високої екологічної безпеки.

У другій половині минулого століття відбулося конкурентне «змагання» у світовій енергетиці між паротурбінними і газотурбінними технологіями перетворення хімічної енергії палива в інші види енергії.

Паротурбінна технологія на початку зазначеного періоду мала «панівний» характер і розвивалася в напрямку підвищення параметрів свіжої пари починаючи від середніх і високих, закінчуючи межею критичних (досягнувши в 90-х роках минулого сторіччя понад критичних). Одночасно з цим відбулося і істотне ускладнення технологічної схеми паротурбінних установок (ПТУ) в результаті приєднання до циліндрів високого, середнього та низького тиску, характерних для ПТУ з критичними параметрами, циліндра надвисокого тиску; появи іншого проміжного перегріву пари; доведення в системі регенеративного підігріву живильної води кількості нерегульованих відборів пари до 10 і істотного підвищення вакууму в конденсаторі (за рахунок використання в циркуляційному контурі конденсатора холодної морської води).

Найбільш економічними вважаються теплофікаційні блоки на надвисокі параметри пари, розроблені концерном GEC - ALSTOM [1, 2] на базі парових турбін фірми АВВ, що встановлені на датських ТЕЦ. Потужність таких ПТУ на конденсаційному режимі роботи становить

410 МВт при тиску свіжої пари  $p_0 = 28,5$  МПа, температурі перегріву  $t_0 = 580/580/580$  °С і тиску в конденсаторі  $p_K = 2,1...2,35$  кПа. При роботі такої ПТУ на вугіллі ККД нетто становить 46...47% (залежно від тиску в конденсаторі), а на природному газі цей ККД досягає 49%. Відповідно до програми Євросоюзу «Термо» ведеться розробка енергоблоку на параметри  $p_0 = 37,5$  МПа,  $t_0 = 700...720$  °С з подвійним промперегрівом пари до 720 °С, з тиском в конденсаторі  $p_K = 1,5...2,1$  кПа, ККД якого передбачається довести до 52...55% [3]. Аналогічні програми існують і успішно реалізуються в США та Японії.

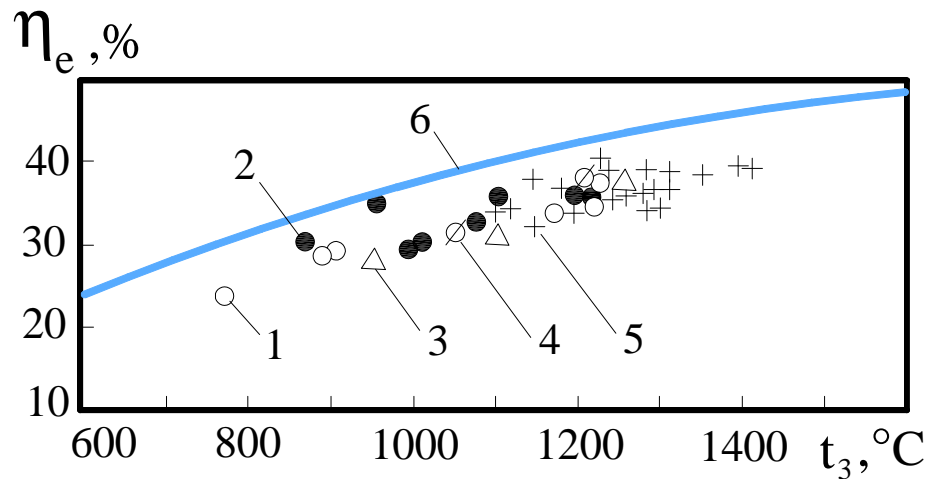
Інтенсивне розроблення і впровадження газотурбінних установок енергетичного та промислового призначення почалося на початку 50-х років, що було обумовлено накопиченим на той момент досвідом авіаційного газотурбобудування, а також потребами розвитку газової промисловості [4].

Шлях розвитку стаціонарного газотурбобудування до кінця ХХ століття можна розділити на два періоди. Перший характеризується пошуком раціональних технологічних схем і конструктивних рішень основних елементів ГТУ, виготовленням і випробуванням їх головних примірників і налагодженням випуску невеликих промислових партій. На початку 60-х років почалося серійне виробництво ГТУ наземного призначення і до кінця 60-х років відбулося суттєве зростання кількості виготовлених газотурбінних блоків: від 273 примірників у 1961 році до 437 – у 1964 році, що відповідає середньому темпу зростання – 41 прим./рік.

На межі 70-80-х років в результаті Світової енергетичної кризи відбулося істотне падіння обсягів випуску ГТУ і цей період розвитку стаціонарного газотурбобудування характеризується різким спадом їх виробництва аж до 1983 року, коли було зафіксовано випуск 378 ГТУ (на 164 прим. менше, ніж у 1964). З цього моменту починається поступове зростання випуску ГТУ стаціонарного типу і вже в 1998 році їх річний випуск зріс до 750-ти примірників, що вдвічі перевищує показник випуску після кризового періоду, але досягнутий темп зростання випуску (25 прим./рік) значно поступається відповідному показнику докризового періоду (41 прим./рік).

Прогнозом поставок енергетичних і промислових ГТУ на початок ХХ ст. передбачається подальше зменшення їх виробництва до 300 ГТУ на рік, що вдвічі менше щорічного випуску енергетичних ГТУ, який був досягнутий за останні п'ятнадцять років минулого століття [4].

Існуюче зниження попиту на ГТУ наземного призначення пояснюється глобальною економічною та енергетичною кризою, нестабільністю на світовому валютному ринку, тенденцією подорожчання енергоносіїв, товарів і послуг, а також проблемами термодинамічного та технологічного характеру, що виникають під час реалізації головного напрямку підвищення енергетичної ефективності газотурбінних уста-



1 – ВАТ «Турбоатом» (м. Харків), 2 – ДП НВКГ "Зоря-Машпроект» (м. Миколаїв);  
3 – ВО «ЛМЗ» (Росія); 4 – «Рибінські мотори» (Росія), 5 – фірми: General Electric, Mitsubishi;  
Siemens; ABB ; Westinghouse; 6 – границя максимального рівня ККД

**Рисунок 1 – Залежність ефективного ККД ГТУ простої схеми від початкової температури циклу**

новок на основі виробництва високотемпературних ГТУ простої схеми [5].

У цьому напрямку за останнє 30-річчя минулого століття було подолано температурний бар'єр у 1000 °C і досягнута температура перед турбіною ГТУ 1410 ... 1430 °C, в результаті чого ККД енергетичних ГТУ зріс з 30 до 40%, а їх одинична потужність збільшилася з 50 до 500 МВт і більше. Однак, перспективність подальшого зростання початкової температури до рівня  $t_3 = 1600$  °C і більше в ГТУ наземного призначення підлягає сумніву, що ілюструється даними, зображеними на рис. 1 і 2.

Як видно, при зростанні  $t_3$  до 1200 °C і вище спостерігається ефект термодинамічного «насичення», існування якого можна пояснити випереджаючими темпами зростання необоротних термодинамічних втрат в елементах і трактах газотурбінної установки в порівнянні з реальним темпам зростання ККД ГТУ простої схеми. При цьому підвищення температури від рівня  $t_3 = 600$  °C до 700 °C призводить до абсолютного зростання ККД ГТУ ( $\Delta\eta_e$ ) на ~ 4% і відносного ( $\delta\eta_e = \Delta\eta_e/\eta_e$ ) на 16%, а при збільшенні температури  $t_3$  на ті ж 100 °C (від рівня  $t_3 = 1300$  °C к  $t_3 = 1400$  °C) Абсолютний ККД підвищується тільки на 2% та його відносний приріст не перевищує 3%. Крім того, має місце "недобір" ефективності високотемпературних ГТУ внаслідок зменшення в них реального ступеня підвищення тиску в порівнянні з оптимальним рівнем, при якому досягається максимальний ККД установки.

Реалізація в ГТУ стаціонарного типу рівня  $t_3 = 1600$  °C і вище вимагає подолання та вирішення ряду технологічних проблем, які обумовлені необхідністю:

- розроблення ефективних систем охолодження соплового апарату (СА) та інших високотемпературних елементів конструкції високотемпературних газових турбін;

- створення автоматизованих систем управління технологічними процесами ГТУ з вбудованими модулями аналізу та прогнозування, які повинні працювати на основі прямого вимірювання температури металу СА, а також забезпечувати комплексну регуляцію подачі палива по трактах камери згоряння ГТУ на змінних режимах її експлуатації;

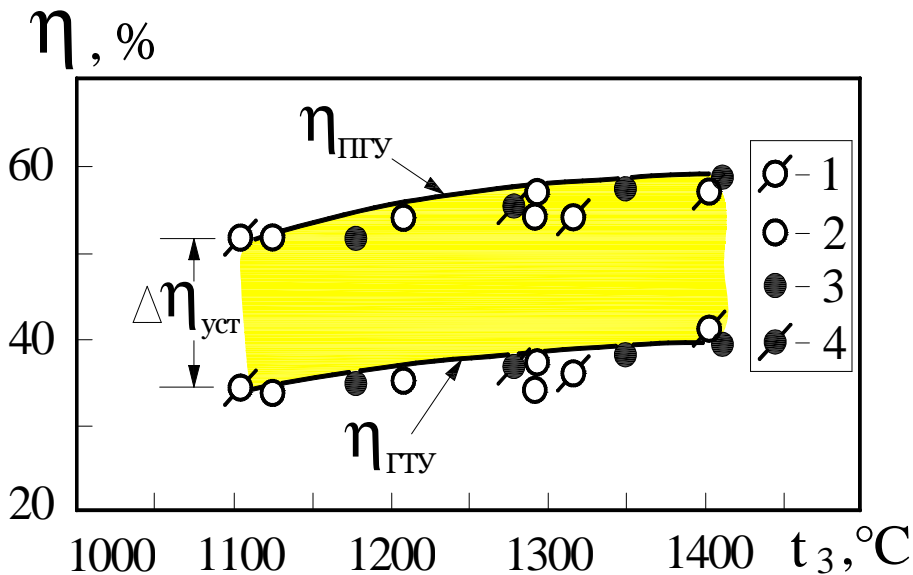
- освоєння технологій виготовлення монокристалічних лопаток, а також спеціальних термостабільних і антикорозійних покриттів високотемпературних елементів конструкції ГТУ [5].

Зазначені обставини визначають необхідність пошуку інших методів і засобів підвищення енергетичної ефективності газотурбінних установок, серед яких найбільш ефективними є такі, що базуються на утилізації їх високого залишкового теплового потенціалу викидних газів і застосування когенераційно-утилізаційних принципів термодинамічного форсування комбінованих на базі ГТУ установок.

Сукупність таких методів і засобів можна розділити на два напрями, які базуються на новій внутрішньо-і зовнішньо-циклової утилізації енергії викидних газів ГТУ.

До першого напрямку відносяться ГТУ з регенерацією на визоді і з проміжною регенерацією [3], а також ГТУ з турбіною перерозширення [4].

Вже в початковому періоді розвитку газотурбобудування (середина 50-х років ХХ століття) характерним було переважне застосування регеративних ГТУ, коли, наприклад, серед 18 типорозмірів установок, розроблених газотурбінними заводами СРСР, 13 були регеративними [5]. Недоліки існуючих на той час регенераторів (конструктивного і експлуатаційного характеру) призвели до поступової відмови від їх широкого застосування і в системі Мінгазпрому СРСР, навіть з'явилася тенденція відключення регенераторів від працюючих ГТУ.



1 - General Electric, 2 - Mitsubishi, 3 - Siemens, 4 - Westinghouse

Рисунок 2 – Вплив температури  $t_3$  на ККД ГТУ і БПГУ фірм

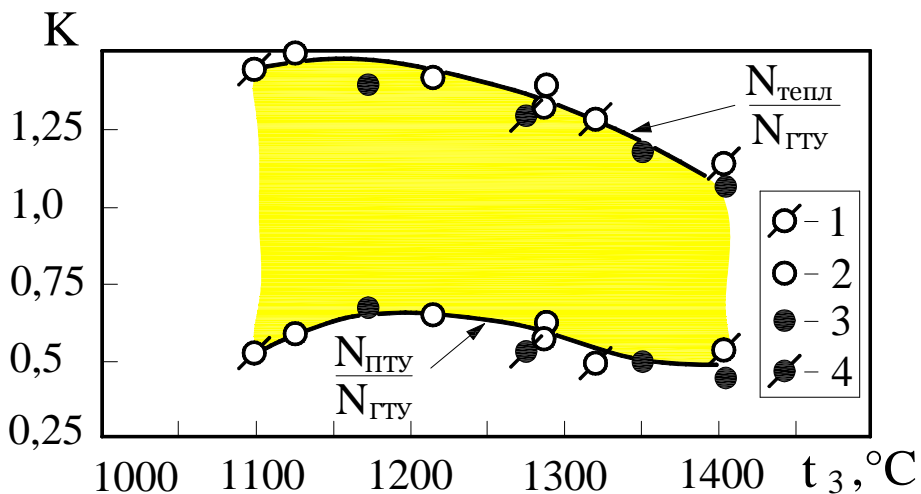


Рисунок 3 – Питома теплова потужність викидних газів ГТУ і електрична БПГУ при зміні температури  $t_3$  (позначення на рис. 2)

З середини 70-х років минулого сторіччя в результаті виникнення Світової енергетичної кризи та суттєвого зростання цін на енергоносії з'явилася тенденція доукомплектування регенераторами діючих ГТУ. Ряд фірм: «Нуово-Піньоне» (на ГПА ГТК-10I), «ЕКOL» (на ГТУ FRAME) і ВАР "Турбоатом" (на енергетичній установці ГТЕ-45-3М) довели можливість підвищення ККД на 8...10% за рахунок дооснащення ГТУ вискоелективними регенераторами. На той час серед парку газоперекачувальних агрегатів (ГПА) Західної Європи 12% ГПА були регенеративного типу, а в Північній Америці кількість таких ГПА становило 50%.

Ще більш ефективним є застосування методів зовнішньочиклової утилізації теплового потенціалу викидних газів ГТУ. Поєднання газозаходу газотурбінної установки з водяним або паровим котлом-утилізатором створює умови для виробництва гарячої води для систем

децентралізованого теплопостачання або пари технологічного призначення, а поєднання теплоутилізаційного контуру парового котла-утилізатора з відповідним контуром парової турбіни сприяє додатковому виробництву електричної енергії у складі бінарної парогазової установки (БПГУ).

Інтенсивне застосування БПГУ у світовій енергетиці почалося на початку 90-х років минулого століття, що дало змогу істотно підвищити їх енергетичну ефективність і одиничну потужність (рис. 2 і 3).

Як видно з рис. 3, в інтервалі температур  $t_3 = 1100...1410^\circ\text{C}$  спостерігається зростання ККД ГТУ від  $\sim 34\%$  до  $\sim 39\%$  при відповідному рівні підвищення ККД БПГ від  $\sim 52\%$  до  $\sim 58\%$  і середньому збільшенні ККД БПГУ ( $\Delta\eta = \eta_{\text{БПГУ}} - \eta_{\text{ГТУ}}$ ) приблизно на 18%. Бінарні парогазові установки досягли (при  $t_3 = 1100...1200^\circ\text{C}$ ) і навіть значно перевищують

Таблиця 1 – Техніко-економічні характеристики сучасних ГТУ і розроблених на їх базі бінарних парогазових установок

Показник	Підприємства і типорозмір ГТУ									
	General Electric				Mitsubishi			Siemens		WG <sup>1</sup>
Тип ГТУ	PG6 101 FA	PG917 E	PG923E C	PG351F A	MW701 DA	MW701 F	MW701 FG	V64.3A	V94.2	W401
Потужність, МВт	70,1	123,4	169,2	255,6	144,1	270,3	334	70	159	85,9
Витрати повітря, кг/с	205,2	404,1	499	645,6	445,4	652,4	737,8	190,2	513,9	228,9
ККД ГТУ, %	34,2	33,8	34,9	36,9	34,8	38,2	39,5	36,5	34,5	36,6
$t_3, ^\circ\text{C}$	1290	1124	1204	1290	1180	1350	1410	1315	1100	1280
$t_4, ^\circ\text{C}$	589	538	558	609	536	586	587	571	538	573
ККД ТУК, %	0,81	0,77	0,8	0,81	0,8	0,78	0,77	0,8	0,8	0,8
$N_{\text{тепл}}/N_{\text{ГТУ}}$	1,5	1,51	1,42	1,35	1,42	1,21	1,08	1,34	1,49	1,32
$N_{\text{ПГУ}}, \text{МВт}$	109,2	192	259,3	395,9	212,5	399	4844	99,5	242	125,8
$N_{\text{ГТУ}}, \text{МВт}$	69,1	121,6	166,6	254,1	142,1	266,1	328,9	67,5	154	83,3
$N_{\text{ПГУ}}, \text{МВт}$	40,1	70,4	96,6	141,8	70,4	132,9	155,5	32	88	42,5
$N_{\text{ПГУ}}/N_{\text{ГТУ}}$	0,63	0,58	0,64	0,56	0,67	0,5	0,47	0,47	0,52	0,51
$N_{\text{р.т.п}}/N_{\text{ГТУ}}$	1,76	1,85	1,68	1,58	1,68	1,47	1,33	1,59	1,76	1,56
$N_{\text{р.т.п}}/N_{\text{T}}$	0,6	0,62	0,59	0,58	0,64	0,56	0,52	0,58	0,61	0,57
ККД ПТУ, %	38	37,8	40	41	34,5	40,5	43	34	37	37,4
ККД ПГУ, %	53,2	52	54	56,7	51,4	56,9	58	53,7	52,1	54,3
$\Delta\eta_{\text{уст}}, \%$	19	18,2	19,1	19,8	16,6	18,7	18,5	17,2	17,6	17,7
$\eta_{\text{г.пр}}, \%$	0,985	0,985	0,994	0,986	0,984	0,985	0,964	0,968	0,97	0,97

(при  $t_3 = 1410^\circ\text{C}$ ) рівень ККД ПТУ, які працюють на надвисоких параметрах пари, їх потужність: 345 МВт на базі ГТУ 501G (Mitsubishi) і 484 МВт на базі ГТУ MW701FG (Westinghouse) зрівнялася (у моноблочному варіанті) з рівнем потужності ПТУ GEC - ALSTOM [2], а при застосуванні компоновальних схем з двох (чи трьох) ГТУ і однієї ПТУ сприяє подальшому збільшенню одиничної потужності БПГУ в два рази (схема - 2х ГТУ + ПТУ) або втричі (схема - 3х ГТУ + ПТУ).

Характеристики газотурбінних і створених на їх базі парогазових установок передових зарубіжних фірм зведено в таблиці 1.

Істотними недоліками бінарних парогазових установок є низька частка потужності парової турбіни щодо потужності ГТУ ( $N_{\text{ПГУ}}/N_{\text{ГТУ}}$  на рис. 3), зниження рівня реалізованого теплового потенціалу викидних газів щодо потужності ГТУ ( $N_{\text{тепл}}/N_{\text{ГТУ}}$  на рис. 3) при  $t_3 > 1200^\circ\text{C}$ , а також істотне підвищення габаритними показниками, що можна проілюструвати на прикладі

БПГУ потужністю 325 МВт (розробка - ДП НВКГ "Зоря-Машпроект») на базі двох газових турбін ГТГ-110 і парової турбіни К-100-6, 4 (ІПО ЛМЗ, Росія), яка має такі масові габаритні показники основного обладнання:

- маса двох ГТУ ГТГ-110 становить 100 т при довжині кожної установки 7 м і її максимальному діаметрі 3,5 м;

- маса турбіни К-100-6, 4 дорівнює 400 т при габаритах - 16,8 x 7, 5 x 5, 5 м;

- двокорпусний котел-утилізатор має масу металевої частини 2370 т при габаритах кожного корпусу - 23,2 x 12, x 23 м.

Питома металоємність ГТУ ГТГ-110 становить  $\sim 0,5$  т / МВт при питомій теплоємності ПТУ з ТУК  $\sim 28$  т / МВт, що означає збільшення металоємності БПГУ майже в 60 разів.

Суттєвою перешкодою щодо подальшого зростання ККД БПГУ є існування своєрідного теплоутилізаційного «бар'єра», суть якого полягає в наявності диспропорції при використанні теплового потенціалу викидних газів (ВГ)

у теплоутилізаційному контурі (ТУК) і потенціалі хімічної енергії палива (ХЕП) в камері згорання ГТУ.

Якщо досягнутий рівень використання теплового потенціалу (ВГ) в ТУК становить 90%, то відповідний рівень використання ХЕП не перевищує 30%.

На підставі виконаного аналізу перспектив використання газотурбінних установок в енергетиці та промисловості можна зробити висновки про високу конкурентоздатності як самих газотурбінних установок, так і комбінованих на їх основі теплосилових установок широкого енергетичного та промислового призначення.

Зокрема, технічні можливості бінарних парогазових установок дають змогу досягти рівня ККД 60%, що перевищує відповідний показник суперсучасних паротурбінних установок з надвисокими параметрами пари.

Перехід на наступний рівень ККД – 70% можливий на основі застосування монарних газопарових технологій (цикл STIG і особливо «Водолій»), але реалізація цього переходу вимагає вирішення низки науково-технічних завдань, які стосуються: створення камер згорання «стехіометричного» типу, розроблення ефективної газопарової турбіни з високою об'ємною втратою робочого тіла і методів подолання теплоутилізаційного «бар'єру» у теплоутилізаційному контурі монарної ГТУ [6 - 10].

Великі можливості економії дефіцитного природного газу містяться у використанні теплофікаційних ГТУ, що працюють на основі утилізації залишкового теплового потенціалу викидних газів, у тому числі з можливістю додаткового вироблення теплової енергії (когенерацію) за рахунок допалювання в газозоді ГТУ природного газу з можливим заміщенням природного газу газами-замінниками промислового, природного і біологічного походження.

Перспективи розвитку когенераційно-утилізаційних технологій в енергетиці, промисловості та газотранспортній системі України визначаються наявністю власної виробничої та проектно-конструкторської бази в складі виробничих об'єднань і комплексів, що займаються розробкою і виробництвом сучасних газотурбінних двигунів, у тому числі: ДП «Зоря-Машпроект», ВАТ «Турбоатом», ДП «Івченко-Прогрес», «Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе» [11-14].

Державне підприємство «Івченко-Прогрес» провадить розробки енергозберігаючої техніки індустріального застосування, в тому числі розроблені цим підприємством газотурбінні установки для газоперекачувальних агрегатів потужністю від 4 до 10 МВт мають ефективний ККД на рівні 31...36% [14].

«Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе» провадить успішні розробки із створення бінарних парогазових установок, що працюють на пентановому циклі, використання яких є ефективним під час утилізації «бросового» низькотемпературного теплового потенціалу різних промислових виробництв.

Державним підприємством «Зоря-Машпроект» освоєно і серійно випускаються газотурбінні двигуни потужністю від 1,6 до 110 МВт. Вони придатні для створення досить економічних парогазових ТЕС і ТЕЦ та реконструкції існуючих станцій шляхом надбудови ними діючих паротурбінних блоків і котелень. Цим же підприємством розроблені різні варіанти термодинамічного форсування ГТУ на основі використання різних методів утилізації та когенерації енергії на базі сімейства газотурбінних двигунів UGT потужністю від 6 до 110 МВт [11], технологічні схеми яких зображено на рис. 4–8.

### **Розвиток когенераційно-утилізаційних технологій в країнах Європейського Союзу**

Термін «когенерація», який широко використовується в енергетичній галузі, визначає неоднозначне трактування великої кількості методів і способів термодинамічного форсування теплосилових установок. У буквальному сенсі даного поняття англійський термін «cogeneration» стосовно енерготехнологій визначає «поєднане виробництво» різних видів енергії: наприклад, електричної та теплової

Аналогом цьому поняттю є широко використовувана в паротурбінних установках технологія спільного (або комбінованого) виробництва теплової та електричної енергії.

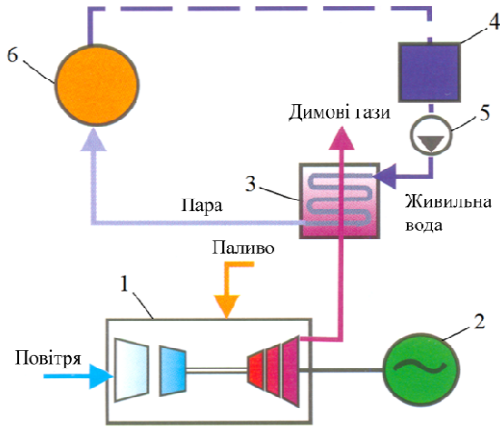
Паралельно з технологіями комбінованого виробництва електричної та теплової енергії існують і утилізаційні технології підвищення енергетичної ефективності теплосилових установок. Такі технології широко використовуються як в паротурбінних, так і в газотурбінних установках і можуть бути внутрішньо та зовнішньоцикловими.

У паротурбінних установках внутрішньоциклові утилізаційні технології застосовуються при регенеративному підігріві живильної води за рахунок утилізації теплоти пари, що відбирається з проміжних нерегульованих відборів. Аналогічна внутрішньо циклова технологія утилізації теплоти викидних газів застосовується в регенеративних ГТУ.

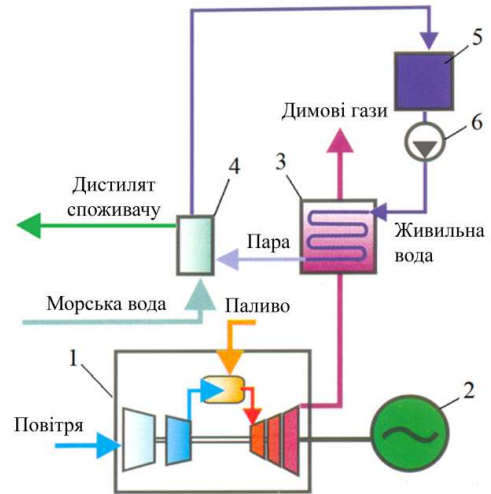
Зовнішньоциклові утилізаційні технології підвищення ефективності використання палива застосовуються в конденсаційних ПТУ, що працюють з погіршеним вакуумом в конденсаторі, в ГТУ простої схеми - у теплофікаційних теплообмінниках на виході і в бінарних ПГУ з котлом-утилізатором.

Спільною особливістю застосування утилізаційних технологій є підвищення ефективності використання палива без додаткового його спалювання (у котлоагрегаті ПТУ або в камері згорання ГТУ).

Спільною особливістю реалізації когенераційних технологій є підвищення ефективності використання палива за рахунок додаткового спалювання палива: ПТУ з проміжним перегрівом пари, ГТУ з промпідігрівом.

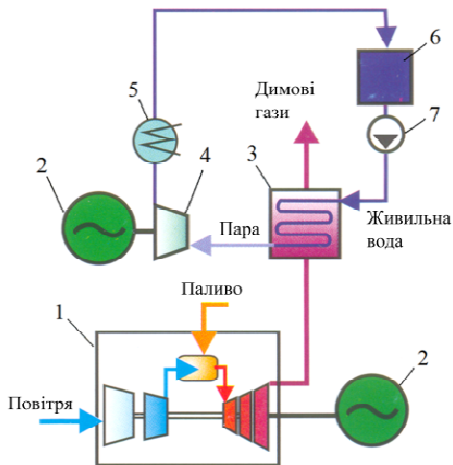


1 - ВМД; 2 - генератор; 3 - котел-утилізатор,  
4 - видатковий бак живильної води;  
5 - насос; 6 - тепловий споживач  
**Рисунок 4 – Теплофікаційна ГТУ**



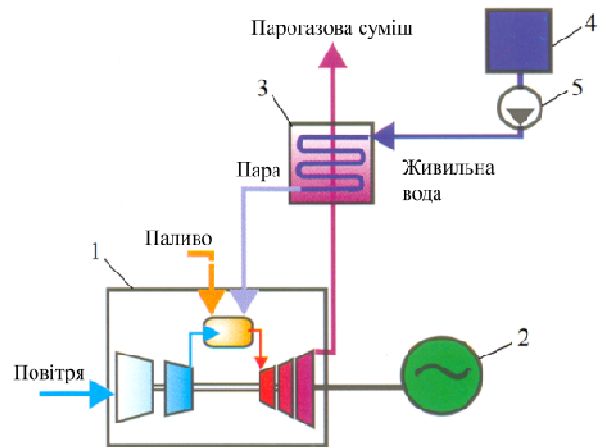
1 - ВМД; 2 - генератор; 3 - котел-утилізатор;  
4 - ДОП; 5 - резервуар живильної води (РЖВ);  
6 - насос

**Рисунок 5 – Утилізаційна ГТУ з дисциляційно-опріснювальною установкою (ДОП)**



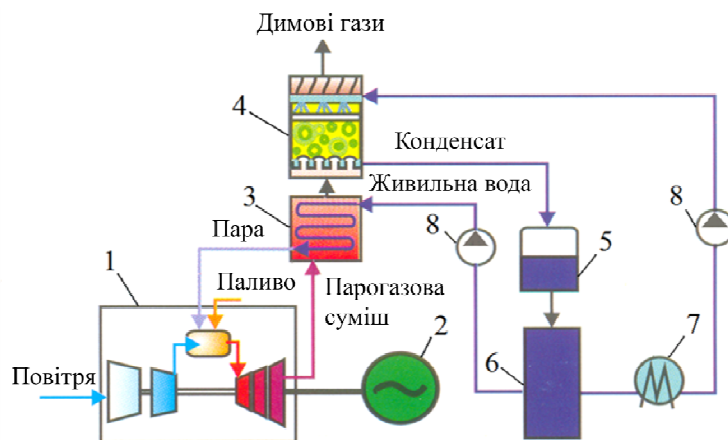
1 - ВМД; 2 - генератор; 3 - котел-утилізатор;  
4 - парова турбіна; 5 - конденсатор; 6 - РПВ;  
7 - насос

**Рисунок 6 – Бінарна парогазова установка**



1 - ВМД; 2 - генератор; 3 - котел-утилізатор,  
4 - РПВ; 5-насос

**Рисунок 7 – Монарна парогазова установка (цикл STIG)**



1 - ВМД; 2 - генератор; 3 –котел-утилізатор 4 - контактний конденсатор; 5 - бак-накопичувач;  
6 вузол хімоводоочищення; 7 - холодильник; 8 – насос

**Рисунок 8 – Монарна парогазова установка (цикл «Водолій»)**

Широко використовується суміщення методів когенерації та утилізації: бінарні ПГУ з котлом-утилізатором з допалюванням, регенеративні ГТУ з промпідігрівом, монарні газопарові установки, що працюють за циклом «STIG» і «Водолій».

В останні десятиліття, у зв'язку зі зростаючими темпами збільшення вартості і дефіциту первинних енергоносіїв все більше число країн переходить на використання когенераційно-утилізаційних технологій в енергетиці, промисловості та у комунальному господарстві.

Когенераційно-утилізаційні технології впроваджуються і на інших континентах. Наприклад, у США прийнято програму, метою якої є подвоєння до 2010 року існуючих потужностей на основі використання когенераційно-утилізаційних технологій в порівнянні з рівнем 1998 року. Це означає, що до кінця десятиліття буде додатково освоєно виробництво приблизно 46 ГВт електричної енергії.

Економічно й енергетично розвиненими країнами широко використовуються для вироблення електричної енергії бінарні парогазові установки на основі утилізації залишкового потенціалу викидних газів ГТУ, що дає змогу не тільки істотно підвищити термодинамічну ефективність перетворення хімічної енергії палива в електричну, але й значно підвищити одиничну потужність таких установок (табл. 1).

### Утилізаційний потенціал ГПА газотранспортної системи України та перспективи розвитку когенераційно-утилізаційних технологій в енергетиці та промисловості

У зв'язку з високою температурою викидних газів ГТУ, яка може становити 450-550°C, а співвідношення між величиною наявного теплового потенціалу викидних газів і потужністю ГТУ змінюється від рівня 1.5:1 для високотемпературних установок до рівня 2.5:1 і більше - для низькотемпературних ГТУ, що працюють за простим циклом, такий тип ГТУ характеризується широкими утилізаційними можливостями, що можна відобразити на прикладі потенційних утилізаційних можливостей газотранспортної системи України.

У складі шести Управлінь магістральних газопроводів України, технологічні ділянки яких осереджені на більшій частині її території, на 102-х компресорних станціях знаходиться у стані експлуатації приблизно 720 газоперекачувальних агрегатів (у тому числі дослідно-промисловий ГПА ГПУ - 16К, що працює за циклом «Водолій»). Із загальної кількості ГПА, 445 агрегатів з газотурбінним приводом (що становить приблизно 63% від загальної кількості агрегатів з урахуванням ГПА з мото-і електроприводом).

На компресорних станціях знаходиться в експлуатації 19 типорозмірів ГПА (табл. 2) одиничною потужністю від 6 до 25 МВт. До того ж, найбільш поширеними типами газотурбінних агрегатів є: ГТК-10І - 90 агрегатів (~20% від загальної кількості газотурбінних устано-

вок); ГТК-10 - 74 агрегати (~ 17%); ГПА-Ц-6,3 - 48 агрегатів (~ 11%), але ГТН-6 - 44 агрегата (~ 10%), що разом налічує 256 ГПА (58%).

Сумарна ефективна потужність газотурбінних ГПА складає 4534 МВт, що відповідає приблизно 80% від ефективної потужності всіх ГПА газотранспортної системи України, в тому числі ГПА на базі ГТК-10І мають сумарну потужність 900 МВт (- 16% від загальної ефективної потужності газотурбінних ГПА), на базі ГТК-10 - 740 МВт (~ 13%); ГТК-25І - 525 МВт (- 9%), що разом складає 2005 МВт або - 36% від сумарної потужності ГПА з газотурбінним приводом.

З даних таблиці 2 видно, що температура викидних газів ГПА газотранспортної системи України змінюється від  $T_6 = 253^\circ\text{C}$  (для регенеративного ГТ-750-6) до  $T_4 = 531^\circ\text{C}$  (для ГТК-10І).

Високий рівень температури викидних газів (особливо це стосується ГПА, що працюють без регенератора) визначає відповідний високий рівень залишкового теплового потенціалу викидних газів, питомо величину якого (кДж на один кг компресорного повітря) можна оцінити для без регенеративних агрегатів з балансного рівняння:

$$q_2 = c_p(T_4 - T_1),$$

де  $c_p$  - теплоємність компресорного повітря, кДж/кг·К;

$T_4$  - температура викидних газів, °К (для регенеративних ГТУ береться  $T_6$  - температура після генератора);

$T_1 = (t_1 + 273)^\circ\text{C}$  - температура атмосферного повітря (відповідно до норм "ISO 't<sub>1</sub> = 15°C і в цьому випадку  $c_p = 1,0$  кДж/кг·К).

Абсолютну величину залишкової потужності теплового потенціалу викидних газів ( $N_{т.п}$ ) можна визначити з рівняння

$$N_{т.п} = N_e(1 - \eta_e)/\eta_e, \quad (1)$$

де  $N_e$  - ефективна потужність даного типорозміру ГПА;

$(1 - \eta_e)/\eta_e$  - комплекс, що визначає співвідношення  $N_{т.п}/N_e$ , яке зростає з ростом ефективного ККД ГПА.

У табл.3. зведено результати оцінок величини  $N_{т.п}$  для всіх типорозмірів ГПА. З наведених даних видно, що найбільший рівень залишкової теплової потужності викидних газів мають групи агрегатів на базі ГПА ГТК-10І (2602 МВт, або - 21% від загального обсягу), але ГТК-10 (1903 МВт або - 15,7%), а сумарна потужність теплового потенціалу всіх ГПА газотранспортної системи України складає 12140 МВт, що майже в 2,7 рази перевищує сумарну ефективну потужність всіх газотурбінних ГПА.

Останній показник визначає теоретичну величину теплової енергії, що викидається в навколишнє природне середовище з викидними газами газотурбінних ГПА близько 44 ГДж на годину.

Таблиця 2 – Техніко-економічні показники ГПА з газотурбінним приводом

Типорозмір ГПА	Номинальна потужність ГПА, МВт	Ефективний ККД, %	Кількість ГПА даного типорозміру	Потужність ГПА даного типорозміру, МВт	Температура <sup>1</sup> , °С	
					до ТВД	Після ТНД
ГТН-16	16	29	4	64	900	410
ГТК-10І	10	25,7	90	900	925	531
ГТК-10	10	28	74	740	780	288
ГПА-Ц-6,3	6,3	22,5	48	302,4	710	410
ГТН-6	6,3	24	44	277,2	760	415
ГПУ-10	10	27,6	39	390	775	365
ГТ-750-6	6	27	35	210	750	253
ГТК-25І	25	27,3	21	525	925	495
ГПА-Ц-16	16	27,5	16	256	794	380
ГПА-Ц6,3А	6,3	30	16	100,8	1092	431
ГПА-Ц-6,3С	6,3	27,5	16	100,8	1022	370
ГПА-25С	25	35	12	300	1215	475
ГПУ-16	16	29	8	128	890	395
ГПА-Ц-16С	16	34	8	128	1065	425
ГТК-10С	10	32,5	6	60	1200	495
ГПА-Ц-8А	8	31	3	24	1092	452
ГТ-6-750	6	24	3	18	760	415
ГТК-10ІА	10	34	1	10	1099	436
Всього			445	4534		

<sup>1</sup> Для установок ГТК-10 і ГТ-750-6 приведена температура викидних газів на виході з регенератора

### Висновки

Виконаний огляд стану та перспектив розвитку ГТУ дає можливість зробити наступні висновки:

Найбільш простим напрямком підвищення ККД ГТУ є застосування ГТУ з кінцевою регенерацією, що дає змогу підвищити цей показник ефективності порівняно з ГТУ простої схеми майже на 10%, але недоліком регенеративних ГТУ є їх низька одинична потужність, тому використовувати такі установки доцільно у складі газоперекачувальних агрегатів, а також в установках децентралізованого енергопостачання.

2. Застосування високотемпературних ГТУ простої схеми стримується існуванням ефекту термодинамічного «насичення», тому досягнутий рівень ККД таких енергетичних установок в 40% слід вважати граничним.

3. Технічні можливості БПГУ дають змогу досягти і навіть перевищити техніко-економічні показники ПТУ-установок з надвисокими параметрами пари. Недоліком бінарних парогазових установок є високі масогабаритні показники, а подальший ріст ККД БПГУ (за кордоном в 60%) практично неможливий через існування тепло утилізаційного «бар'єра» у викидному тракті ГТУ.

4. Перехід на більш високий рівень ККД можливий на основі застосування монарних газопарових технологій (цикл STIG і особливо «Водолій»), що вимагає вирішення низки складних науково-технічних завдань, які стосуються: створення камер згоряння стехіометричного типу, розробки ефективної газопарової турбіни з високою об'ємної витратою робочого тіла і методів подолання теплоутилізаційного «бар'єра» в тепло утилізаційному контурі.

Таблиця 3 – Розподіл ефективної та теплової потужності викидних газів груп однотипних типорозмірів ГПА з газотурбінним приводом

Типорозмір ГПА	Ефективна потужність ГПА, МВт	Ефективність ККД, %	Ефективна потужність групи типорозмірів ГПА		Теплова потужність викидних газів групи типорозмірів ГПА	
			МВт	Частка в % від загальної потужності	МВт	Частка в % від загальної потужності
ГТН-16	16	29	64	~ 1,4	157	~ 1,3
ГТК-10І	10	25,7	900	~ 19,9	2602	~ 21
ГТК-10	10	28	740	~ 16,3	1903	~ 15,7
ГПА-Ц-6,3	6,3	22,5	302	~ 6,7	1042	~ 8,6
ГТН-6	6,3	24	277	~ 6,1	878	~ 7,3
ГПУ-10	10	27,6	390	~ 8,6	1023	~ 8,5
ГТ-750-6	6	27	210	~ 4,6	568	~ 4,7
ГТК-25І	25	27,3	525	~ 11,6	1398	~ 11,5
ГПА-Ц-16	16	27,5	256	~ 5,6	675	~ 5,6
ГПА-Ц6,3А	6,3	30	101	~ 2,2	235	~ 1,9
ГПА-Ц-6,3С	6,3	27,5	101	~ 2,2	266	~ 2,2
ГПА-25С	25	35	300	~ 6,6	557	~ 4,6
ГПУ-16	16	29	128	~ 2,8	313	~ 2,6
ГПА-Ц-16С	16	34	128	~ 2,8	248	~ 2,0
ГТК-10С	10	32,5	60	~ 1,32	125	~ 1,0
ГПА-Ц-8А	8	31	24	~ 0,5	53	~ 0,4
ГТ-6-750	6	24	18	~ 0,4	57	~ 0,5
ГТК-10ІА	10	34	10	~ 0,2	19	~ 0,2
Всього:			4534	~ 100	12140	~ 100

5. Найбільш простим і низько витратним способом підвищення коефіцієнта використання енергії палива (КВП) є застосування когенераційно-утилізаційних технологій на викидно-му тракті ГТУ на основі використання залишкового теплового потенціалу викидних газів. Сумарна теплова потужність цього потенціалу для комплексу типорозмірів ГПА, що знаходяться в експлуатації на компресорних станціях магістральних газопроводів України складас близько 12140 МВт.

### Література

1 Степанов А.В. Достижения энергетики и защита окружающей среды / А.В. Степанов, В.П. Кухарь. – К.: Наукова думка, 2004. – 203 с.

2 Трояновский Б.М. Паровые турбины концерна GEC-ALSTOM / Б.М. Трояновский // Теплоэнергетика. – 1998. – №8. – С. 65-70.

3 Ольховский Г.Г. Технологии для тепловых электростанций / Г.Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 1999. – № 8. – С. 20-28.

4 Христин В.А. Газотурбинные установки: история и перспективы / В.А. Христин, Г.Б. Варламов. – К.: НТУУ «КПИ», 2006. – 384 с.

5 Бойс М. Турбомашиностроение в следующем тысячелетии / Бойс М. // Газотурбинные технологии. – 2000, сент. – окт. – С. 2 – 7.

6 Христин В.А. Эффективность применения цикла с промежуточной регенерацией для энергетических и транспортных газотурбинных установок / В.А. Христин, С.Д. Лабинов // Изв. Вуз. Сер. Энергетика. – 1964. – №8. – С. 46-52

7 Матвеев В.Т. Глубокая утилизация теплоты в газотурбинных двигателях с турбиной перерасширения / В.Т. Матвеев // Пром. теплотехника. – 1997. – т. 19, № 4-5. – С. 81-85.

8 Ольховский Г.Г. Тепловые испытания газотурбинных установок / Г.Г. Ольховский. – М.: Энергия, 1971. – 409 с.

9 Дикий Н.А. Производство электрической энергии по газопаровому циклу на комбинированном угольном и газовом топливе / Н.А. Дикий, А.И. Пятничко, И.Н. Карп // Эко-технологии и ресурсосбережение. – 2006. – №2. – С. 3–7.

10 Воробьев И.Е. Реабилитация ТЭС и ТЭЦ: пути, эффективность / И.Е. Воробьев, Е.Г. Тодорович. – К.: Энергетика и электрофикация, 2000. – 213 с.

11 Газотурбинные двигатели для энергетики и газотурбинные электростанции. – Николаев: Зоря-Машпроект, 2005. – 19 с.

12 Бухолдин Ю.С. Энергоутилизационная установка с пентановым рабочим циклом / Ю.С.Бухолдин и др. // Газотурбинные технологии. – 2005. – №1. – С. 0–12.

13 Бухолдин Ю.С. Низкотемпературная радиально-осевая турбина для утилизационной установки/ Ю.С.Бухолдин и др. // Газотурбинные технологии. – 2008. – №3(64). – С. 14–18.

14 Коняхин В.И. Энергосберегающая техника индустриального применения ГП «Ивченко-Прогресс» / В.И. Коняхин, С.А. Смирнов, В.В. Шевчук // Газотурбинные технологии. – 2008. – №3(64). – С. 44 – 45.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*11.11.13*

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

## АНАЛІЗ І МОДЕРНІЗАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГУЦУЛІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

<sup>1</sup>В.І. Війтенко, <sup>2</sup>І.Ф. Концур, <sup>2</sup>М.М. Лях, <sup>2</sup>Т.І. Лютко, <sup>3</sup>О.В. Ващаєв

<sup>1</sup>ТОВ «НАДРАГАЗ» 04073, м. Київ, вул. Рилєєва, 10-А

<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42171,  
e-mail: public@nimg.edu.ua

<sup>3</sup>ВАТ «ВЕРТЕКС-УКРАЇНА», 39500, Полтавська обл., м. Корнівка, тел. (053) 2654057,  
e-mail: zapros@vertexua.com.ua

Обґрунтовано необхідність розробки і експлуатації родовищ з невеликими запасами нафти чи газу, а саме Гуцулівського газового родовища, яке розташоване в Косівському районі Івано-Франківської області. Відкриття дане родовище Калушким НГРЕ ДП «Західукргеологія».

Наведено геолого-технічну характеристику видобувних свердловин і технологічну схему обв'язки пункту збору та підготовки газу Гуцулівського газового родовища.

Описано технологічний процес і обладнання для видобування газу, починаючи від його очищення, осушення, одоризації, запобігання утворення гідратів і подачі через газопровід-відвід до магістрального газопроводу Яблунів-Вербовець.

Модернізація обладнання полягає у використанні нового сепаратора вихрового типу. Основною перевагою у відношенні до аналогічних конструкцій є значне збільшення його ефективності роботи, зменшення габаритних розмірів та металоемності.

Ключові слова: газове родовище, очищення і осушення газу, одоризація газу, сепаратор, абсорбер, пункт збору газу, магістральний газопровід.

Обоснована необходимость разработки и эксплуатации месторождений с небольшими запасами нефти или газа, а именно Гуцулвского газового месторождения, которое расположено в Косовском районе Ивано-Франковской области. Открыла данное месторождение Калушская НГРЭ ДП «Западукргеология».

Приведена геолого-техническая характеристика добычных скважин, технологическая схема обвязки пункта сбора и подготовки газа Гуцулвского газового месторождения.

Описано технологический процесс и оборудование для добычи газа, начиная от его очистки, осушки, одоризации, предупреждения образования гидратов и подачи по газопроводу-отводу в магистральный газопровод Яблунив-Вербовец.

Модернизация оборудования заключается в использовании нового сепаратора вихревого типа. Основным преимуществом по сравнению с аналогичными конструкциями-существенное увеличение его эффективности работы, уменьшение габаритных размеров и металлоёмкости.

Ключевые слова: газовое месторождение, очистка и осушка газа, одоризация газа, сепаратор, абсорбер, пункт сбора газа, магистральный газопровод.

The article deals with the reasoning of the development and operation of fields with small oil or gas deposits, mainly with the Hutsulivske gas field located in Kosiv District, Ivano-Frankivsk Region. This field has been discovered by Kalush Oil and Gas Exploratory Expedition of "Zakhidukrgeologia" subsidiary.

Geological and technical characteristics of productive wells and technological scheme of the Hutsulivske gas field pipeline system for gas collection and treatment are provided.

Technological process and equipment for gas production are described starting with its purification, dewatering, odorization, hydrates formation prevention and supply to the Yabluniv-Verbovets gas pipeline through the gas pipeline outlet.

Equipment modernization lies in the usage of new vortical separator. Its main advantage, in comparison with similar designs, is a considerable increase of its operative efficiency, decrease of external dimensions and specific metal quantity.

Key words: gas field, gas purification and dewatering, gas odorization, separator, absorber, gas collection point, main gas pipeline.

Україна недостатньо забезпечує себе нафтою і газом власного видобування. Через це є необхідність розробки і експлуатації родовищ з невеликими запасами нафти чи газу. Прикладом такого родовища є Гуцулівське газове родовище, яке розташоване в Косівському районі Івано – Франківської області. Очікувані видобувні запаси газу - 200 млн. м<sup>3</sup>.

Газ даного родовища - сухий, метановий з незначним вмістом води, конденсат і сірчисті сполуки відсутні. Пластовий тиск до 6,0 МПа, очікуваний видобуток газу- до 27 млн м<sup>3</sup>/рік.

На відстані 2 км від родовища (4 км від його центральної площадки) проходить магістральний газопровід Яблунів-Вербовець з тиском 3,5-4,5 МПа .

На родовищі пробурено кілька свердловин, з яких № 4 та № 11 дали промисловий приплив газу. Глибина свердловин відповідно 840 і 812 метрів.

В адміністративному відношенні Гуцулівське родовище знаходиться в Косівському районі Івано-Франківської області, а в тектонічному – в межах Івано-Франківської підзони зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Площа родовища складає 68 км<sup>2</sup>.

Згідно проекту з метою пошуків і розвідки газових покладів передбачалось пробурити 21 свердловину з проектними глибинами 550 - 1350 м і загальним метражем 18120 м. Перспективними рахувались склепінні пластові тектонічно-екрановані поклади в сарматських, баденських, карпатських, верхньокрейдових і верхньоюрських відкладах.

При бурінні свердловин відбирався керновий матеріал і проводився повний комплекс промислово-геофізичних досліджень. Перспективні горизонти випробовувались як в процесі буріння, так і стаціонарно.

В результаті проведення пошуково-розвідувальних робіт відкрито Гуцулівське газове родовище у верхньобаденських відкладах. Уточнено геологічну будову родовища.

Буріння на Гуцулівському (Гцл) родовищі здійснено Калуським НГРЕ ДП "Західукргеологія". Промислово-геофізичні дослідження проводились Прикарпатською експедицією ГДС ДГП "Укргеофізика". Визначення фізичних параметрів порід, аналізи проб води і газу, а також обробка та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів проводились в тематичній партії ДП "Західукргеологія".

За геологічним проектом пошуково-розвідувального буріння планувалося пробурити 2 групи свердловин. Перша група мала дати відповідь на перспективи міоценових та мезозойських відкладів. До неї відноситься тільки свердловина №1 з проектною глибиною 1350 м.

Другу групу свердловин було запроєктовано на розкриття баденських і карпатських відкладів глибиною 550–1000 м (№ 2 – 21).

Всього на родовищі пробурено 6 свердловин: 4 за рахунок держбюджету і 2 за інвестиційні кошти. Продуктивними виявилися свердловини 1-, 4-, 11-Гцл.

Пошукова свердловина 1-Гцл закладена в склепінній частині структури з метою пошуків газу в неогенових, крейдових і юрських відкладах. Її проектна глибина – 1350 м, проектний горизонт – юрські відклади. Бурилась свердловина в 2000 р. Фактична глибина – 1170 м. Вона пробурена без ускладнень технічного порядку. При бурінні застосовувався розчин з густиною 1,12–1,15 г/см<sup>3</sup>. В процесі буріння свердловини проводилися дослідження випробовувачем пластів на трубах (ВПТ) і отримані наступні результати:

559–648 м – приплив води,  
 $Q_v = 2,5 \text{ м}^3/15 \text{ хв.};$

854–927 м – приплив газу,  
 $Q_g = 17 \text{ тис. м}^3/\text{добу};$

927–972 м – припливу пластового флюїду не отримано;

1051–1085 м – приплив води,  
 $Q_v = 5,5 \text{ м}^3/70 \text{ хв.};$

1115–1170 м – приплив води,  
 $Q_v = 5,2 \text{ м}^3/25 \text{ хв.}$

При випробуванні в експлуатаційній колоні інтервалу 851–876 м (перфорація ПКС-80 – 12 отв./1 п.м) в надгіпсовій частині верхнього бадену було отримано 31,97 тис.м<sup>3</sup>/добу газу (діаметр штуцера 8,2 мм). Пластовий тиск на глибині 863,5 м становив 6,33 МПа, пластова температура – 27°C.

Таким чином, свердловиною 1-Гцл відкрито Гуцулівське газове родовище в верхньобаденських відкладах.

Свердловину згідно з "договором про спільну діяльність" № 161 ТзОВ "Укренерго", було передано в оренду і в грудні 2005 р. введено в дослідно-промислову експлуатацію (ДПЕ). При проведенні досліджень у 2006 р. під час ДПЕ виявилось, що після відбору 150 тис. м<sup>3</sup> газу пластовий тиск у свердловині знизився з 6,33 МПа до 2,35 МПа, а дебіт склав 2,28 тис. м<sup>3</sup>/добу на 4,0 мм штуцері. У зв'язку із падінням тиску в газовому горизонті та його обводненням, свердловину виведено із ДПЕ.

З метою розвідки газового покладу, виявленого свердловиною 1-Гцл і пошуків нових покладів у баденських і крейдових відкладах було закладено в 2000 р. свердловину 8-Гцл. Буріння проводилось буровим розчином густиною 1,12 – 1,20 г/см<sup>3</sup> без технічних ускладнень.

На даний час свердловину 8-Гцл залишено як спостережну.

В 2001 р. забурена свердловина 2-Гцл, яка досягнувши вибою 894 м розкрила відклади сармату, бадену, а також верхньої крейди. Свердловину пробурено без ускладнень з глинистим розчином густиною 1,15–1,19 г/см<sup>3</sup>.

При випробуванні верхньокрейдових відкладів в свердловині 8-Гцл, яка знаходиться гіпсометрично вище від свердловини 2-Гцл, при ВПТ отримано розгазований розчин, а в колоні притоку не отримано. Тому було прийнято рішення не розкривати крейдові і юрські відклади.

Свердловина 11-Гцл закладена в 750 м на північний захід від продуктивної свердловини 1-Гцл. Свердловину пробурено до глибини 812 м (верхня крейда) без технічних ускладнень (проектна глибина 900 м).

В процесі буріння свердловини проводились дослідження ВПТ в інтервалах:

480–531 м – приплив пластової води,  
 $Q_v = 2,2 \text{ м}^3/30 \text{ хв.};$

700–752 м – приплив газу,  
 $Q_g \approx 50 \text{ тис. м}^3/\text{добу}, R_{пл} = 6,11 \text{ МПа.}$

В експлуатаційній колоні випробувано один об'єкт в інтервалі 702–749 м (косівська світа), де отримано приплив газу дебітом 41,26 тис. м<sup>3</sup>/добу на штуцері 7,05 мм. На глибині 725,5 м пластовий тиск складає 5,91 МПа, пластова температура – +27°C.

Таблиця 1 – Геолого-технічна характеристика видобувних свердловин

№№ з/п	Параметри	Одиниця виміру	Свердловини	
			11-Гцл	4-Гцл
1	Глибина	м	812	840
2	Штучний вибій	м	753	774
3	Конструкція: направлення 324 мм	м	5	22
	кондуктор – 245×219 мм	м	241	243
	експл. колона – 146 мм	м	756	789
4	Інтервал перфорації	м	702-711 720-749	708-710 731-738 747-753 756-765
5	Кількість отворів на 1 п. м.	отв.	12	18
6	Глибина спуску НКТ	м	700,93	706,8
7	Діаметр НКТ	мм	73	73
8	Колонна головка, тип		ОКК1-14-146×245	
9	Фонтанна арматура		АФЗ- 14×65	
10	Параметри роботи на кінець 2012 р.			
	Пластовий тиск,	МПа	4,08	5,52
	Депресія	-- // --	0,90	3,1
	Тиск на затрубному просторі	-- // --	1,77	0,88
	Дебіт свердловини	тис. м <sup>3</sup> /добу	22,4	4,2

За останнє випробування в 2009 р. у свердловині 11-Гцл отримано приплив газу дебітом 23,22 тис. м<sup>3</sup>/добу на 8,19 мм штуцері.

Пізніше знаходилась в бурінні за інвестиційні кошти свердловина 4-Гцл, яка закладена в 750 м на північний захід від свердловини 11-Гцл.

Свердловина 4-Гцл досягла глибини 840 м (при проектній 1000 м) і була припинена бурінням як така, що розкрила проектний горизонт; 146 мм експлуатаційну колону спущено на глибину 840 м.

З інтервалів 815–840 м при випробуванні ВПТ припливу не було отримано. Стационарно випробувано об'єкт в інтервалі 708–710 м, 731–738 м, 747–753 м, 756–765 м. Отримано приплив газу дебітом 4,45 тис. м<sup>3</sup>/добу на 4,03 штуцері. На теперішній час свердловина знаходиться у ДПЕ.

Всі свердловини обсаджено 146 мм експлуатаційними колонами зацементованими до устя.

В свердловинах проведено повний комплекс промислово-геофізичних досліджень.

Аналіз дослідно-промислової експлуатації свердловин свідчить, що поклади Гуцулівського родовища розробляють на газовому режимі без вторгнення пластових вод у газоносну частину.

У процесі експлуатації свердловин в газопроводі і шлейфах виявлено незначну кількість води. На основі аналізу їх експлуатації і лабораторного дослідження фізико-хімічної характеристики води встановлено, що із покладу ви-

добувалася техногенна вода, яка використовувалася для глушіння свердловин на час їхньої консервації та фільтрат промивальних рідин.

Геолого-промислово характеристика експлуатаційних свердловин наземного і підземного обладнання наведено в таблиці 1. Як видно із фактичних даних, на родовищі застосовується відносно проста конструкція свердловин.

Перфорація продуктивних відкладів здійснювалася перфораторами типу ПКС-80 зі щільністю 12 отворів на погонний метр. Міжколонні тиски та газопрояви не зафіксовані. Свердловини обладнані насосно-компресорними трубами (НКТ) зовнішнім діаметром 73 мм. Глибина опускання НКТ на 1–5 м вище верхніх отворів інтервалу перфорації.

Устя свердловин обладнані колонними головками типу ОКК1-140 – 146 × 245 та фонтанною арматурою – АФЗ – 14×65 на робочий тиск, що перевищує максимальні статичні і робочі тиски на свердловинах.

Сірководень у природному газі родовища відсутній, вуглекислого газу 1,00 об'ємних %. При існуючих термодинамічних умовах хімічна корозія підземного і наземного обладнання практично відсутня. Проте, стосовно хімічної корозії обладнання за рахунок атмосферного повітря та вологи, то для її попередження труби і промислове обладнання відповідним чином ізолювані або пофарбовані.

При існуючих термобаричних умовах експлуатації свердловин накопичується незначний об'єм конденсаційної води, яка видаляється шляхом періодичного продування.

Таблиця 2 – Вихідні дані для експлуатації Гуцулівського газового родовища

Показники	Одиниці виміру	Значення
1. Сумарний видобуток газу	тис. м <sup>3</sup> /рік	25000
2. Кількість свердловин	од.	2
3. Пластовий тиск (початковий)	МПа	5,2
4. Статичний тиск (початковий)	МПа	4,8
5. Робочий тиск (початковий)	МПа	4,2
6. Температура газу	°С	
а) пластова		27
б) на усті свердловини		10-11
7. Компонентний склад газу	% об.	
Метан		94,9002
Етан		0,5407
Пропан		0,0372
Бутан		0,0124
Пентан		0,0015
Азот		3,4300
Гелій		0,0060
Водень		0,0460
Двоокис вуглецю		0,3000
Кисень		0,7260
8. Відносна густина газу	-	0,5639
9. Кількість води на усті	м <sup>3</sup> /рік	
а) мінімальна		105
б) максимальна		200
10. Тип пластової води	-	гідрокарбонатно-натрієва
11. Мінералізація	2/1	2,93

Вихідні дані, які необхідні для експлуатації Гуцулівського газового родовища, зведено в табл. 2.

В даній статті розкрито питання збору, комплексної підготовки газу, з подачі його в магістральний газопровід Яблунів - Вербовець та утилізації пластової води.

Газ від свердловин № 4-Гцл і № 11-Гцл по викидних газопроводах (шлейфах) поступає на газорозподільну гребінку пункту збору і підготовки газу (ПЗПГ) (рис.1).

Конструкція гребінки дає можливість:

-вирівнювати тиск регулюючими вентилями від обидвох підключених свердловин перед подачею на сепарацію;

-подавати метанол з бачка Б-1 шляхом передавлювання в лінію підключення кожної свердловини перед регулюючими вентилями для попередження гідратуутворення;

-здійснювати продування свердловин і шлейфів на свічку розсіювання через розширювальну камеру РК або через газосепаратор С-1;

-направляти газ з обидвох свердловин через робочий колектор в сепаратор С-1, а в перспективі по чергово направляти газ з однієї свердловини через замірний колектор в сепаратор ЗС.

З гребінки газ поступає в сепаратор С-1, в якому очищується від вільної вологи і механічних домішок [1, 2].

Після сепаратора, попередньо очищений газ направляється на компресорну установку для підвищення тиску газу до робочого тиску в магістральному газопроводі Яблунів-Вербовець. Технологічною схемою передбачаємо можливість байпасування компресорної установки.

Відсепарований газ поступає в нижню частину насадкового абсорбера А-1 установки осушення газу[3]. Піднімаючись вверх по апарату через секцію регулярної насадки, газ контактує з розчином диетиленгліколю (ДЕГ) концентрації 97%, який поглинає з газу надлишок вологи [1].

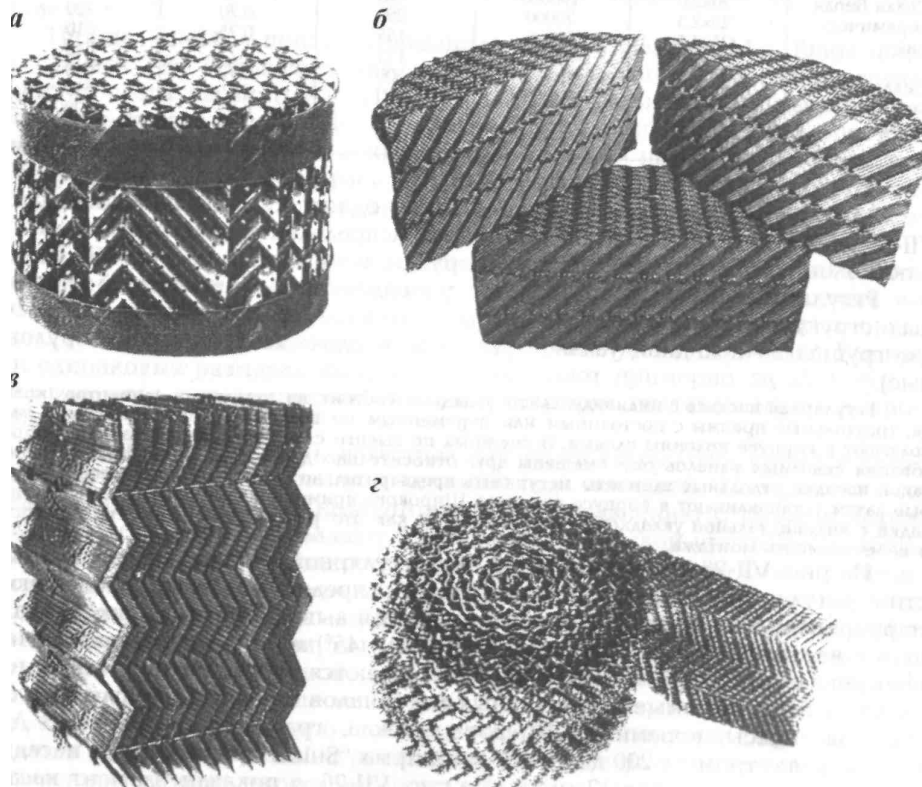
У абсорбері для здійснення процесу масообміну використовуються регулярні насадки, які порівняно з іншими видами масообмінних насадок мають ряд переваг, а саме [6]:

- малий гідравлічний опір;
- високу продуктивність;
- підвищену ефективність;
- мінімальні втрати рідини з газом;
- великий вільний об'єм;
- високу міцність;
- саморозподіл рідини і газу.

На рисунку 2 зображено конструкції регулярних масообмінних насадок.

Насичений ДЕГ концентрації 94% проходить через трубний простір теплообмінника Т-1 і поступає на регенерацію у випарну колону ВК-1.





а – насадка Меллапак; б – насадка Інталлокс; в – насадка Ваку-пак; г – насадка Панченкова

### Рисунок 2 – Конструкції регулярних масообмінних насадок

Тепло, необхідне для регенерації, підводиться в колону нагрітим у підігрівачі П-1 потоком частково регенованого ДЕГу. Цей потік забирається насосом Н-2 з закритого відсіку кубової частини випарної колони ВК-1, прокачується через змійовик підігрівача П-1 і у вигляді парорідинної суміші подається під глуху тарілку ВК-1.

Рідка фаза з високим вмістом гліколю (до 97%) зливається в кубову частину колони, звідти насосом Н-2 прокачується через теплообмінник Т-1 і збирається в ємності Є-1. Регенований ДЕГ з ємності Є-1 насосом Н-1 подається на зрошення насадочного абсорбера А-1.

Насадочні абсорбери одержали найбільше застосування в промисловості [7]. Ці абсорбери (рис.3) являють собою колони, заповнені насадками, твердими тілами різної форми. В насадочних колонах забезпечується кращий контакт оброблюваних газів з абсорбентом, ніж в пустотілих розпилювачах, завдяки чому інтенсифікується процес масопередачі і зменшуються габарити очисних пристроїв.

В насадочній колоні 1 (рис. 3, а, б) насадка 3 встановлюється на опорні решітки 4, що мають отвори або щілини для проходження газу і стікання рідини, яка доволі рівномірно зрошує насадку 3 з допомогою розподілювача 2 і стікає по поверхні насадочних тіл у вигляді тонкої плівки вниз. Насадку завантажують в колону секціями висотою в чотири-п'ять діаметрів (але не більше 3...4 м. в кожній секції), а між секціями (шарами насадки) встановлюють перерозподілювачі рідини 5 (рис.3, б), які призначені

для направлення рідини від периферії колони до її осі.

Очищений і осушений в насадочному абсорбері А-1 газ заміряється, одоризується і по газопроводу-відводу з максимальним тиском  $P=4,6$  МПа поступає в магістральний газопровід Яблунів - Вербовець.

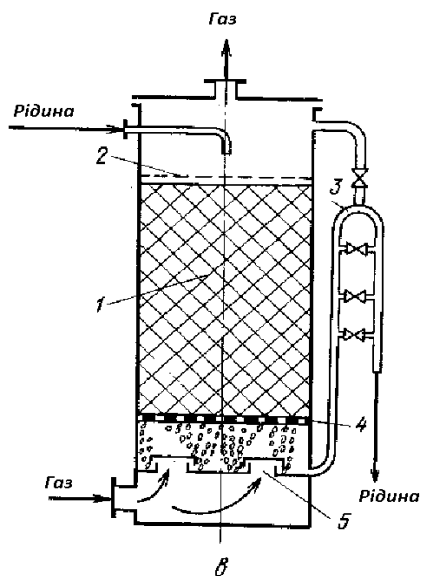
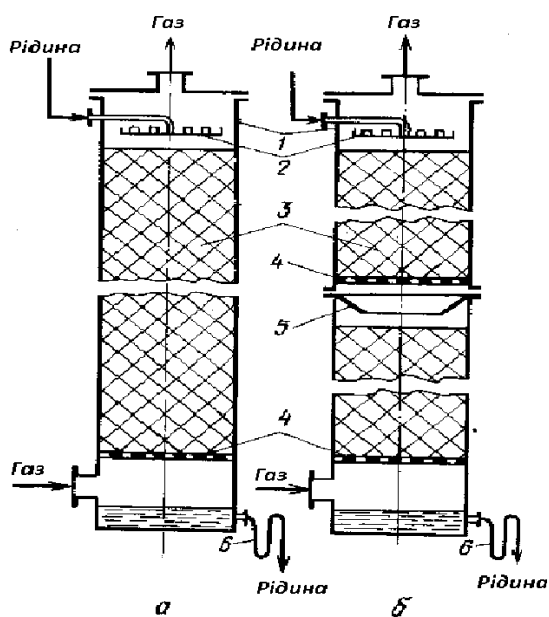
Для підтримання заданого тиску після регуляторів та захисту сепаратора від перевищення тиску встановлено запобіжні клапани, а для стравлювання газу з апаратів та трубопроводів у випадку їх ремонту передбачено ручну запірну арматуру.

Продування свердловин і шлейфів проводиться через розширювальну камеру РК або сепаратор С-1 на свічку розсіювання Св.1. На свічку Св. 2 приймаються викиди від апаратів, які працюють під тиском вище 0,3 МПа, на свічку Св. 3 - викиди під тиском до 0,3 МПа.

Пластова вода з вмістом метанолу з сепаратора С-1 і абсорбера А-1 установки осушення газу скидається в підземну ємність Є-4, з якої в міру наповнення вивозиться автоцистернами, обладнаними насосом.

Скинени з запобіжного клапана установки осушення газу, дренажні стоки (в т.ч. і аварійні зливи) з установки осушення газу направляються в резервуар підземної установки Є-3, з якого зануреним насосом Н-2 повертаються в систему осушення газу або відкачуються на вивезення.

Поповнення системи свіжим ДЕГом здійснюється з автоцистерни насосом Н-1 через фільтр Ф-1.



- а – із суцільним шаром насадки;  
 б – із секційним завантаженням насадки;  
 1 – корпус; 2 – розподільвач рідини; 3 – насадка;  
 4 – опорні решітки; 5 – перерозподільвач рідини;  
 6 – гідравлічні засувки; в – емульгаційна насадочна колона: 1 – насадка; 2 – сітка фіксуєча;  
 3 – гідравлічна засувка; 4 – опорна решітка;  
 5 – розподільвач газу

**Рисунок 3 – Схеми насадкових абсорберів**

Бачок Б-1 наповнюється метанолом з витратної ємності метанолу ЄМ шляхом передавлювання газом низького тиску ( $P=0,3$  МПа). Ємність ЄМ періодично заповнюється з автоматичної.

Вибір основного та допоміжного обладнання проведено на підставі розрахунків за вихідними даними. Все вибране обладнання має резерв за продуктивністю, що дає змогу (в перспективі) підключити ще ряд свердловин.

Передбачено абсорбційне осушення газу диетиленгліколем.

Осушення газу здійснюється на комплектно - блочному модулі, до якого входять:

- блок технологічний;
- блок насосний;
- блок підігрівача.

Заповнення витратної ємності ДЕГу, розміщеної в технологічному блоці, здійснюється через зливний фільтр Ф-1 насосом Н-1.

Вхідний газосепаратор С-1 (ГС-500-6,3) призначений для очищення газу від вільної пластової води і механічних домішок. «Сирий» газ поступає в апарат через радіальний штуцер входу на відбійну пластину для часткового відділення великих крапель рідини і механічних домішок газу. Далше газ направляєтьс на відцентрові сепараційні елементи тарілки, де за рахунок відцентрових сил кінцево очищається і виводиться з сепаратора.

Рідина і механічні домішки збираються на сепараційній тарілці по зливних трубах поступають в секцію збору рідини і скидаються з апарата.

На секції рідини передбачено встановлення рівнеміра. Для попередження замерзання пластової води в сепараторі днище сепаратора обігріваеться змійовиком. З метою зменшення втрат тепла нижня частина сепаратора (до вхідного штуцера) теплоізолюється.

Відсепарований і осушений газ після заміру підлягає одоризації. Для одоризації газу використовується етил меркаптан в кількості 16 г на  $1000 \text{ м}^3$  газу.

Газ одоризується в залежності від витрати за допомогою інжекційної системи одоризації. З метою скорочення трубопроводів подачі одоранту, установку одоризації (пневматична панель) розміщено біля вузла вводу одоранту.

До складу обладнання для одоризації газу входять:

- витратна ємність Є-2 надземної установки;
- ємність нейтралізації парів одоранту ЄН;
- інжекційна система одоризації для автоматичної подачі одоранту в газопровід.

Ємність Є-2 є одночасно і ємністю для зберігання одоранту, тому що витрата одоранту незначна через невеликий об'єм підготовлюваного газу.

Заповнення ємності Є-2 проводиться тільки закритим способом шляхом передавлювання одоранту з контейнера або бочок газом  $P=0,3$  МПа за допомогою гумових рукавів довжиною до 10 м, які підключаються до трубопроводів кранами і штуцерами.

Система запобігання утворенню гідратів складається з наступного обладнання:

- метанольних бачків з вузлами вводу метанолу;
- витратної ємності метанолу.

Метанольні бачки з вузлами вводу призначені для подачі метанолу на устя свердловин і в газопроводи перед вузлами дроселювання газу для попередження гідратуутворення. До установки прийнято метанольні бачки Б-1, які встановлено на устях свердловин та на газорозподільній гребінці.

Для зберігання свіжого метанолу прийнята ємність ЄМ. Об'єм ємності для метанолу ЄМ прийнято, виходячи з умови повного опорожнення автоцистерни по доставці метанолу на ПЗПГ. Ємність встановлюється під навісом, на огороженій сіткою і обгородженій площадці.

Підземна ємність Є-4 служить для збору пластової води з метанолом та її дегазації. Газ розгазування скидається на свічку розсіювання, а пластова вода з відробленим метанолом вивозиться автоцистернами в міру наповнення ємності.

Час наповнення ємності залежить як від продуктивності ПЗПГ, так і від винесення пластової води з свердловини.

Підземний резервуар відпрацьованого ДЕ-Гу Є-3 служить для приймання викидів з запобіжного клапана, а також дренажних стоків, в т.ч. аварійних, з вмістом ДЕГу з усіх апаратів і рівнемірних пристроїв установки осушення ДЕГу.

Резервуар укомплектований вертикальним зануреним насосом Н-2 для відкачування рідини з резервуара.

На «дихальній» трубі резервуара встановлено вогнеперешкоджувач.

Гази від запобіжних клапанів, а також від продування апаратів, трубопроводів, свердловин скидаються на свічки розсіювання.

На свічку Св. 1 скидається газ продування свердловин і шлейфів. Продування ведеться через розширювальну камеру РК або сепаратор С-1.

Розширювальна камера періодично спорожняється від пластової води в підставну тару, а з сепаратора С-1 - в підземну ємність Є-4. Опоорожнення розширювальної камери в ємність Є-4 неможливе через перепад геодезичних відміток обидвох площадок. Діаметри продувальних трубопроводів і свічок розсіювання розраховані на максимальні аварійні викиди від запобіжних клапанів, виходячи з того, що гідравлічні втрати в них не повинні перевищувати 0,05 МПа.

Обв'язка устя виконана на розрахунковий тиск 10 МПа, що також перевищує початковий статичний тиск. В обв'язці свердловин на початку шлейфа передбачено встановити клапан - відсікач, який автоматично відключає свердловину при недопустимому підвищенні або пониженні тиску в шлейфі.

Для здійснення процесу збору, підготовки та транспорту газу [8] передбачено наступні трубопроводи:

- технологічні (площадки збору, сепарації і осушення газу);
- шлейфи від свердловин до ділянки ПЗПГ;
- газопровід-відвід до магістрального газопроводу Яблунів і Вербовець.

Як з'єднувальні деталі трубопроводів застосовуються сталеві приварні деталі трубопроводів на тиск до 10 МПа.

Для автоматичного регулювання рівня в сепараторах схемою передбачено можливість застосування перекирвальної арматури з пневмо- або електроприводом.

Прокладання трубопроводів передбачено, переважно, надземно на естакадах на висоті не менше 0,35 м до низу труб. В місцях проходження виробничих установок трубопроводи прокладено на висоті 2,2 м.

Трубопроводи підлягають гідравлічному випробуванню на міцність та щільність. Перед проведенням гідравлічного випробування проводиться врізання конструкцій під прилади КіА.

Зварні з'єднання трубопроводів підлягають контролю фізичними методами.

Шлейфи прокладені від двох існуючих свердловин № 4-Гцл і №11-Гцл.

Модернізація обладнання для розробки Гуцулівського газового родовища полягає у заміні або доповненні старого сепараційного обладнання на нове, а саме використання нового вдосконаленого сепаратора вихрового типу.

Основне призначення конструкції сепаратора, зображеного на рисунку 4, відділення крапельної вологи та механічних домішок від газового потоку. Основною перевагою по відношенню до аналогічних конструкцій є значне збільшення ефективності роботи сепаратора. Додатковою перевагою є зменшення габаритних розмірів та металоємності апарата.

Сепаратор газовий (рис.4), вихрового типу [9] складається із вертикального циліндричного корпусу 1, верхнього 2 та нижнього 3 днищ, вхідного 4, вихідного 5 та зливного 6 патрубків, дефлектора 7 із відбиваючою пластиною, жорстко закріпленої в корпусі горизонтальної перегородки 9, сепараційного пакета 10, уявного днища 11 та направляючих конфузурів 12.

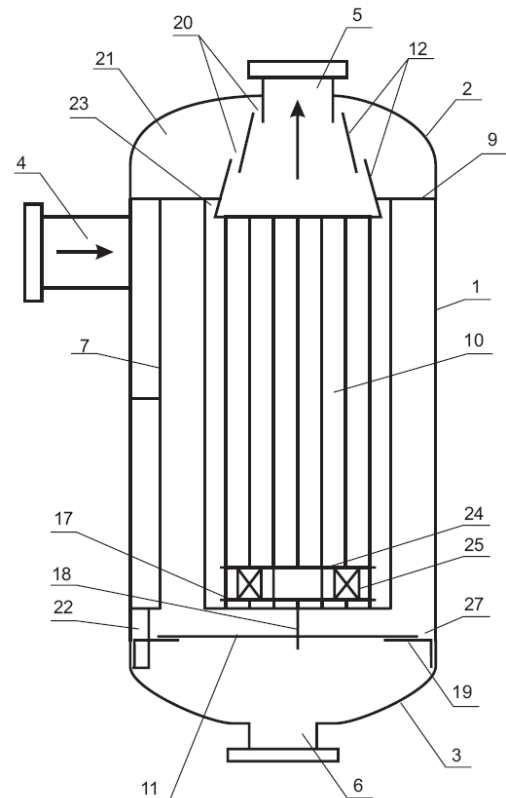


Рисунок 4 – Конструкція вдосконаленого газового сепаратора вихрового типу

Вхідний патрубок 4 розташовано нижче горизонтальної перегородки та жорстко закріплений в циліндричному корпусі із зміщенням так, що його вісь лежить в площині поперечного перерізу корпусу та не перетинає вісь корпусу.

Дефлектор розташований поблизу вхідного патрубку та призначений для формування обертового (вихрового) руху газового потоку всередині сепаратора. Дефлектор також попереджає поступлення газового потоку в осьову зону сепаратора без його попереднього розділення. Внутрішня стінка корпусу 1, дефлектор 7 та відбиваюча пластина утворюють уловлюючу кишеню. Кишеня призначена для відводу із вихрового потоку рідини та механічних домішок, що притиснуті відцентровою силою до внутрішньої стінки корпусу сепаратора та їх транспортування в нижню накопичувальну ємність сепаратора.

Зливний патрубок 6 розміщений в нижньому днищі 3 сепаратора.

Сепараційний пакет 10 має циліндричну форму та містить плоскі вигнуті сепараційні пластини, розташовані в його утворюючій поверхні. Плоскі вигнуті пластини жорстко закріплені в верхній частині до горизонтальної перегородки 9, а в нижній – до осьового диску 17. Палець 18 жорстко закріплений одним кінцем до диску 17. Другим кінцем палець розташовано без зазору в отворі уявного днища 11, що розташований із зазором у корпусі сепаратора та жорстко закріпленого в кількох місцях по периметру до корпусу 1 із допомогою Г-подібних пластин 19. При цьому сепараційний пакет 10 розташований в осьовій зоні сепаратора так, що вісь сепараційного пакету паралельна вісі циліндричного корпусу сепаратора та зміщена відносно неї.

У верхній частині корпусу сепаратора розташовано конусоподібні направляючі конфузори 12. Конфузори розташовані співвісно із сепараційним пакетом та вихідним патрубком, розміщені один над одним із частковим перекриттям.

Нижній конфузор розташовано у вихідному отворі горизонтальної пластини 9. Верхній конфузор розташовано під вихідним патрубком 5 та частково перекриває його. В зоні взаємного перекриття та перекриття із вихідним патрубком конфузори 12 утворюють кільцеві зазори 20, розміщені назустріч рухові газового потоку та призначені для відводу плівкової рідини із поверхні конфузоров у верхню накопичувальну камеру 21.

Сепаратор також містить вертикальну дренажну трубку 22, розташовану в кишені. Один кінець дренажної трубки розташовано в дренажному отворі горизонтальної пластини 9, а інший кінець розташовано під уявним днищем 11.

У верхній частині сепараційного пакета 10 між нижньою зовнішньою поверхнею нижнього конфузора 12 та внутрішньою поверхнею верхньої частини плоских вигнутих пластин утворено кільцевий зазор, який разом із ниж-

ньою поверхнею горизонтальної перегородки 9 сформував кишеню – уловлювач 23.

Над нижнім осьовим диском 17 розташовано верхній осьовий диск 24, з'єднаний із ним за допомогою радіальних пластин 25. Пластини 25 також призначені для виключення обертового руху газового потоку нижче місця їх розташування.

Газовий сепаратор вихрового типу працює наступним чином.

Газ підводять в апарат через вхідний патрубок 4. Установка вхідного патрубку, що зміщений по горизонталі відносно осьової лінії корпусу сепаратора, дає змогу утворити ковзаючий удар по дефлектору 7.

Дефлектор 7 плавно змінює напрямок руху газу та формує вихровий рух навколо сепараційного пакета.

В просторі, утвореним стінкою корпусу та сепараційним пакетом із газового потоку виділяється основна маса рідини та механічних домішок. Краплі рідини та механічні домішки відкидаються відцентровою силою на стінку корпусу сепаратора та під дією гравітаційних сил рухаються вздовж цієї стінки по падаючій спіралі входу руху газового потоку. Частина рідини та механічних домішок попадає при цьому в уловлюючу кишеню та стікає по її стінках вниз до уявного днища. Досягаючи площини уявного днища, рідина та механічні домішки проходять через кільцевий зазор 27 між корпусом та уявним днищем та транспортуються до зливного патрубку.

Мілкодисперсна крапельна рідина, що не осіла на стінці корпусу сепаратора, потрапляє у зовнішню поверхню плоских вигнутих пластин та транспортується газовим потоком через щілинні канали на їх внутрішню поверхню. Спускаючись по внутрішній поверхні пластин, крапельна рідина наблизившись до нижньої кромки цих пластин зісковзує з них та потрапляє на поверхню уявного днища, звідки через кільцевий зазор 27 між корпусом та уявним днищем транспортується до зливного патрубку.

Обертаючись в напрямку газового потоку, невідсепарована плівкова рідина захвачується кишенею – уловлювачем 23 (її зовнішній діаметр більше зовнішнього діаметра сепараційного пакета) та, продовжуючи свій обертовий рух в напрямку газового потоку, та притиснута до горизонтальної перегородки, під дією відцентрової сили притискається до верхньої внутрішньої частини пластин. Після накопичення в кишені – уловлювачі достатньої кількості рідини, вона під дією сили ваги стікає вниз по пластині і далі транспортується на уявне днище 11, а потім до зливного патрубку.

Більш легка рідинна плівка, що залишилась і не затримана кишенею – уловлювачем, поступає разом із вихідним газовим потоком у зону вихідних конфузоров. Рухаючись у напрямку газового потоку вгору по поверхні конфузоров плівкова рідина потрапляє в зазори 20, звідки вона транспортується в верхню накопичувальну камеру 21. Накопичена в камері 21

рідина під дією гравітаційних сил відводиться через дренажну трубку в нижню частину сепаратора, а звідти до зливного патрубку. Газовий сепаратор вихрового типу не потребує особливого обслуговування, він надійний в роботі при нестабільних вхідних потоках.

Одним із напрямків використання такої конструкції газового сепаратора є модернізація застарілого сепараційного обладнання. Суть такого способу модернізації полягає у заміні внутрішніх елементів гравітаційних сепараторів та пілоуловлювачів на газовий сепаратор вихрового типу. При цьому вмонтований всередину сепаратор не є посудиною, що працює під тиском, а розглядається контролюючими органами лише як внутрішній сепараційний елемент. Одночасно із цим, корпус сепаратора, що модернізується продовжує виконувати свої основні функції. Сепаратор загалом продовжує працювати в штатному режимі без зміни технологічної об'язки апарата.

Виконані економічні розрахунки свідчать, що розробка і експлуатація родовища є економічно доцільною і рентабельною.

Подальші дослідження полягають у пошуку нових шляхів вдосконалення існуючого сепараційного обладнання, а саме можливості переналаштування сепаратора в автоматичному режимі на ефективне розділення багатоконпонентних сумішей.

## Література

- 1 Мильштейн Л.М. Нефтегазопромысловая сепарационная техника: справочное пособ. / Л.М. Мильштейн, С.И. Бойко, Е.П. Запорожец. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
- 2 Синайский Э.Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтегазопромысловом оборудовании / Э.Г. Синайский. – М.: Недра, 1990. – 272 с.
- 3 Коротаев Ю.П. Подготовка газа к транспорту / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко. – М.: Недра, 1973. – 240 с.
- 4 Петрухин В.В. Справочник по газопромысловому оборудованию / В.В. Петрухин, С.В. Петрухин. – М.: Недра, 2010. – 384 с.
- 5 Александров И.А. Ректификационные и абсорбционные аппараты. Методы расчета и основы конструирования. Издание 2-е, переработанное. – М.: Химия, 1971. – 296 с.
- 6 Насадки массообменных аппаратов для нефтепереработки и нефтехимии. – М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1983. – 48 с.
- 7 Жданова Н. В. Осушка углеводородных газов / Жданова Н. В., Халиф А.Л. – М.: Химия, 1984. – 192 с.
- 8 Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: «Недра-Бизнесцентр». 2002. – 880 с.
- 9 Юр'єв Е.В. Удосконалення нафтогазового сепараційного обладнання газорідинних сумішей: дис. ... канд.техн.наук: 05.05.12 / Юр'єв Едуард Володимирович. – Івано-Франківськ, 2011. – 186 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
21.11.13*

*Рекомендована до друку  
професором **Копеєм Б.В.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Тарабарінович П.В.**  
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*

## ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ВИБІР БАГАТОФАЗНИХ ЕЖЕКТОРНИХ ПРИБОРІВ ДЛЯ ПРОДОВЖЕННЯ СТАБІЛЬНОЇ РОБОТИ НИЗЬКОНАПІРНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

В.С. Петришак, С.М. Петрущак, Т.В. Савка

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: re ngr @ n u n g . e d u . u a

*На даний час для продовження стабільної роботи низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин використовується велика кількість різноманітних конструкцій багатофазних ежекторних пристроїв, в яких закладено технологічні процеси інтенсифікації диспергування і змішування багатофазних потоків.*

*В роботі розглянуто відомі конструкції багатофазних ежекторних пристроїв, їх характерні особливості.*

*Розроблено багатофазний ежекторний пристрій, який дає змогу за раціонального використання енергії активного потоку інтенсивно диспергувати багатофазні потоки полем гідродинамічних коливань і, тим самим, підвищувати ефективність його роботи загалом.*

*Ключові слова:* ежектор, багатофазний, свердловина, сирий газ, сопло, дифузор, камера змішування, диспергування.

*В настоящее время для продолжения стабильной работы низконапорных газовых и газоконденсатных скважин используется большое количество разнообразных конструкций многофазных эжекторных устройств, в которых заложены технологические процессы интенсификации диспергирования и смешивания многофазных потоков.*

*В работе рассмотрены известные конструкции многофазных эжекторных устройств, их характерные особенности.*

*Разработанное многофазное эжекторное устройство, которое позволяет при рациональном использовании энергии активного потока интенсивно диспергировать многофазные потоки полем гидродинамических колебаний и, тем самым, повысить эффективность его работы в целом.*

*Ключевые слова:* эжектор, многофазные, скважина, сырой газ, сопло, диффузор, камера смешения, диспергирование.

*Today, for the stable work continuation in low-pressure gas and gas condensate wells, a large variety of designs of multiphase ejector devices which provide intensification dispersion processes and multiphase flows mixing are used.*

*We considered the known constructions of multiphase ejector devices and their characteristics.*

*The designed multiphase ejector device allows to disperse multiphase flow by hydrodynamic field fluctuations and thereby increase its efficiency as a whole at the rational use of the intensive energy flow.*

*Key words:* ejector, multiphase, well, crude gas, nozzle, defuser, mixing chamber, dispersion.

В процесі експлуатації газових і газоконденсатних родовищ в результаті зниження пластового тиску ряд низьконапірних свердловин не можуть сумісно працювати, або працюють періодично, з високонапірними свердловинами на одну установку комплексної підготовки газу (УКПГ). Для узгодження їх роботи використовують ежекторні пристрої, які живляться надлишком енергії газу високонапірних свердловин, знижуючи при цьому тиск газу на усті низьконапірних свердловин до тиску, при якому свердловини починають стабільно працювати, а на виході із ежекторів формують потік суміші газів з необхідним тиском для роботи на УКПГ.

Найчастіше для живлення ежекторних пристроїв використовується сирий газ (газ, конденсат, вода, пісок), який відбирається із високонапірних свердловин, а низьконапірний газ, що всмоктується в ежектор, також відбирається сирим із низьконапірних свердловин.

Живлення ежекторних пристроїв багатофазними системами (газоподібною, рідкою і твердою) призводить до зниження ефективності їх роботи, аж до їх зупинок.

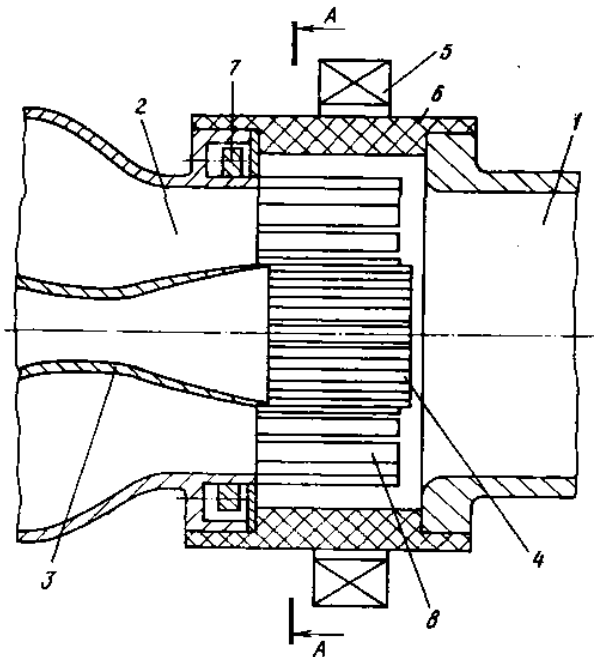
Для підвищення ефективності роботи ежекторних пристроїв необхідно попередньо до камери змішування інтенсивно диспергувати багатофазні потоки, тобто їх гомогенізувати.

На сьогоднішній день для продовження стабільної роботи низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин розроблено і широко використовується на практиці велика кількість різноманітних конструкцій багатофазних ежекторних пристроїв, в яких закладені технологічні процеси інтенсифікації диспергування та змішування багатофазних потоків.

З метою підвищення ефективності процесу диспергування та змішування активного потоку (рідини) і пасивного потоку (газу) розроблено струминний пристрій, який зображено на рис. 1. Мета досягається за рахунок інтенсифікації диспергування багатофазного потоку шляхом дії на нього коливань віброуючих повздовжніх пластин.

Пристрій складається з камери змішування 1 і концентрично розміщених пасивного сопла 2 та активного сопла 3. Вихідна частина активного сопла 3 виконано у вигляді повздовжніх пла-

стин 4. Пасивне сопло 2 обладнане рухомою обоймою 7, на якій закріплені повздовжні пластини 8, які являються вихідною частиною пасивного сопла 2. Повздовжні пластини 4 і 8 виконані пружними з феромагнітного матеріалу. На магнітопроникній втулці 6 встановлено електромагніт 5.



- 1 – камера змішування; 2 – пасивне сопло;  
3 – активне сопло; 4 – поздовжні пластини;  
5 – кільцевий електромагніт; 6 – магнітопроникна втулка; 7 – рухома обойма;  
8 – поздовжні пластини рухомої обойми

**Рисунок 1 – Струминний апарат з вібруючими повздовжніми пластинами**

Струминний апарат з вібруючими повздовжніми пластинами працює таким чином.

Струмний активного потоку, витікаючи із сопла 3, захоплює пасивний потік із сопла 2 і направляє в камеру змішування 1. Кільцевий електромагніт 5, підключений до генератора частоти, створює змінне магнітне поле, яке діє на пружні феромагнітні пластини 4 і 8. При співпадинні частоти генератора і власної частоти коливань пластин 4 і 8 амплітуда коливань цих пластин є максимальною. Накладання хвиль, які генерують пластини 4 і 8 на поверхні розділу активного і пасивного потоків, призводить до інтенсифікації процесу диспергування і змішування їх в камері змішування 1.

Пластини 8 закріплено до обойми 7, яка може переміщуватись вздовж осі струминного апарату, завдяки чому можна регулювати довжину консольної частини повздовжньої пластини 8 і плавно змінювати частоту власних коливань. Пластини 4 і 8 виконані змінними, що дає змогу розширити діапазон регулюючих частот [1].

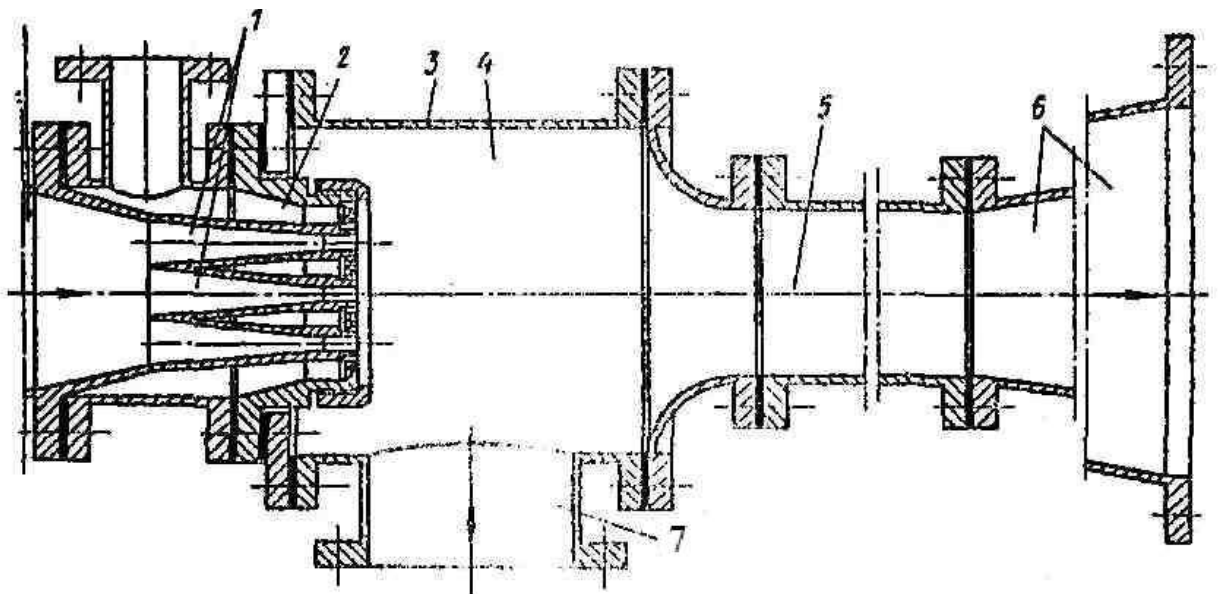
В патенті [2] запатентовано спосіб роботи рідинно-газового ежектора, який заключається в розподілі активного потоку на два потоки. При такому розподілі активного потоку проходить більш інтенсивне диспергування струменів другого потоку, що призводить до збільшення коефіцієнту ежекції ежектора.

Спосіб роботи рідинно-газового ежектора реалізовано в пристрої, зображеному на рис. 2.

Ежектор містить основне багатоствольне сопло 1, додаткове багатоствольне сопло 2, корпус 3, в якому розміщено форкамеру 4, камеру змішування 5 і дифузор 6. Корпус 1 виконано з вхідним патрубком 7 для введення в ежектор пасивного потоку.

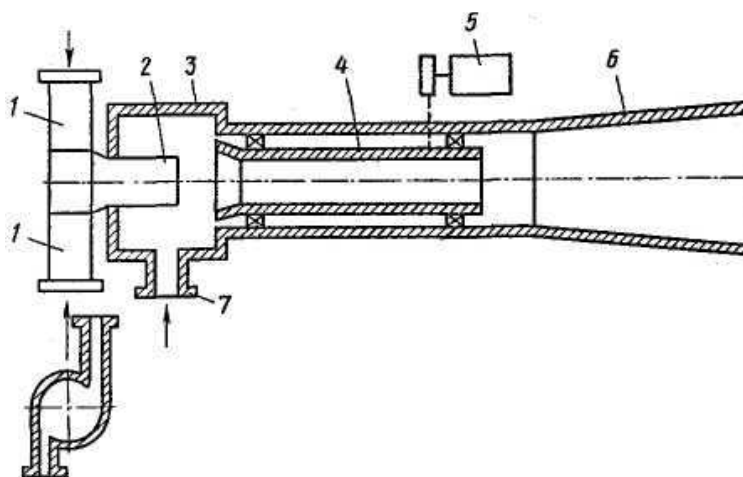
Спосіб роботи рідинно-газового ежектора реалізується таким чином.

Розділяють активний потік на два потоки і подають перший під номінальним робочим тиском в основне багатоствольне сопло 1, а дру-



- 1 – основне багатоствольне сопло; 2 – додаткове багатоствольне сопло; 3 – корпус; 4 – форкамера;  
5 – камера змішування; 6 – дифузор; 7 – вхідний патрубок

**Рисунок 2 – Рідинно-газовий ежектор з розподілом активного потоку**



1 – патрубок для введення активного потоку; 2 – активне сопло; 3 – камера ежекції;  
4 – камера змішування; 5 – привод для обертання камери змішування; 6 – дифузор;  
7 – патрубок для введення пасивного потоку

**Рисунок 3 – Рідинно-газовий ежектор з обертаючою камерою змішування**

гий під тиском, що перевищує номінальний в додаткове багатоствольне сопло 2, при цьому подачу другого потоку реалізують в кількості, що складає 3–10% від загального активного потоку, і під тиском, що перевершує в 1,5–4 рази тиск першого потоку.

Витікаючи із основного багатоствольного сопла 1 і додаткового багатоствольного сопла 2, струмені активного потоку захвачують пасивний потік і направляються в камеру змішування 5. Завдяки тому, що, витікаючи із додаткового багатоствольного сопла 2 струмені активного потоку мають швидкість в 1,2–2 рази більшу, ніж швидкість струменів, що витікають із основного багатоствольного сопла 1, проходить більш інтенсивне диспергування струменів другого потоку, які, змішуючись з пасивним потоком, розганяють його до своєї швидкості. В результаті цього масова витрата пасивного потоку зростає, що призводить до збільшення ККД ежектора [2].

В патенті [3] запатентовано спосіб роботи рідинно-газового ежектора, в якому для покращення процесу змішування багатозфазних потоків примусово обертають камеру змішування.

Рідинно-газовий ежектор з обертаючою камерою змішування зображено на рис. 3.

Пристрій складається з патрубка 1 для введення активного потоку, активного сопла 2, камери ежекції 3, камери змішування 4 з приводом 5 для її обертання, дифузора 6 і патрубка 7 для введення пасивного потоку.

Спосіб роботи рідинно-газового ежектора реалізується наступним чином.

Активний потік вводять в патрубок 1, звідки він поступає в активне сопло 2. Витікаючи із активного сопла 2, він захвачує пасивний потік із камери ежекції 3 і разом направляються в камеру змішування 4. В камері змішування 4 має місце змішування активного і пасивного потоків з одночасним примусовим обертанням камери змішування 4 з кутовою швидкістю, що визначається за формулою:

$$\Omega = (g / R \cdot m)^{1/2},$$

де  $R$  – радіус камери змішування;  
 $g$  – прискорення вільного падіння;  
 $m$  – від 0,13 до 0,3.

Обертанням камери змішування 4 з кутовою швидкістю, визначеною за даною формулою, досягається формування на поверхні камери змішування 4 шару рідини з розвиненою поверхнею, що інтенсифікує процес змішування фаз і призводить до зниження втрат на тертя активного потоку при проходженні його через камеру змішування 4. Коефіцієнт корисної дії ежектора при цьому зростає [3].

Для інтенсифікації процесу змішування фаз в пристрої, представленому на рис. 4, камера змішування рідинно-газового ежектора, яка обертається за допомогою автономного приводу, обладнана гвинтовими лопатками.

Ежектор містить активне сопло 1, обертаючу камеру змішування 2 і дифузор 3. Камера змішування 2 обладнано закріпленим на її внутрішній поверхні направляючим апаратом 4.

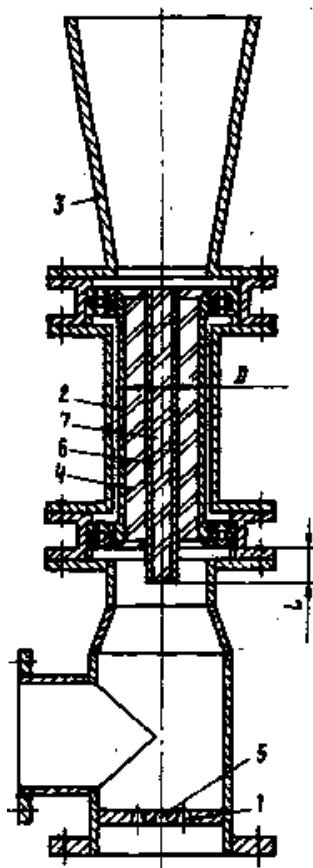
Ежектор додатково містить периферійні сопла 5, розміщені довкола активного сопла 1.

Привід камери змішування 2 виконано у вигляді патрубка 6, встановленого на її осі і обладнаного закріпленими на його внутрішній поверхні гвинтовими лопатками 7. Торці патрубка 6 розміщено на віддалі  $L$  від камери змішування 2 і складає 3 – 8 її діаметра  $D$ .

Ежектор працює таким чином.

Активний потік поступає в периферійні сопла 5 і активне сопло 1. Струмені, що витікають із периферійних сопл 5 захвачують в камеру змішування 2 пасивний потік, а струмінь, що витікає із активного сопла 1 взаємодіє з гвинтовими лопатками 7 патрубка 6, обертає його, а від нього обертається камера змішування 2.

В камері змішування 2 активний і пасивний потоки направляються на обертаючий направляючий апарат 4, отримуючи при цьому додаткову енергію (імпульс кінетичної енергії).



1 – активне сопло; 2 – камера змішування;  
3 – дифузор; 4 – направляючий апарат; 5 – периферійні сопла; 6 – патрубок; 7 – гвинтові лопатки

**Рисунок 4 – Рідинно-газовий ежектор з автономноприводною обертаючою камерою змішування**

Суміш потоків поступає в дифузор 3, де кінетична енергія суміші потоків частково перетворюється в потенційну енергію [4].

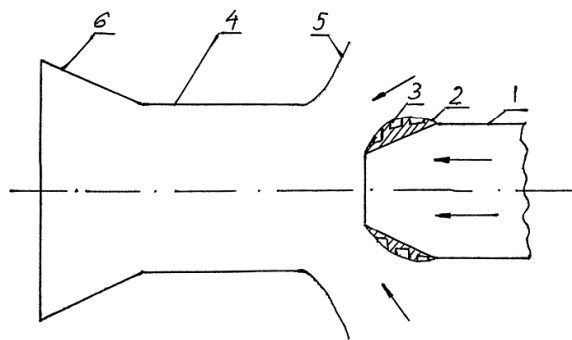
З метою підвищення коефіцієнта корисної дії газового ежектора, представленого на рис. 5, центральне активне сопло обладнане на зовнішній поверхні кільцевим виступом, на поверхні якого виконано гвинтові прорізи для закручування потоку газу.

Ежектор містить центральне активне сопло 1 із кільцевим виступом на зовнішній поверхні 2 із гвинтовими прорізами 3, співосну соплу 1 циліндричну камеру змішування 4, кільцеве пасивне сопло 5 та дифузор 6.

Газовий ежектор працює наступним чином.

Активний газ проходить через активне сопло 1 до камери змішування 4 та ежектує пасивний газ, який поступає через пасивне сопло 5. В камері змішування 4 проходить обмін енергією між активним та пасивним потоками газу, а в дифузори 6 суміш газів гальмується і частина кінетичної енергії суміші переходить до потенціальної енергії.

В зв'язку з тим, що на зовнішній поверхні кільцевого виступу виконано гвинтові прорізи, відбувається закручування струменю пасивного газу, зменшується тиск газу на вході до камери



1 – центральне активне сопло; 2 – кільцевий виступ; 3 – гвинтові прорізи; 4 – камера змішування; 5 – кільцеве пасивне сопло; 6 – дифузор

**Рисунок 5 – Газовий ежектор з активним соплом, обладнаним зовнішнім кільцевим виступом, на поверхні якого виконано гвинтові прорізи**

змішування. Це призводить до того, що збільшується перепад тиску між пасивним соплом 5 та тиском газу в камері змішування. Тому пасивний газ починає надходити до камери змішування із більшою швидкістю, в більшій кількості і інтенсивно диспергуватись. Це дає змогу значно підвищити коефіцієнт корисної дії ежектора та ефективність праці газового ежектора [5].

З метою підвищення коефіцієнта інжекції струминного апарату, представленого на рис. 6, його обладнано циліндричною вставкою на внутрішній поверхні якої виконано напівциліндричні спіральні канавки змінної глибини і радіальні отвори.

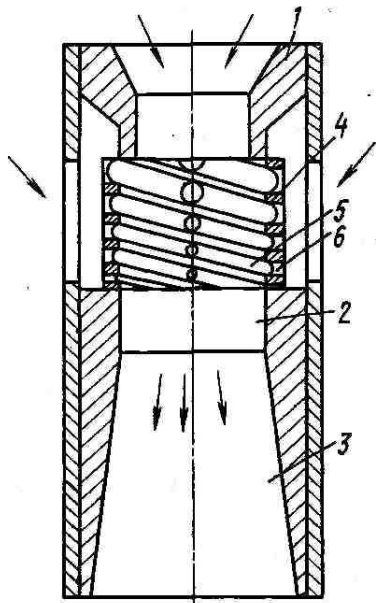
Струминний апарат містить активне сопло 1, камеру змішування 2, дифузор 3 і циліндричну вставку 4, встановлену між активним соплом 1 і камерою змішування 2. Циліндрична вставка 4 має внутрішні канавки 5 і з'єднані з ними радіальні отвори 6 для введення пасивного потоку, причому канавки 5 вставки 4 виконані напівциліндричними, розміщеними по спіралі і мають змінну глибину, що зменшується у напрямі камери змішування 2.

Струминний апарат працює таким чином.

Активний потік, виходячи з сопла 1, з великою швидкістю поступає в камеру змішування 2. Через радіальні отвори 6 відбувається підсос пасивного потоку. Підсмоктуваний пасивний потік, переміщаючись по канавках 5, закручується, в результаті чого, він ущільнюється і поступає в камеру змішування 2.

В камері змішування 2 закручені струмені пасивного потоку поступово починають змішуватися з активним потоком. При виході в зону розташування дифузора 3 відбувається повне змішування активного і пасивного потоків. В цій зоні активний потік розширюється, що призводить до повного диспергування пасивного потоку [6].

В патенті [7] запатентовано струминний насос, в якому завдяки обертанню центрального тіла відбувається більш повний обмін енергією між високонапірним і низьконапірним потоками, що призводить до збільшення коефіцієнта корисної дії струминного насосу.



- 1 – активне сопло; 2 – камера змішування;  
3 – дифузор; 4 – циліндрична вставка;  
5 – внутрішні канавки; 6 – радіальні отвори

**Рисунок 6 – Струминний апарат з циліндричною вставкою на внутрішній поверхні якої виконані напівциліндричні спіральні канавки змінної глибини і радіальні отвори**

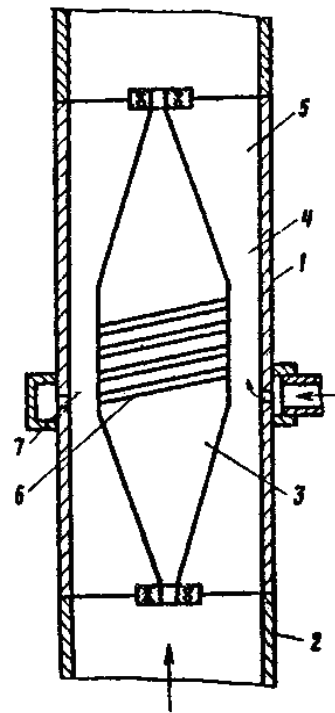
Насос містить корпус 1 з патрубком 2 для підводу активного потоку, виконане в стінці корпусу 1 пасивне сопло і центральне тіло 3, що утворює кільцеві камери 4 змішування і дифузор 5, причому центральне тіло встановлене з можливістю вільного обертання і оснащено в зоні камери 4 змішування гвинтовими ребрами 6, а пасивне сопло виконано у вигляді пояса отвору 7.

Насос працює таким чином.

Активний потік подається в корпус 1 по патрубку 2 і ежектує пасивний потік, який потрапляє через пояс отворів 7. В кільцевій камері 4 змішування відбувається обмін енергією між високонапірним і низьконапірним потоками, в дифузорі 5 – часткове перетворення кінетичної енергії потоку в потенціальну. Взаємодія гвинтових ребер 6 з потоком в зоні камери 4 змішування призводить до обертання центрального тіла 3, що сприяє інтенсифікації процесу змішування середовищ.

Відомі ежекторні пристрої для гомогенізації багатофазних потоків обладнуються віброуючими повздовжніми пластинами, обертаючими камерою змішування і центральним тілом, циліндричною вставкою з спіральними канавками, а також активним соплом з гвинтовими прорізами. Для інтенсифікації процесу диспергування пропонується також спосіб роботи ежектора, який полягає в розподілі активного потоку на два потоки.

Недоліками даних пристроїв є низька ефективність процесу диспергування багатофазного потоку, так як він проходить у камері змішування і поза камерою змішування у дифузорі та значна втрата тиску на диспергуючих елементах.



- 1 – корпус; 2 – патрубок; 3 – центральне тіло;  
4 – камера змішування; 5 – дифузор;  
6 – гвинтові ребра; 7 – пасивне сопло

**Рисунок 7 – Струминний насос з центральним обертаючим тілом**

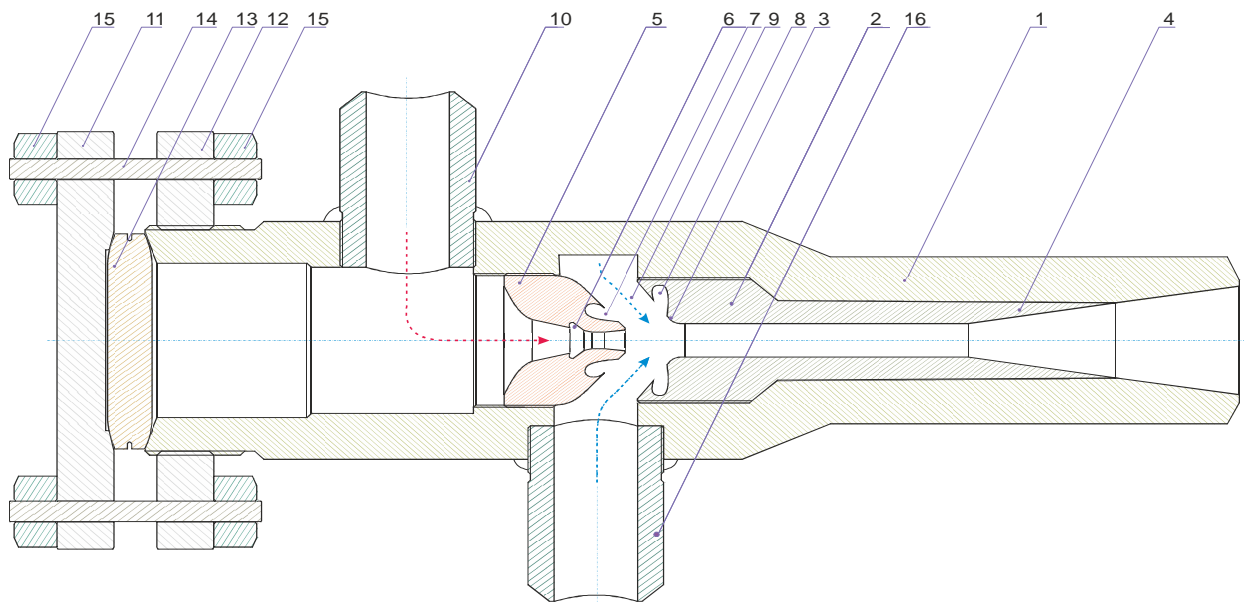
Нами розроблено багатофазний ежекторний пристрій, який дає змогу за раціонального використання енергії активного потоку інтенсивно диспергувати багатофазні потоки полем гідродинамічних коливань, генерованих тороїдальними вихровими камерами.

На рис. 8 зображено загальний вигляд багатофазного ежекторного пристрою з тороїдальними вихровими камерами

Пристрій складається з корпусу 1, в який послідовно вкручуються циліндрична камера змішування 2 з конфузуром 3 та дифузором 4 і активне сопло 5. Внутрішня і зовнішня поверхні активного сопла 5 та внутрішня поверхня конфузора 3 виготовлені з тороїдальними вихровими камерами, відповідно 6, 7 і 8. Корпус 1 обладнано патрубком 10 для підводу активного потоку і патрубком 16 для підводу пасивного потоку. Зі сторони входу активного потоку корпус 1 заглушений за допомогою фланців 11, 12, лінзової заглушки 13, шпильок 14 і гайок 15.

Працює багатофазний ежекторний пристрій таким чином.

Активний багатофазний потік (сирий газ із високонапірної свердловини) через патрубок 10 поступає в корпус 1 ежекторного пристрою і направляється в активне сопло 5, де інтенсивно диспергується полем гідродинамічних коливань, створеним тороїдальною вихровою камерою 6, і формується у струмінь. Струмінь активного потоку, входячи в камеру змішування 2, знижує тиск в пасивному кільцевому соплі 9 і захоплює пасивний потік (сирий газ із низьконапірної свердловини), який надходить в кор-



1 – корпус; 2 – циліндрична камера змішування; 3 – конфузоз; 4 – дифузоз; 5 – активне сопло; 6, 7, 8 – тороїдальні вихрові камери; 9 – пасивне кільцеве сопло; 10 – патрубок для введення активного потоку; 11, 12 – фланці; 13 – лінзова заглушка; 14 – шпильки; 15 – гайки; 16 – патрубок для введення пасивного потоку

**Рисунок 8 – Багатофазний ежекторний пристрій з тороїдальними вихровими камерами**

пус 1 пристрою через патрубок 16. При проходженні пасивного потоку через пасивне кільцеве сопло 9 він з двох сторін диспергується полем гідродинамічних коливань, створеним тороїдальними вихровими камерами 7 і 8. В камері змішування 2 і дифузозі 4 проходить перемішування активного та пасивного потоків і формування їх в потік заданого тиску [8].

Отже, розроблений нами багатофазний ежекторний пристрій за рахунок оснащення активного і пасивного кільцевого сопел тороїдальними вихровими камерами дає змогу при раціональному використанні енергії активного потоку інтенсивно диспергувати багатофазні потоки полем гідродинамічних коливань і, тим самим, підвищити ефективність його роботи в цілому, а використання його в технологічних процесах експлуатації низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин призведе до продовження періоду їх стабільної роботи.

### Література

1 А.с. 1242650 СССР, МКИ F 04 F 5 / 14. Струйный аппарат [Текст] / Е. И. Прямыцын, И. Ф. Султанов (СРСР). №3819911/25-06; заявл. 04.12.84; опубл. 07.07.86, Бюл. №25.

2 А.с. 1302031 СССР, МКИ F 04 F 5 / 04. Способ работы жидкостно-газового эжектора [Текст] / Ю. Н. Васильев, Г. А. Горшкова (СРСР). №3948408/25-06; заявл. 30.08.85; опубл. 07.04.87, Бюл. №13.

3 А.с. 1164472 СССР, МКИ F 04 F 5 / 42. Способ работы жидкостно-газового эжектора [Текст] / В. А. Резник, Е. Л. Каспин (СРСР). №3402349/25-06; заявл. 07.01.82; опубл. 30.06.85, Бюл. №24.

4 А.с. 1412650 СССР, МКИ F 04 F 5 / 04. Эжектор [Текст] / А. В. Городивский, А. В. Бакин, И.И. Рошак [и др.] (СРСР). №1386752/25-06; заявл. 01.12.86; опубл. 23.08.88, Бюл. №31.

5 Декларацийний патент на винахід 40143. Україна, МПК F 04 F 5 / 16. Газовий ежектор. С.А. Шоно. опубл. 16.07.2001, бюл. № 6.

6 А.с. 1362863 СССР, МКИ F 04 F 5 / 02. Струйный аппарат [Текст] / А. М. Абдулзаде, Э. С. Иззатдуст, В. Н. Кулиев [и др.] (СРСР). №3977262/25-06; заявл. 01.10.85; опубл. 30.12.87, Бюл. №48.

7 А.с. 1231278 СССР, МКИ F 04 F 5 / 04. Струйный насос [Текст] / А.В. Безсонов, И.Ю. Ляхов, А.М. Мальцев [и др.] (СРСР). №3813978/25-06; заявл. 19.11.84; опубл. 15.05.86, Бюл. №24.

8 Патент на корисну модель 22037. Україна, МПК F 04 F 5 / 04. Багатофазний ежекторний пристрій. В.С. Петришак, В.С. Сливканич, Г.О. Хоменко [та ін.] опубл. 10.04.2007, Бюл. № 4.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
22.11.13

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

# Дослідження та методи аналізу

УДК 620.191.33

## ПОРІВНЯЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ РУЙНУВАННЯ ТРУБ ПІД ТИСКОМ ГАЗОПОДІБНОГО ВОДНЮ ТА ЧИСТОГО МЕТАНУ

І.М. Дмитрах, А.М. Сиротюк, О.Л. Лутицький, О.Л. Білий, Р.І. Вовк

Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, 79060, м. Львів, вул. Наукова, 5, тел. (032) 2631400; e-mail: [syrotiuk@ipm.lviv.ua](mailto:syrotiuk@ipm.lviv.ua)

Розроблено методику та технічні засоби для дослідження процесів руйнування труб з модельними дефектами – концентраторами напружень під дією внутрішнього тиску водню та інших газоподібних середовищ. Створено спеціалізовану лабораторію з комп'ютерним управлінням процесу випробувань на розрив конструктивних елементів трубопровідних систем транспортування газоподібного водню та його сумішей, яка в автоматичному режимі забезпечує: подачу водню в порожнину випробовуваної труби при заданій швидкості зміни внутрішнього тиску  $dp/dt = const$  та підтримання заданого тиску в трубі  $p = const$  впродовж визначеного часу  $\tau$ ; подальше навантаження труби внутрішнім тиском за деякої заданої швидкості  $dp/dt = const$  до її розриву; безперервну реєстрацію внутрішнього тиску в трубі впродовж всього періоду випробувань та візуалізацію в реальному часі на моніторі комп'ютера функції  $p = \Phi(\tau)$  для кожної стадії процесу випробування; реєстрацію моменту розриву труби і визначення руйнівного тиску  $p = p^*$ ; виключення випробувальної системи після розриву труби і випуск відпрацьованої газової суміші з порожнини камери в атмосферу.

Проведені порівняльні випробування труб зі сталі X52 під тиском газоподібного водню і метану (модель природного газу) свідчать про зниження величини руйнівного тиску під дією водневого середовища. Здійснені фрактографічні дослідження поверхонь руйнування труб виявили різні домінуючі механізми руйнування: в'язкий „ямковий” механізм руйнування сталі за випробувань у метані і характерний рельєф квазісколу у присутності водню. Одержані результати вказують на можливість реалізації механізму водневого окрихчення малолегованих трубопровідних сталей в околі концентраторів напружень навіть за достатньо низьких тисків газоподібного водню в трубопроводі ( $p = 2,0$  МПа) і температурі 20 °С.

Ключові слова: елементи трубопровідних систем; низьколеговані сталі; газоподібний водень; метан; концентратори напружень; поверхня руйнування; водневе окрихчення матеріалу; руйнівний тиск.

Разработана методика и технические средства для исследования процессов разрушения труб с модельными дефектами – концентраторами напряжений под действием внутреннего давления водорода и других газообразных сред. Создана специализированная лаборатория с компьютерным управлением процесса испытаний на разрыв конструктивных элементов трубопроводных систем транспортирования газообразного водорода и его смесей с другими газами, которая в автоматическом режиме обеспечивает: подачу водорода в полость испытываемой трубы при заданной скорости изменения внутреннего давления  $dp/dt = const$  и поддержания заданного давления в трубе  $p = const$  на протяжении определенного времени  $\tau$ ; дальнейшее нагружение трубы внутренним давлением при некоторой заданной скорости  $dp/dt = const$  до ее разрушения; непрерывную регистрацию внутреннего давления трубы на протяжении всего периода испытаний и визуализацию в реальном времени на мониторе компьютера функции  $p = \Phi(\tau)$  для каждой стадии процесса испытаний до момента разрыва трубы и определения разрушающего давления  $p = p^*$ ; выключение испытательной системы после разрыва трубы и выпуск отработанной газовой смеси из полости камеры в атмосферу.

Проведены сравнительные испытания труб из стали X52 под давлением газообразного водорода и метана (модель природного газа) показали снижение величины разрушающего давления при действии водородной среды. Проведенные фрактографические исследования поверхностей разрушения труб показали различные доминирующие механизмы разрушения: вязкий „ямочный” механизм разрушения сталей в метане и характерный рельеф квазисколы в присутствии водорода. Полученные результаты указывают на возможность реализации механизма водородного охрупчивания низколегированных трубопроводных сталей

в окрестности концентраторов напряжений даже при достаточно низких давлениях газообразного водорода в трубопроводе ( $p = 2,0$  МПа) и температуре ( $p = 2,0$  МПа).

Ключевые слова: элементы трубопроводных систем; низколегированные стали; газообразный водород; метан; концентраторы напряжений; поверхность разрушения; водородное охрупчивание материала; разрушающее давление.

*The methods and technical means for fracture study of pipes with model defects (with the help of stress concentrators under the influence of the internal pressure of the hydrogen and other gaseous environments) have been developed. The special laboratory with computer control of burst testing process of the pipeline system structural components for transmission of gaseous hydrogen and its mixtures has been built. This system provides the following in automatic mode: hydrogen supply into the tested pipe under assigned rate of internal pressure change  $dp/dt = \text{const}$  and maintenance of the assigned internal pipe pressure  $p = \text{const}$  during definite time  $\tau$ ; further internal pressure loading of the pipe at some assigned rate  $dp/dt = \text{const}$  up to its burst; continuous recording of the pipe internal pressure during the whole period of testing and real time visualising of the function  $p = \Phi(\tau)$  for each testing stage on the computer screen; recording of the pipe burst point and determining of the burst pressure  $p = p_*$ ; the testing system turning down after the pipe burst and outlet of the waste gaseous mixture from the chamber cavity into the atmosphere.*

*The conducted comparative studies of the pipes made of the X52 steel under pressure of the gaseous hydrogen and methane (model of natural gas) have confirmed decreasing of the burst pressure under the influence of the hydrogen environment. The conducted fractography of the pipe fracture surfaces has revealed the following different dominant fracturing mechanisms: the tough "dimple" fracturing mechanism of the steel which is tested in methane and characteristic quasi-spalling relief in the presence of hydrogen. The obtained results show the possibility of realisation of hydrogen embrittlement mechanism for low-alloyed pipeline steels at the stress concentrators even under quite low gaseous hydrogen pressures in the pipeline ( $p = 2,0$  МПа) and temperature of  $20^\circ\text{C}$ .*

Keywords: pipeline system elements; low-alloyed steels; gaseous hydrogen; methane; stress concentrators; fracture surface; hydrogen embrittlement; burst pressure

**Вступ.** Українська газотранспортна мережа відіграє важливу роль як для національної економіки України, так і в глобальному значенні [1]. Ця важливість буде постійно зростати у зв'язку з перспективними планами впровадження європейської водневої енергетичної інфраструктури (див. наприклад [2, 3]), яка передбачає можливе використання існуючих трубопроводних мереж для транспортування сумішей природного газу та водню. Аспекти, що відносяться до технічної реалізації цих проєктів, а також їх економічне обґрунтування наведено та обговорюється у відповідній спеціалізованій літературі [4–11].

Тому проблеми, що відносяться до безпеки, надійності та цілісності газотранспортних мереж, які містять суміші природного газу та водню, є актуальними та важливими. Перш за все існує ймовірність, так званої, проблеми „водневого окрихчення” металу трубопроводів – впливу транспортованого водню на механічні властивості матеріалу [12, 13].

Окрім цього, специфічна довготривала експлуатація трубопроводів сприяє процесам наводнювання сталей. Умови зовнішнього середовища спричиняють процеси вільної корозії, де водень утворюється на поверхні металу як катодна складова відповідних електрохімічних реакцій. Цей факт був доведений декількома спеціальними дослідженнями (див. наприклад [7, 8, 14–17]). Також у експлуатаційних умовах при застосуванні катодного протикорозійного захисту можливе наводнювання трубопроводних сталей. Це спричиняє проблему конструкційної цілісності підземних трубопроводів, які експлуатуються тривалий період [18].

У зв'язку з цим, порівняльні дослідження руйнування труб під тиском газоподібного водню та чистого метану (модель природного газу) є актуальною науковою та науково-технічною задачею.

### **Аналіз сучасних досліджень і публікацій.**

Актуальність і важливість досліджень взаємодії водню з конструкційними металами та сплавами пов'язана, в першу чергу, з використанням водню як перспективного енергоносія. Цей напрям досліджень є однією із пріоритетних тенденцій розвитку світової енергетики. Зокрема, він міститься в офіційних документах перспективного розвитку країн Європейського Союзу (див. наприклад [2, 3]). Для України цей напрям досліджень є також актуальним та важливим, і в цьому плані вже існують серйозні напрацювання в різних галузях науки і техніки.

Створення водневої енергетичної інфраструктури вимагає вирішення цілого ряду фундаментальних наукових проблем та науково-технічних завдань у галузі матеріалознавства, механіки матеріалів, інженерії поверхні металів та ін. Це, перш за все, розроблення та впровадження у практику дешевих технологій одержання водню у великих кількостях, розроблення нових класів матеріалів – ефективних акумуляторів водню, а також створення комплексу відповідного устаткування та металевих конструкцій (хімічні реактори, резервуари, трубопроводні системи, паливні комірки тощо), які можуть надійно функціонувати у воденьвмісних середовищах.

На сьогоднішній день загальновідомим є факт впливу водню на механічні властивості матеріалів. Однак відомо також, що залежно від умов взаємодії у системі „матеріал – воденьвмісне середовище” цей вплив може реалізуватись через цілий спектр різноманітних за фізико-хімічною природою явищ, які в кінцевому рахунку і призводять до втрати матеріалом своїх експлуатаційних характеристик. Тому наукова література визначає сучасний стан проблеми, як недостатньо вивчений, особливо у розумінні конкретних механізмів дії водню на процеси

Таблиця 1 – Хімічний склад сталей

Марка сталі	Вміст елементів, %													
	C	Mn	Si	Cr	Ni	Cu	V	Mo	Ti	Nb	S	P	Al	Fe
K52 (Україна)	0,20	1,65	0,60	0,80	0,30	0,30	0,10	—	—	—	0,035	0,033	—	баланс
X52 (ЄС)	0,22	1,22	0,24	0,16	0,14	0,19	—	0,06	0,04	<0,05	0,036	—	0,032	баланс

руйнування залежно від специфіки системи „матеріал – середовище” (див. [19–23]).

У високорозвинутих європейських країнах, США та Канаді такі дослідження перебувають на стадії інтенсивного розвитку у контексті глобального завдання – створення інфраструктури водневої енергетики. Тому їх реалізація відбувається через, так звані, інтеграційні проекти, які охоплюють широкий спектр наукових, технічних та соціо-економічних проблем [3].

У цьому плані трубопроводи, що використовуються для транспортування воденьвмісних середовищ, розглядаються як об’єкти підвищеної відповідальності і важливості в рамках індустріальної та соціальної інфраструктури. З технічної точки зору вони є складними тривимірними конструкціями, які складаються з прямолінійних ділянок, патрубків, згинів, різнорідних зварних з’єднань тощо. Крім того, умови їх експлуатації є досить жорсткими і складними, оскільки вони підлягають впливу ряду чинників, таких як внутрішній тиск та циклічні навантаження (вібрації), дія яких підсилюється внутрішнім та зовнішнім середовищами. Потенційний синергізм впливу цих чинників підвищує ризик виникнення непрогнозованих пошкоджень та руйнувань впродовж їх тривалої експлуатації, що може спричинити аварійні ситуації з непередбачуваними техніко-економічними та соціальними наслідками [1, 12, 13].

### Формулювання цілей статті

*Метою* цієї роботи було здійснення порівняльних натурних досліджень руйнування труб з модельними дефектами – концентраторами напружень під дією внутрішнього тиску газоподібного водню та чистого метану (модель природного газу).

Досягнення поставленої мети вимагало вирішення наступних *задач*:

розробити методику та технічні засоби для проведення досліджень;

провести випробування та здійснити аналіз одержаних результатів для встановлення механізму руйнування труб у заданих умовах.

*Об’єкт дослідження*: процеси руйнування низьколегованих трубопровідних сталей з модельними дефектами – концентраторами напружень, що експлуатуються в умовах сумісної дії механічних навантажень та газоподібного водню і його сумішей з природним газом.

*Предмет дослідження*: величина руйнівного тиску газу для різних систем „матеріал–середовище”.

*Методи дослідження* – поєднання експериментальних методів механічних випробувань матеріалів, механіки руйнування та матеріалознавства.

### Виклад основного матеріалу

*Матеріали та послідовність випробувань*. Досліджувались низьколеговані сталі з границею міцності на рівні 500...550 МПа, які застосовуються для виготовлення трубопровідних систем у газотранспортній індустрії. Для порівняння було вибрано дві типові сталі, що застосовуються для виготовлення труб газотранспортних мереж: сталь K52 – вітчизняного виробництва та сталь X52 – виробництва Європейського Союзу. Хімічний склад сталей та їх механічні характеристики наведено відповідно у табл.1 і 2.

Таблиця 2 – Механічні характеристики сталей

Марка сталі	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\delta$ , %
K52 (Україна)	510	353	20,0
X52 (ЄС)	528	410	30,2

Особливістю здійснених досліджень було те, що зразки (рис. 1, 2) виготовлялись із реальних труб різних типорозмірів (див. табл. 3).

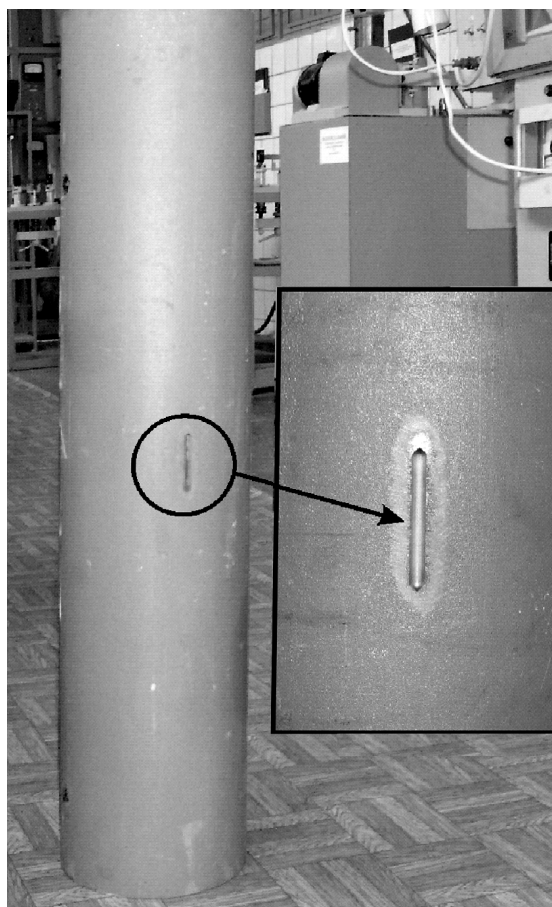


Рисунок 1 – Зразок для випробувань

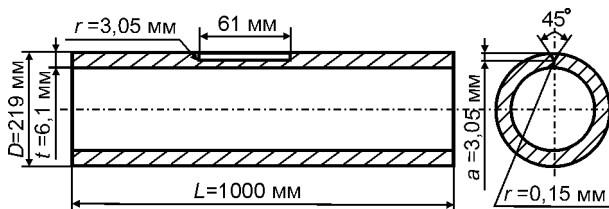


Рисунок 2 – Геометричні розміри зразка

Таблиця 3 – Типорозміри труб

№	Зовнішній діаметр D, мм	Товщина стінки t, мм
1	159	3,0; 3,5; 4,0; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0
2	168	3,0; 5,5; 6,0; 7,0
3	219	6,0; 7,0; 8,0

Для встановлення впливу газоподібного водню на міцність та довговічність досліджуваних сталей і труби як конструктивного елемента трубопроводу була застосована така процедура випробувань (рис. 3): навантаження труби з заданою швидкістю зміни внутрішнього тиску (ділянка I) – витримування за заданого значення тиску газу (ділянка II) – подальше навантаження труби до розриву з заданою швидкістю зміни внутрішнього тиску (ділянка III).

Автоматична система для випробувань труб під внутрішнім тиском [24]. Для реалізації програми експериментальних досліджень було розроблено спеціальну камеру (рис. 4). Вона складається з трьох циліндрів: труби-зразка 1, зовнішнього циліндра 2 та внутрішнього циліндра 3. Кінці труби-зразка 1 закріплено у направляючих втулках 4, довжиною 200 мм

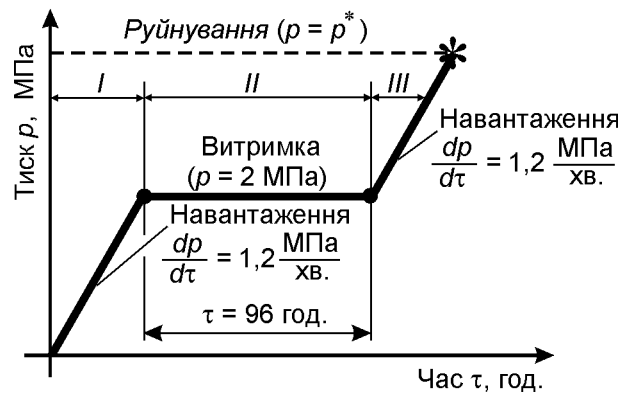


Рисунок 3 – Послідовність випробувань

кожна. Герметичність камери забезпечується спеціальними кільцевими ущільненнями 5, які знаходяться на кришках 6 та 7.

Зовнішній циліндр 2 ( $d=375$  мм) відіграє роль захисного кожуха. Внутрішній циліндр 3 ( $d=165$  мм) виконує технологічну функцію, зменшуючи об'єм водню всередині труби-зразка 1, що випробується. Це зроблено з огляду на дотримання вимог правил техніки безпеки у ході проведення випробувань.

Конструктивною особливістю розробленої камери є додатковий простір між трубою-зразком 1 та захисним кожухом 2, який заповнений інертним газом (аргоном). Це дає змогу запобігти виникненню небезпечної ситуації при випробуваннях, тобто в момент розриву труби витік водню відбувається не в атмосферу, а в заповнений аргоном об'єм.

Загальний вигляд випробувальної камери наведено на рис. 5. Тут для кращого огляду захисний кожух знято.

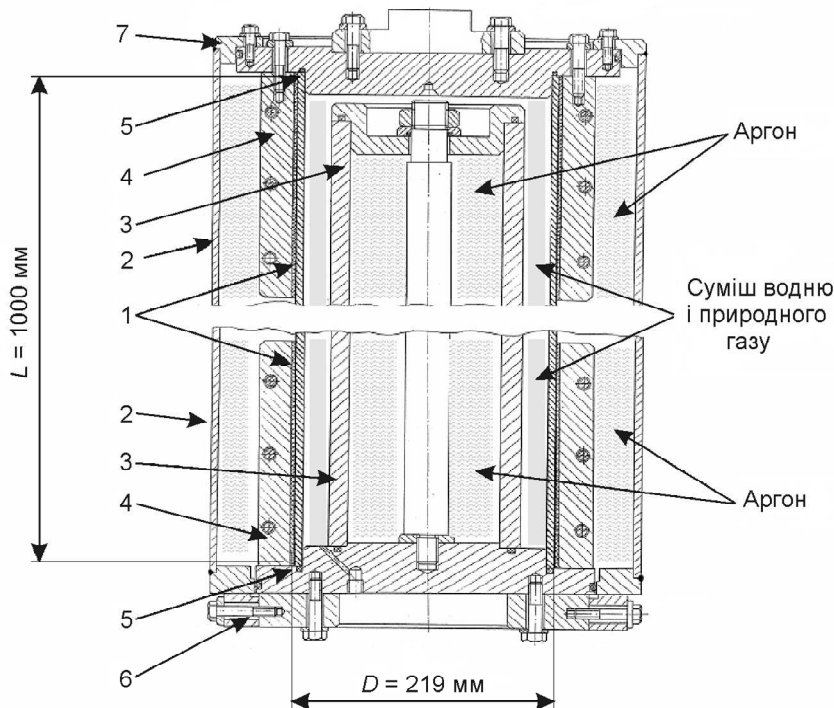


Рисунок 4 – Спеціальна робоча камера для випробувань





Рисунок 5 – Робоча та захисна камери

Загальну схему автоматичної системи для випробувань зразків-труб під тиском газоподібного водню наведено на рис. 6. Системою керує комп'ютер за спеціальною програмою, що дозволяє здійснювати випробування зразків в автоматичному режимі у такій послідовності:

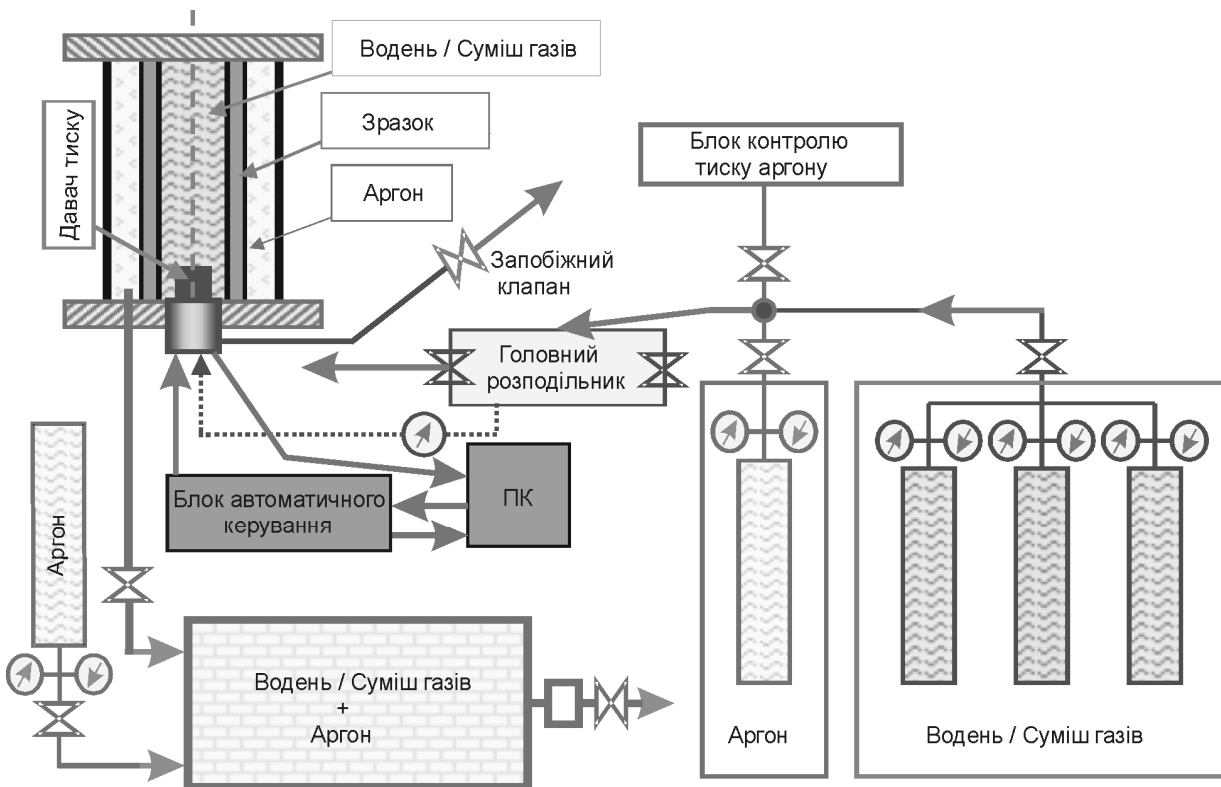


Рисунок 6 – Загальна схема автоматичної системи для випробувань зразків-труб під внутрішнім тиском газоподібного водню та метану

навантаження труби з заданою швидкістю зміни внутрішнього тиску – витримування заданого значення тиску газу, подальше навантаження труби до розриву (див. рис. 3).

Система має вибухобезпечне виконання і складається з таких основних компонентів. Клапан-засувка з електроприводом (виробництва „Клапан”, Росія) використовується для автоматичного наповнення, регулювання та підтримання заданого тиску водню всередині труби.

Спеціальний вибухобезпечний трансмітер тиску водню MBS 4251 (виробництва „Yosogawa Electric Corporation”, Японія) використовується для подачі газоподібного водню в порожнину труби.

Спеціальний вибухобезпечний трансмітер тиску небезпечних газів EJA510 (виробництва „DanFoss Electric Corporation”, Данія) використовується для автоматичної зупинки випробувань у момент розриву труби, а також для видалення відпрацьованої газової суміші з випробувальної камери.

Блок автоматичного контролю (виробництва „Schindler Electric Corporation”, Франція) керує роботою зазначених вище компонентів, за командою комп'ютера відповідно до спеціально розробленої програми.

Апробація створеного устаткування та систем. Згідно існуючих вимог, лабораторія для проведення випробувань займає два окремі приміщення. Перше приміщення призначене для засобів дистанційного управління та контролю за експериментом, а також для обслуговуючого персоналу (рис. 7). Друге – це спеціальний вибухобезпечний бокс, де розміщений випробуваний стенд (рис. 8).



**Рисунок 7 – Загальний вигляд операторської для автоматичного керування випробуваннями**

Балони з воднем, метаном, сумішами „водень–метан” та аргонем винесені за межі будівлі лабораторії і зберігаються в окремих боксах. З’єднувальні газові лінії виконано з трубок із нержавіючої сталі діаметром 6 мм та товщиною стінки 2 мм. Перед початком кожного випробування всі трубопроводи та порожнини дослідного устаткування очищаються від залишків повітря шляхом продування аргонем.

Лабораторія також обладнана незалежною системою безпеки „Дозор”, яка контролює загазованість приміщень і у випадку виникнення позаштатних ситуацій автоматично зупиняє процес випробування.

Автоматична випробувальна система забезпечує наступні функції:

- подавання водню в порожнину випробовуваної труби при заданій швидкості зміни внутрішнього тиску  $dp/d\tau = \text{const}$ ;

- підтримання заданого тиску в трубі  $p = \text{const}$  впродовж визначеного часу  $\tau$ ;

- навантаження труби внутрішнім тиском за деякої заданої швидкості  $dp/d\tau = \text{const}$  до її розриву ( $p = p^*$ );

- безперервну реєстрацію внутрішнього тиску в трубі впродовж всього випробування  $p = \Phi(\tau)$ ;
- візуалізацію в реальному часі на моніторі комп’ютера функції  $p = \Phi(\tau)$  для кожної стадії процесу випробування (рис. 9);

- реєстрацію моменту розриву труби і визначення руйнівного тиску  $p = p^*$  (рис. 10);

- безперервну реєстрацію тиску на зовнішній поверхні випробовуваної труби (об’єм у випробувальній камері заповнений аргонем) впродовж всього випробування;

- автоматичний випуск відпрацьованої газової суміші „водень–аргон” з порожнини камери в атмосферу після розриву труби;

- аварійне вимкнення випробувальної системи і автоматичне випускання газів в атмосферу.



**Рисунок 8 – Спеціальне вибухобезпечне приміщення для випробувального стенду**

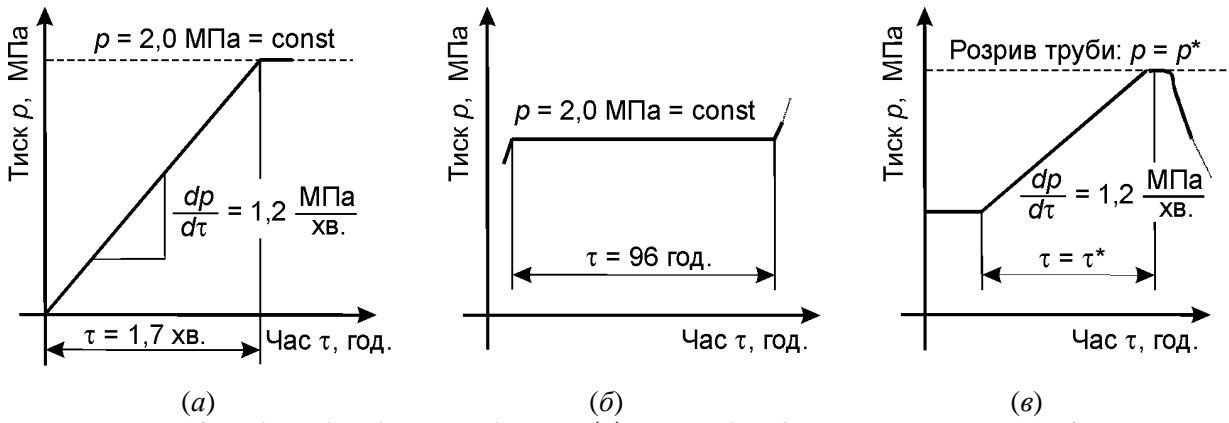


Рисунок 9 – Візуалізація функції  $p = \Phi(\tau)$  на моніторі персонального комп'ютера для кожної стадії випробування

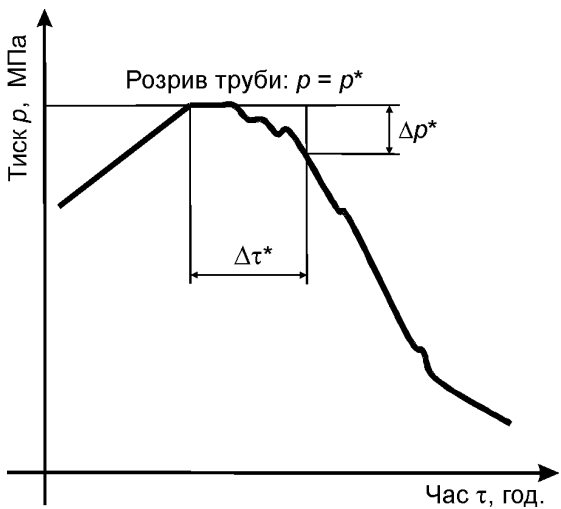


Рисунок 10 – Схема реєстрації моменту розриву труби та визначення руйнуючого тиску  $p = p^*$

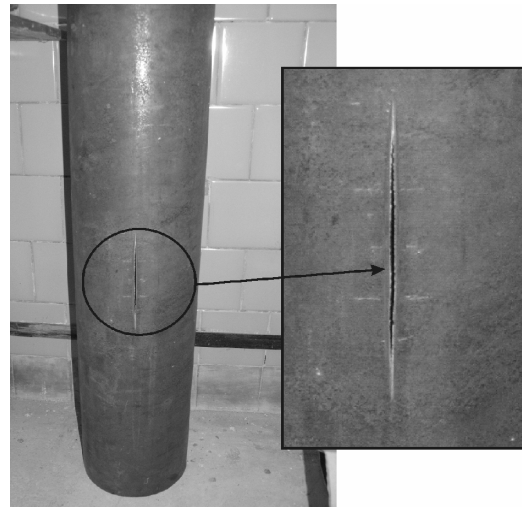


Рисунок 11 – Приклад пружно-пластичного руйнування труби

*Проведення попередніх випробувань.* З метою відпрацювання розробленої методики досліджень та перевірки працездатності створеного устаткування при різних режимах випробувань була проведена серія попередніх експериментів на зразках-трубах розмірами  $D = 216$  мм,  $t = 6$  мм,  $L = 1000$  мм.

Випробовуючи на розрив труби зі сталі K52, була відпрацьована процедура експериментів та реєстрації руйнівного тиску у випадку пружно-пластичного руйнування труби (рис. 11) та крихкого катастрофічного руйнування (рис. 12). Це було досягнуто шляхом різних комбінацій параметрів швидкості зміни внутрішнього тиску в трубі та часу її витримування заданим тиском впродовж визначеного часу для концентраторів напружень різних розмірів.

*Особливості руйнування труб під тиском газоподібного водню та чистого метану.* Випробовували труби зі сталі X52 діаметром 219 мм та товщиною стінки 6,1 мм із зовнішніми концентраторами напружень, розташованими паралельно осі труби. Геометрію зразка та концентратора напружень наведено на рис. 1 та 2.

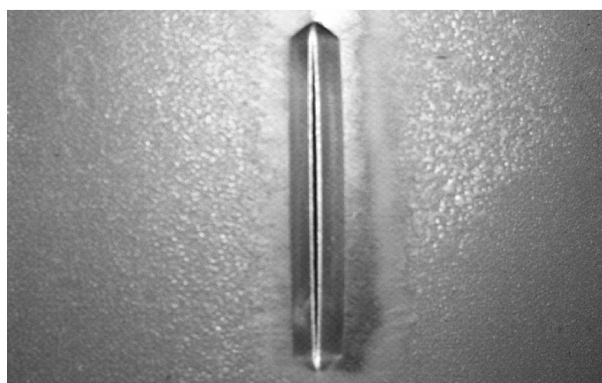
Випробування проведено за швидкості зміни внутрішнього тиску в трубі  $dp/d\tau = 1,2$  МПа/хв. та попередній витримці труби під тиском  $p = 2,0$  МПа впродовж 96 год. Встановлено, що руйнівний тиск  $p = p^*$  для труб випробуваних у метані становив 12,2 МПа, а для труб випробуваних у водні – 11,8 МПа.

Аналіз випробуваних зразків дав змогу виявити основні відмінності особливостей руйнування сталей у присутності водню, порівняно з метаном (рис. 13 та 14).

Після випробування на розрив було здійснено вимірювання залишкової деформації труби  $\Delta$  біля концентратора напружень, а також розкриття  $\delta$  концентратора напружень. Схеми вимірювань наведено відповідно на рис. 15 та 17. Одержані результати показали, що залишкова деформація (оєпуклість) труби біля концентратора напружень є більшою під час випробувань у водні порівняно з випробуваннями метану (табл. 4, рис. 16). Розкриття надрізу (концентратора напружень) є також більшим після випробувань труби на розрив у водні, ніж у метані (табл. 5, рис. 18).



Рисунок 12 – Приклад крихкого руйнування труби

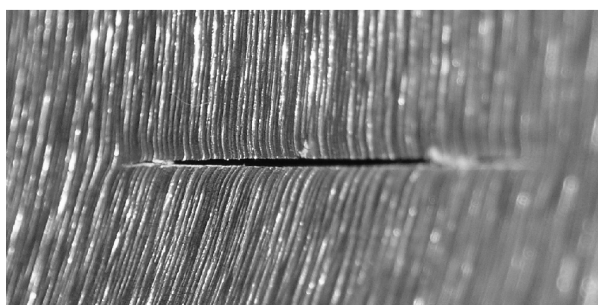


а)

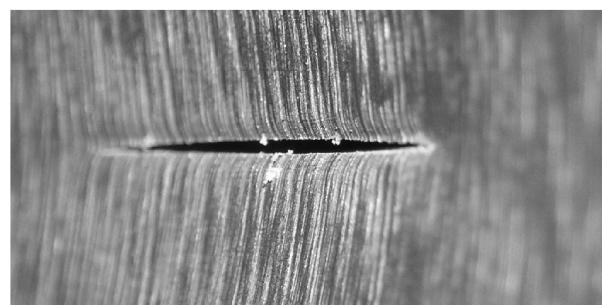


б)

Рисунок 13 – Загальний вигляд розриву випробуваних у метані (а) та газоподібному водні (б) труб біля концентратора напружень – вигляд із зовнішньої сторони труби



(а)



(б)

Рисунок 14 – Загальний вигляд розриву випробуваних у метані (а) та газоподібному водні (б) труб біля концентратора напружень – вигляд із внутрішньої сторони труби

Таблиця 4 – Залишкова деформація труби біля концентратора напружень після випробувань на розрив у метані та водні

$\Delta$ , мм	$L$ , мм										
	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50
Метан	0,03	0,25	0,95	1,85	2,30	2,40	2,30	1,80	1,00	0,24	0,03
Водень	0,03	0,25	0,95	2,00	2,60	2,75	2,60	2,00	1,05	0,25	0,03

Таблиця 5 – Розкриття надрізу (концентратора напружень) після випробувань труби на розриву метані та водні

$\delta$ , мм	$a$ , мм													
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	51,5	52,6	
Метан	0	0,34	0,47	0,53	0,61	0,60	0,58	0,55	0,46	0,20	0,09	0	–	
Водень	0	0,29	0,48	0,62	0,68	0,74	0,75	0,72	0,69	0,55	0,39	–	0	

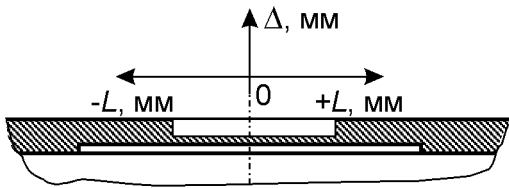


Рисунок 15 – Схема вимірювання залишкової деформації труби біля концентратора напружень

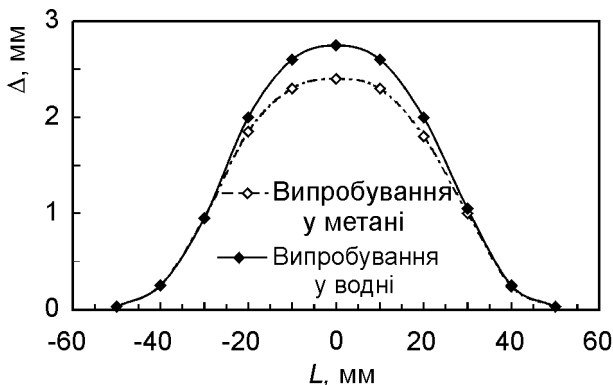


Рисунок 16 – Порівняння залишкової деформації труби біля концентратора напружень після випробувань на розрив у метані та водні

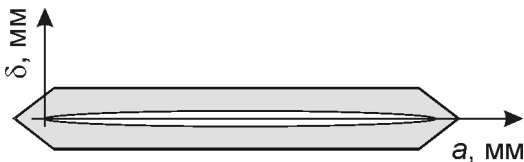


Рисунок 17 – Схема вимірювання розкриття надрізу (концентратора напружень) після випробувань труби на розрив

З одержаних результатів можна зробити опосередкований висновок про більш „крихкий” характер розриву труби біля концентратора напружень у випадку випробувань у водні порівняно з випробуваннями у метані.

Порівняльне оцінювання особливостей поверхонь руйнування труб у середовищі газоподібного водню та метані. Після проведення випробувань труб на розрив було проведено факто-

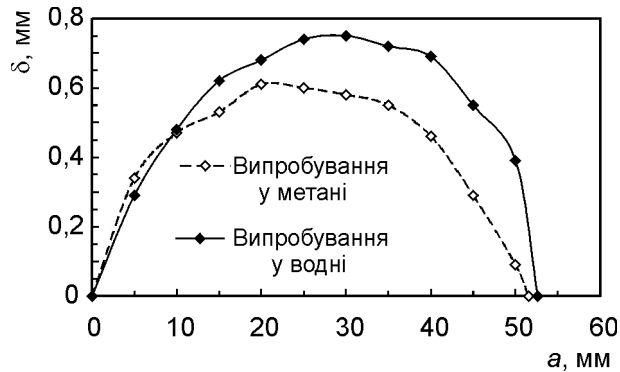


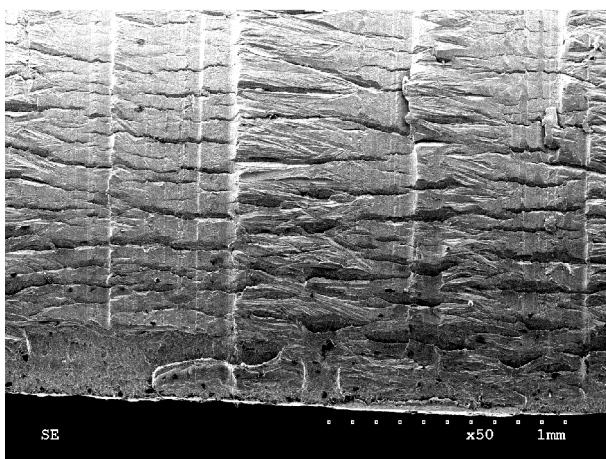
Рисунок 18 – Порівняння розкриття надрізу (концентратора напружень) після випробувань труби на розрив

графічні дослідження поверхонь їх руйнування за допомогою сканівного електронного мікроскопа. Їх порівняльне оцінювання виявило наступні особливості руйнування у середовищі газоподібного водню та метані.

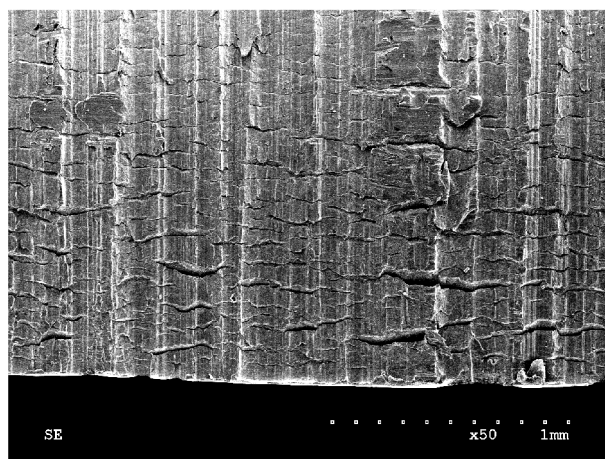
Перш за все, загальний вигляд поверхні руйнування сталі X52 за випробувань у водні характеризується мережею мікротріщин значно вищої густини, ніж у метані (рис. 19), що вказує на крихке мікророзтріскування. По-друге, морфологія поверхні руйнування сталі біля концентратора напружень за випробувань у метані має „ямковий” характер (рис. 20а), що свідчить про типовий в’язкий механізм руйнування матеріалу. У цей же час за випробувань у водні поверхня руйнування має рельєф, характерний для квазісколу, що вказує на крихке руйнування матеріалу (рис. 20б).

Слід зазначити, що одержані дані мають принципово важливе значення, оскільки вказують на потенційну можливість реалізації механізму водневого окрихчення досліджених сталей в околі концентраторів напружень, навіть за достатньо низьких тисків газоподібного водню в трубопроводі ( $p = 2,0$  МПа) і температури  $20^\circ\text{C}$ .

**Висновки.** Розроблено та апробовано оригінальне дослідне устаткування з комп’ютерним керуванням процесу випробувань на розрив конструктивних елементів трубопровідних

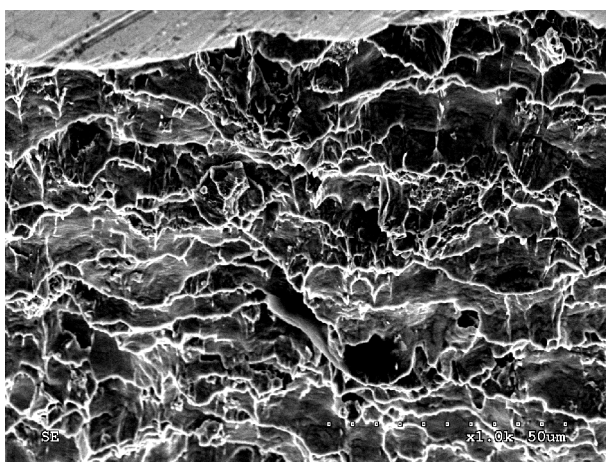


(a)

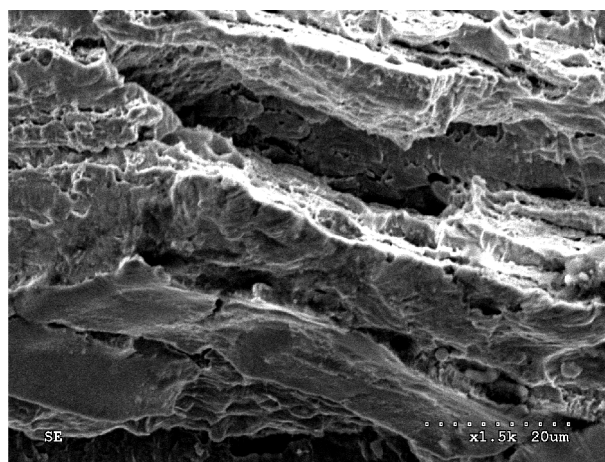


(б)

**Рисунок 19 – Загальний вигляд поверхні руйнування труби біля концентратора напружень: (a) – випробування у метані; (б) – випробування у водні**



(a)



(б)

**Рисунок 20 – Морфологія поверхні руйнування труби біля концентратора напружень: (a) – випробування у метані; (б) – випробування у водні**

систем транспортування газоподібного водню та його сумішей. Створено спеціалізовану лабораторію, яка забезпечує проведення даних досліджень в автоматичному режимі.

Одержано результати випробування труб з модельними дефектами – концентраторами напружень в умовах дії тиску газоподібного водню або метану (модель природного газу).

Показано суттєву зміну механізму руйнування труб, виготовлених із низьколегованих сталей, у присутності водню за тиску витримки до 2,0 МПа та температури 20 °С порівняно зі випробуваннями в метані, а саме, значне окрищення металу.

Запропонована методика може бути використана при встановленні критеріїв міцності та працездатності сучасних та перспективних конструкційних сталей, що експлуатуються у присутності воденьвмісних середовищ.

### Література

1 Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання [Текст]: наук.-техн. посіб.: у 3-х томах / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; за ред. В.В. Панасюка. – Т. 3: Деградація газопроводів та її запобігання. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2012. – 433 с.

2 Mulder G. Towards a sustainable hydrogen economy: Hydrogen pathways and infrastructure // Grietus Mulder, Jens Hetland, Guido Lenaers // International Journal of Hydrogen Energy. – 2007. – V. 32, Is. 10–11. – P. 1324–1331.

3 NaturalHy Project, <http://www.naturalhy.net>

4 Карпенко Г.В. Влияние водорода на свойства стали / Г.В. Карпенко, Р.И. Крипякевич. – М.: Metallurgizdat, 1962. – 246 с.

5 Панасюк В.В. Модель роста трещин в деформированных металлах при воздействии водовода / В.В. Панасюк, А.Е. Андрейкив, В.С. Харин // Физико-химическая механика материалов. – 1987. – Т. 23, № 2. – С. 3–17.

6 Ткачев В.И. Работоспособность сталей и сплавов в среде водовода / В.И. Ткачев, В.И. Холодный, И.Н. Левина. – Львів: Вертикаль, 1999. – 255 с.

7 Azevedo C.R.F. Failure analysis of a crude oil pipeline / Cesar R.F. Azevedo // Engineering Failure Analysis. – 2007. – V. 14, Is. 6. – P. 978–994.

8 Cheng Y.F. Fundamentals of hydrogen evolution reaction and its implications on near-neutral pH stress corrosion cracking of pipelines / Y.F. Cheng // Electrochimica Acta. – 2007. – V. 52, Is. 7. – P. 2661–2667.

9 Dey S. Hydrogen entry into pipeline steel under freely corroding conditions in two corroding media / S. Dey, A. K. Mandhyan, S. K. Sondhi, I. Chatteraj // Corrosion Science. – 2006. – V. 48, Is. 9. – P. 2676–2688.

10 Hardie D. Hydrogen embrittlement of high strength pipeline steels / D. Hardie, E.A. Charles, A.H. Lopez // Corrosion Science. – 2006. – V. 48, Is. 12. – P. 4378–4385.

11 Hardie D. The effect of stress concentration on hydrogen embrittlement of a low alloy steel / D. Hardie, Su'e Liu // Corrosion Science. – 1996. – V. 38, Is. 5. – P. 721–733.

12 Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання [Текст]: наук.-техн. посіб.: у 3-х томах / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; за ред. В.В. Панасюка. – Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011. – 457 с.

13 Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання [Текст]: наук.-техн. посіб.: у 3-х томах / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; за ред. В.В. Панасюка. – Т. 2: Деградація нафтопроводів і резервуарів та її запобігання. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011. – 447 с.

14 Cheng Y.F. Analysis of electrochemical hydrogen permeation through X-65 pipeline steel and its implications on pipeline stress corrosion cracking / Y.F. Cheng // International Journal of Hydrogen Energy. – 2007. – V. 32, Is. 9. – P. 1269–1276.

15 Cheng Y.F. Mechanism for hydrogen evolution reaction on pipeline steel in near-neutral pH solution / Y.F. Cheng, L. Niu // Electrochemistry Communications. – 2007. – V. 9, Is. 4. – P. 558–562.

16 Mao S.X. Mechanics and thermodynamics on the stress and hydrogen interaction in crack tip stress corrosion: experiment and theory / Scott X. Mao, M. Li // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. – 1998. – V. 46, Is. 6. – P. 1125–1137.

17 Yan M. Study on hydrogen absorption of pipeline steel under cathodic charging / Maocheng Yan, Yongji Weng // Corrosion Science. – 2006. – V. 48, Is. 2. – P. 432–444.

18 Shipilov S.A. Structural integrity of aging buried pipelines having cathodic protection / Sergei A. Shipilov, Iain Le May // Engineering Failure Analysis. – 2006. – V. 13, Is. 7. – P. 1159–1176.

19 Dey S. Study on hydrogen absorption of pipeline steel under cathodic charging / Maocheng Yan, Yongji Weng // Corrosion Science. – 2006. – V. 48, Is. 2. – P. 432–444.

20 Hardie D. Effect of hydrogen and strain rate upon the ductility of mill-annealed Ti6Al4V / D. Hardie, S. Ouyang // Corrosion Science. – 1999. – V. 41, Is. 1. – P. 155–177.

21 Ibeh B. Separation of hydrogen from a hydrogen/methane mixture using a PEM fuel cell / Blessing Ibeh, Chris Gardner, Marten Ternan // International Journal of Hydrogen Energy. – 2007. – V. 32, Is. 7. – P. 908–914.

22 Murakami Y. The effect of hydrogen on fatigue properties of steels used for fuel cell system / Yukitaka Murakami, Hisao Matsunaga // International Journal of Fatigue. – 2006. – V. 28, Is. 11. – P. 1509–1520.

23 Capelle J. A fatigue initiation parameter for gas pipe steel submitted to hydrogen absorption / J. Capelle, J. Gilgert, G. Pluvinaige // International Journal of Hydrogen Energy. – 2010. – V. 35, Is. 2. – P. 833–843.

24 Пат. України на корисну модель №57275, МПК (2011.01): G01N 13/00. Стенд для оцінки міцності та руйнування труб під внутрішнім тиском газоподібних середовищ / Лутицький О.Л., Дмитрах І.М., Вовк Р.І., Студент О.З., Білий О.Л.; власник: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України. – u 2010 03384; заявл. 23.03.2010; опубл. 25.02.2011, Бюл. № 4.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
15.11.13*

*Рекомендована до друку  
професором **Петриною Ю.Д.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Никифорчиним Г.М.**  
(Відділ корозійно-водневої деградації та захисту  
матеріалів Фізико-механічного інституту  
ім. Г.В.Карпенка НАН України, м. Львів)*

## КІНЕТИКА ПРОСОЧУВАННЯ ПОРИСТОГО КАРКАСУ NbC РОЗПЛАВОМ СТАЛІ ГАДФІЛЬДА У ПРОЦЕСІ ОТРИМАННЯ КЕРМЕТІВ

П.М. Присяжнюк, Я.А. Криль

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 717277,  
e-mail: zvd@nimg.edu.ua

*У роботі досліджено кінетику просочування в середовищі аргону розплавом сталі Гадфільда пористих каркасів NbC, що складаються з частинок розмірами близько 1 мкм з відкритою пористістю у межах від 30 до 45 %. Показано, що закономірності просочування у вказаній системі можуть бути описані із високою точністю рівняннями на основі закону Дарсі. При цьому враховано температурно-концентраційні залежності поверхневого натягу та в'язкості сталі, а також особливості морфології пористого каркасу. Запропоновано модель для математичного опису глибини просоченого шару залежно від температури та часу. Отримане рівняння може бути використане для вибору технологічних параметрів виготовлення виробів різних розмірів із керметів тугоплавка сполука-сталь Гадфільда методом просочування пористого керамічного каркасу.*

Ключові слова: поверхневий натяг сталі, змочуваність, в'язкість сталі, безвольфрамові тверді сплави.

*В работе исследовано кинетику пропитки в атмосфере аргона расплавом стали Гадфильда пористых каркасов NbC, которые состоят из частиц размерами приблизительно 1 мкм и открытой пористостью в пределах от 30 до 45 %. Показано, что закономерности пропитки в указанной системе могут быть описаны с высокой точностью уравнениями на основе закона Дарси. При этом учтены температурно-концентрационные зависимости поверхностного натяжения и вязкости стали, а также особенности морфологии пористого каркаса. Предложена модель для математического описания глубины пропитанного слоя в зависимости от температуры, времени и пористости. Полученное уравнение может быть использовано для выбора технологических параметров изготовления изделий различных размеров из керметов NbC-сталь Гадфильда методом пропитки пористого керамического каркаса.*

Ключевые слова: поверхностное натяжение стали, смачиваемость, вязкость стали, безвольфрамовые твердые сплавы.

*In this work, the treating kinetics in the argon atmosphere by molten NbC Hadfield steel are studied; a particle size is approximately 1 μm and porosity ranging from 30 to 45 %. It is shown that regularities of treating kinetics in this system can be described with high accuracy by the equation based on Darcy's law. The temperature and concentration dependences of surface tension and viscosity of molten steel and porous frame morphology features are included in treating kinetics equation. A model has been proposed for mathematical description of treating height depending on temperature, time and porosity. Derived equation can be used for technology parameters choosing in manufacturing products of different size from refractory compound – Hadfield steel cermet's by treating technique.*

Key words: steel surface tension, wetting ability, steel viscosity, tungsten free hard alloys.

### Вступ

Розробка нових безвольфрамових твердих сплавів є актуальною проблемою сучасного матеріалознавства. Найбільш розповсюдженими керметами, що використовуються у нафтогазовій галузі є вольфрамові тверді сплави типу ВК. В умовах постійного росту цін на вольфрам виникає необхідність заміни вольфрамових твердих сплавів у загальному машинобудуванні та металообробці на безвольфрамові, однак важливим при цьому є забезпечення достатнього рівня їх фізико-механічних властивостей. Це дає можливість зосередження більшого об'єму вольфрамових твердих сплавів в нафтогазовій галузі, зокрема у бурінні де їх високий комплекс властивостей порівняно з іншими керметами проявляється в повній мірі. Одними із класів керметів, що можуть застосовуватись, як альтернатива сплавам типу ВК як конструкційні та інструментальні матеріали є зокрема карбідосталі (кермети кераміка-сталь). При цьому важливим є використання для їх виготовлення недефіцитної сировини, яка є в Україні. За даними геологічної служби США (USGS) Україна

є одним із лідерів світових запасів одного із найбільш важливих легуючих елементів – марганцю (займає 2-ге місце). Сталь із високим вмістом марганцю (~ 13%) – сталь Гадфільда характеризується високою зносостійкістю в умовах динамічних навантажень, що при використанні її як матричної фази у керметах, за умови вибору оптимального фазового складу та методу отримання дає змогу компенсувати основний недолік керамічних матеріалів, а саме низьку тріщиностійкість, тому привертає увагу дослідників безвольфрамових твердих сплавів [1].

Відомі теоретичні підходи для опису процесів просочування пористих тіл носять, як правило, загальний характер і, в більшості випадків, не враховують такі особливості як температурну та концентраційну залежності поверхневого натягу та в'язкості сплавів, структурні особливості пористих тіл (дисперсність частинок, їх форму, характер взаємного розташування). Тому для коректної оцінки кінетики просочування для кожного конкретного випадку врахування вище наведених чинників є необхід-

ним. Крім цього, у випадку металокерамічних систем важливим чинником є можливість зміни структури пористого керамічного каркасу через розвиток міжфазової взаємодії з рідкою фазою. Тому проблема розроблення математичної моделі для опису кінетики просочування пористих карбідних каркасів розплавами високолегованих марганцевих сталей у даний час є невирішеною.

**Мета роботи** полягає у вивченні кінетики просочування пористого каркасу NbC сталлю Гадфільда для вибору найбільш оптимальних технологічних режимів (температура, тривалість процесу) отримання виробів різних розмірів із безвольфрамових твердих сплавів з матричною фазою на основі сталі Гадфільда.

#### Методика та об'єкти досліджень

Карбідосталі отримують, зазвичай, традиційними методами порошкової металургії: рідкофазовим спіканням та просочуванням. Враховуючи, що сталь Гадфільда, яка виготовляється в Україні під маркою 110Г13Л (далі Г13) згідно з ГОСТ 977-88 призначена для отримання виробів методом литва, найбільш раціональним способом отримання керметів, у яких вона виконує роль матричної фази, є просочування пористого керамічного каркасу. Крім цього, отримання матеріалу вказаним методом сприяє зменшенню впливу шкідливих домішок, оскільки при просочуванні вони захоплюються рідкою, рівномірно розподіляються по об'єму тіла або виносяться на його поверхню.

Недоліки процесу просочування пояснюються ускладненнями, які викликають наступні чинники: висока температура проведення процесу, можливість взаємодії пористого каркасу з розплавом, який використовується для просочування, утворення нових сполук, інтерметалідів та необмежених твердих розчинів, можливість взаємодії з газовою фазою, випаровування легуючих елементів.

Термодинаміка просочування передбачає умови, за яких заповнення капілярів пористого тіла розплавом відбувається самовільно, тобто без прикладання зовні додаткового впливу (значний перегрів вище температури плавлення сплаву-зв'язки, прикладання надлишкового тиску інертного газу і т.д.). Найважливішим чинником, що визначає принципову можливість отримання матеріалу методом просочування є змочуваність. Оптимальне значення крайового кута змочування ( $\theta$ ) при цьому знаходиться в межах 0-15°, зі збільшенням його значення швидкість просочування різко знижується. Крім цього, виникає ризик утворення непросочених мікрооб'ємів, які є концентраторами напружень і відповідно знижують рівень механічних властивостей матеріалу. Зниження крайового кута змочування шляхом значного перегріву сплаву вище точки ліквідус для сталі Гадфільда не є раціональним, оскільки це призводить до втрати її властивостей внаслідок випаровування марганцю, крім цього високі темпе-

ратури перегріву призводять до розвитку небажаних дифузійних процесів.

Враховуючи необхідність змочуваності, як передумову для забезпечення необхідної ефективності процесу просочування, як матеріал карбідного каркасу було вибрано монокарбід ніобію (NbC), який за даними [2], змочується залізом та сталями із крайовим кутом  $\sim 0^\circ$ . При цьому NbC володіє високою мікротвердістю ( $\sim 21$  ГПа). Це робить його перспективним для отримання зносостійких матеріалів.

Як вихідний матеріал використовувався порошок NbC з середнім розміром частинок  $d_c \leq 1$  мкм виробництва ДЗХР (ТУ 6-09-03-75).

Для виготовлення пористих каркасів для просочування, порошок карбиду замішувався на 5%-ному розчині каучуку в бензині, який після сушіння та грануляції пресувався у сталій прес-формі методом двостороннього пресування у брикети циліндричної форми діаметром 30 мм та висотою 50 мм. Отримання карбідних каркасів із різною відкритою пористістю (від 30 до 45%) проводилось шляхом підбору температури спікання в діапазоні від 1400 до 1600°C та тривалості витримки від 30 до 60 хв.

Просочування проводилось наступним чином: на пористі каркаси поміщались брикети сталі Г13 з розрахунку на заповнення 100% пор, каркаси з розміщеними на них брикетами сталі поміщались в алундові тиглі із засипкою оксиду цирконію марки "Ч" (хімічно інертного до сталей) з метою виключити вплив сторонніх домішок на процес просочування. Процес проводився у середовищі аргону з надлишковим тиском 0,2 МПа. Нагрів проводився до температури 1450°C, контроль температури проводився за допомогою вольфрам-ренієвої термопари ВР5/ВР20. Тривалість процесу просочування становила 100–300 с. Картину розподілу просочуючого сплаву у зразку одержували шляхом металографічного дослідження поверхні поперечного перерізу просочених карбідних каркасів.

Електронномікроскопічні дослідження морфології частинок порошку NbC, рельєфу пористого каркасу та структури просочених матеріалів проводили за допомогою скануючого електронного мікроскопа ZEISS EVO 40XVP.

#### Результати та їх обговорення

Показником просочування, що визначає міцність зчеплення між розплавом та пористим каркасом є величина роботи адгезії  $W_a$  згідно з рівнянням Юнга:

$$W_a = \gamma_{pr} (\cos(\theta) + 1), \quad (1)$$

де  $\theta$  – крайовий кут змочування,  
 $\gamma_{pr}$  – поверхневий натяг у системі розплав – газ.

Значення поверхневого натягу ( $\gamma_{стали}$ ), що є рушійною силою при просочуванні для високомарганцевої сталі є функцією від її хімічного складу та температури і у залежності від кількості та капілярної активності легуючих елементів згідно [3] розраховується за формулою:

Таблиця 1 – Розрахунок поверхневого натягу сталі 110Г13Л

Елемент	C	Mn	Si	Cr	Ni	S	P	Fe
Вміст, %	1,1	13	0,65	1,0	1,0	0,05	0,12	83,08
Атомна маса	12	55	28	52	58,7	32	31	56
$F_i$	2,0	5,0	2,2	2,5	1,4	500	1,5	1
$n_i = \% i/ат.$	0,091	0,236	0,023	0,019	0,017	0,001	0,003	1,483
$\Sigma n_i$	1,876							
$X_i = n_i/\Sigma n_i$	0,048	0,125	0,012	0,010	0,009	0,001	0,002	0,791
$X_i \cdot F_i$	0,097	0,629	0,027	0,025	0,012	0,416	0,003	0,791
$\Sigma X_i \cdot F_i$	2,003							

$$\gamma_{стали} = \gamma_{Fe} - 2000 \cdot \lg \sum_{i=1}^n F_i \cdot x_i, \quad (2)$$

де  $\gamma_{Fe}$  – поверхневий натяг чистого заліза – 1860 мДж/м<sup>2</sup>;

$x_i$  – атомна частка  $i$ -го компоненту у сплаві;

$n_i$  – число молей  $i$ -го компоненту;

$F_i$  – параметр, отриманий дослідним шляхом, що характеризує капілярну активність  $i$ -го легуючого елемента.

Для сталі Г13 розраховані параметри згідно з дослідними даними [3] для підстановки у рівняння 2 зведено у таблицю 1.

Таким чином, поверхневий натяг для сталі 110Г13Л при 1600 °С згідно з формулою 2 буде становити:

$$\gamma_{110Г13Л} = 1860 - 2000 \lg 2,003 = 1246 \text{ мДж/м}^2.$$

Капілярна активність легуючих елементів за різних температур ( $F_i^T$ ) змінюється за залежністю:

$$F_i^T = (F_i^{1600})^{1600/T}, \quad (3)$$

де  $F_i^{1600}$  – значення капілярної активності при 1600°С;

$T$  – температура, °С.

Для більшості металевих розплавів температурна залежність поверхневого натягу від температури описується рівнянням:

$$\gamma^T = \gamma^{T_{пл}} + \frac{d\gamma}{dT}(T - T_{пл}), \quad (4)$$

де  $\gamma^T$  – поверхневий натяг при даній температурі, мДж/м<sup>2</sup>;

$\gamma^{T_{пл}}$  – поверхневий натяг поблизу температури плавлення, мДж/м<sup>2</sup>;

$\frac{d\gamma}{dT}$  – температурний коефіцієнт поверхневого натягу, мДж/м<sup>2</sup>·°С,

$T_{пл}$  – температура плавлення розплаву.

Експериментальні дослідження поверхневого натягу сплавів Fe-Mn та Fe-Mn-C із різним хімічним складом, залежно від температури, проведені у роботах [4,5]. Результати свідчать, що поверхневий натяг досліджуваних сплавів з підвищенням температури знижується за лінійною залежністю. Для сплаву з вмістом 1,07 % С та 9,89 % Mn на основі оброблення експериментальних даних авторами виведено емпірич-

ну формулу залежності поверхневого натягу від температури:

$$\gamma^T = 2855 - 0,693T. \quad (5)$$

Порівняння розрахованого поверхневого натягу при 1600°С без урахування впливу інших легуючих елементів за формулою (2) (1541 мН/м) та (1557 мН/м) за формулою (4) для вказаного сплаву свідчить про високу відповідність (похибка 1%). Кутовий коефіцієнт нахилу прямих -  $k$ , які описують зниження поверхневого натягу для сплавів із різним вмістом С (від 0 до 4,2 %) та Mn (від 1,07 до 10 %) з підвищенням температури за даними [4,5] залишається практично незмінним. Згідно формули (5) його значення:  $k \sim -0,692666$ . Таким чином, шляхом екстраполяції значень поверхневого натягу розрахованих при температурі 1600°С за формулою (2) згідно з таблицею 1, розраховували його значення за нижчих температур за формулою:

$$\gamma^T = \gamma_{110Г13Л}^{1600} - 1600k + kT. \quad (6)$$

Змінюючи у рівнянні (2) співвідношення Mn та Fe (при цьому вміст інших легуючих елементів залишаючи незмінним) та підставляючи отримані значення поверхневого натягу при 1600°С у рівняння (6), отримано залежність поверхневого натягу сталей від вмісту Mn за різних температур (рис. 1).

Таким чином, марганець є адгезійно-активним елементом у марганцевих сталях (знижує поверхневий натяг), що при заданому значенні роботи адгезії згідно рівняння (1), сприяє розтіканню розплаву (зниженню крайового кута змочування) відносно тугоплавких сполук.

У даний час, для опису кінетики просочування існують два основні підходи: рівняння Дарсі для потоку та фізична модель руху рідини в одиночному капілярі з урахуванням його параметрів. Для стаціонарного ламінарного потоку рідини, що не стискається, рівняння Дарсі має вигляд:

$$\frac{dh(t)}{dt} = -\frac{k dp}{\mu dx}, \quad (7)$$

де  $\frac{dh(t)}{dt}$  – об'ємна швидкість просочування розплавом;

$p$  – тиск;

$\mu$  – динамічна в'язкість розплаву;

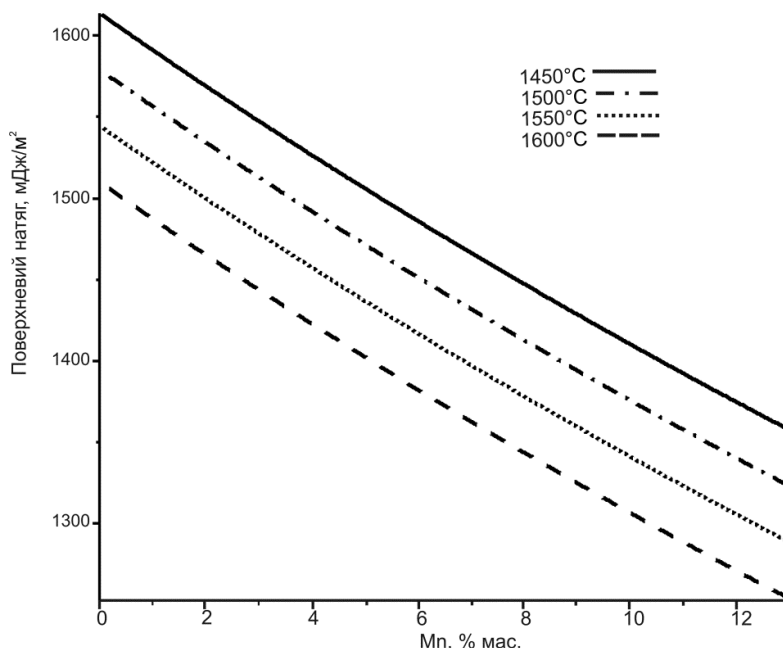


Рисунок 1 – Залежність поверхневого натягу сталі від вмісту марганцю

$x$  – висота пористого тіла;  
 $k$  – коефіцієнт проникності, що враховує геометрію капілярів пористого тіла.

Коефіцієнт проникності  $k$  згідно з рівнянням Козені [6] розраховується за формулою:

$$k = C \frac{\Pi^3}{\varepsilon S^2}, \quad (8)$$

де  $\Pi$  – пористість;

$\varepsilon$  – коефіцієнт звивистості пористого каркасу, що враховує відхилення капіляру від прямолінійного;

$c$  – коефіцієнт;

$S$  – питома поверхня частинок.

Рівняння (8) було видозмінено Карманом на основі аналізу експериментальних даних та отримало вигляд рівняння Козені – Кармана, що базується на розв'язку рівняння Нав'є-Стокса для пористого тіла, що складається зі сферичних частинок [7]:

$$k = \frac{\Pi^3}{5S^2 \varepsilon (1 - \Pi)^2}. \quad (9)$$

Питома поверхня частинок у даному рівнянні – це відношення площі частинки до її об'єму. За результатами аналізу морфології частинок вихідного порошку (рис. 2) та структури пористого каркасу (рис. 3) приймаємо за основу сферичну форму частинок.

У випадку сферичної частинки діаметром  $d_c$ , питома поверхня буде становити:

$$S = \frac{s_{cf}}{v_{cf}} = \frac{4\pi \left(\frac{d_c}{2}\right)^2}{\frac{4}{3}\pi \left(\frac{d_c}{2}\right)^3} = \frac{6}{d_c}. \quad (10)$$

Для розрахунку коефіцієнту звивистості  $\varepsilon$  існує ряд емпіричних функцій, що пропонуються різними авторами (розглянуті в роботі [8]),

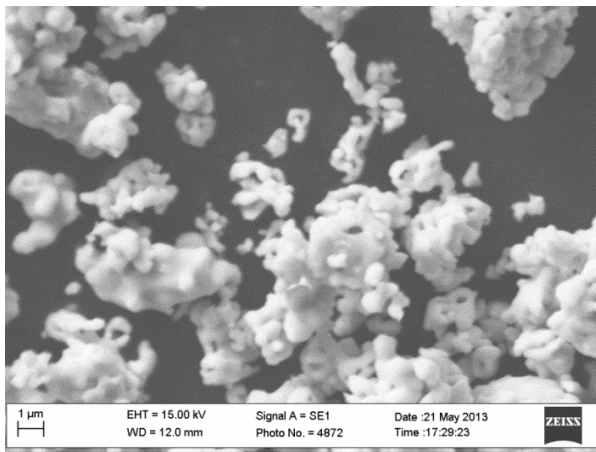


Рисунок 2 – Морфологія частинок порошку NbC

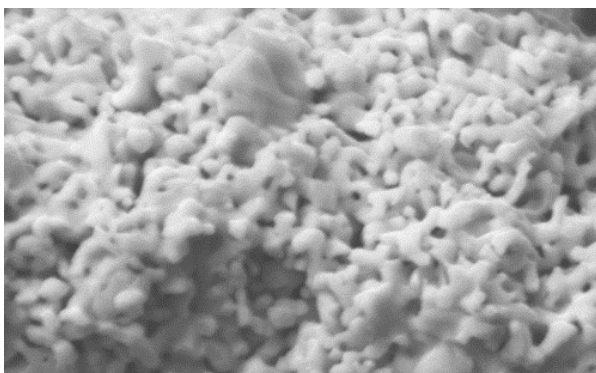
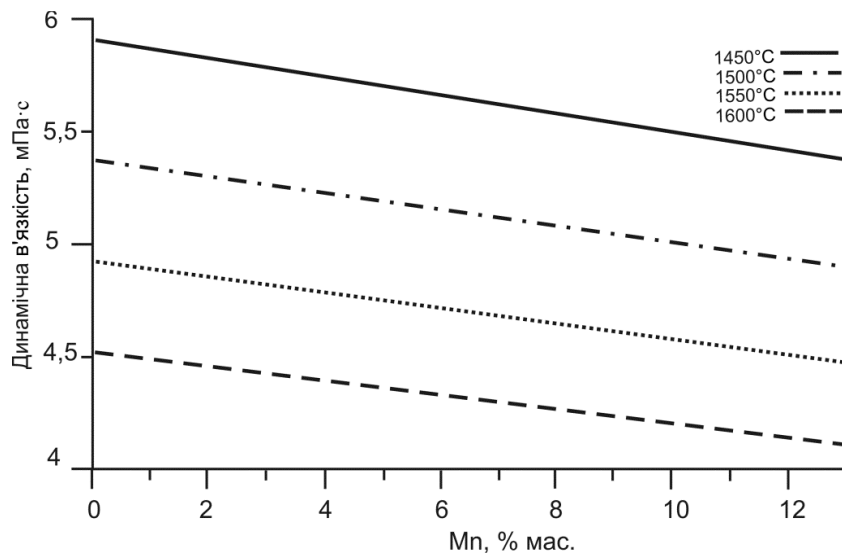


Рисунок 3 – Фрактограма злому пористого каркасу NbC (×2000)

найбільш оптимальними для отриманого спеченого керамічного пористого каркасу є метод розрахунку, залежно від пористості, за формулою Арчі:



Рисунки 4 – Залежність динамічної в'язкості сталі від вмісту Mn

$$\varepsilon = \frac{1}{\Pi^n}, \quad (11)$$

де показник степеня  $n$  змінюється від 0,4 до 0,5 залежно від щільності запакування частинок (приймаємо 0,4).

Таким чином, загальний вигляд рівняння для визначення коефіцієнту проникності пористого каркасу із урахуванням кількості пор та їх геометрії після підстановки рівнянь (10) та (11) у рівняння (9) набуде вигляду:

$$k = \frac{d_c^2 \Pi^3}{180 \varepsilon (1 - \Pi)^2}. \quad (12)$$

Закон росту глибини просоченого шару для пористого тіла згідно із законом Дарсі описується рівнянням:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{k \Delta P}{\mu h \Pi}, \quad (13)$$

де  $h$  – глибина просоченого шару;  
 $t$  – час;

$\Delta P$  – перепад тиску.

Розв'язуючи рівняння (13) відносно  $h$ , отримуємо залежність глибини просоченого шару від часу:

$$h(t) = \sqrt{\frac{2k}{\mu \Pi} \Delta P t}. \quad (14)$$

З урахуванням гравітаційної складової перепад тиску  $\Delta P$  при просочуванні “знизу - вгору” буде визначатись як різниця капілярного тиску  $P_c$  (тиск Лапласа у капілярі) та гідралічного тиску стовпа рідини  $P_z$ :

$$\Delta P = P_c - P_z = \frac{2\gamma \cos \theta}{r} - \rho g h, \quad (15)$$

де  $r$  – радіус капіляра, для пористих каркасів із дисперсних частинок застосовується поняття гідралічного або “ефективного” радіуса капілярів  $r_{ef}$ . Розрахунок  $r_{ef}$  у роботі [9] на основі аналізу експериментальних даних пропонується проводити з урахуванням пористості за формулою Кармана:

$$r_{ef} = \frac{r}{2} = \frac{d_c \Pi}{6(1 - \Pi)}. \quad (16)$$

Для розрахунку кінетики просочування необхідне значення в'язкості високомарганцевої сталі  $\mu$ , яке як і поверхневий натяг залежить від її хімічного складу та температури, для розрахунку в'язкості сталі використовувалась методика розрахунку [10], згідно якої розрахункова формула для в'язкості розплаву легованих сталей має вигляд:

$$\mu_{стали} = \mu_{Fe} \left( 1 + \sum_{i=1}^{n-1} \xi_i X_i \right), \quad (17)$$

де  $\mu_{стали}$  та  $\mu_{Fe}$  – в'язкість сталі Гадфільда та чистого заліза відповідно,

$\xi_i$  – коефіцієнт, що характеризує вплив  $i$ -того компонента на в'язкість сталі,

$X_i$  – молярна частка  $i$ -того компонента (табл. 1).

Значення величин  $\xi_i$  для легуючих елементів без урахування їх зміни залежно від молярного складу становлять:  $\xi_c = +1,246$ ;  $\xi_{Mn} = -0,7387$ ;  $\xi_{Si} = -5,0923$ ;  $\xi_{Cr} = +1,9906$ ;  $\xi_{Ni} = +2,7353$ ;  $\xi_s = 1,07$ ;  $\xi_p = -0,94$ .

Залежність в'язкості чистого заліза від температури згідно [11] виражається емпіричною залежністю:

$$\mu_{Fe} = 0,211 \cdot e^{\frac{5669}{T}}. \quad (18)$$

Після підстановки значень  $\xi_i$  та  $X_i$  та рівняння 18 у рівняння 17 загальне рівняння для визначення в'язкості сталі Гадфільда набуде вигляду:

$$\mu_{стали} = 0,198 \cdot e^{\frac{5669}{T}}. \quad (19)$$

Змінюючи вміст Mn у формулі 17 та враховуючи температурну залежність в'язкості чистого заліза (18), отримано концентраційні залежності в'язкості сталі за різних температур (рис. 4).

Із побудованих залежностей видно, що підвищення вмісту марганцю у сталі сприяє зниженню її в'язкості, а це, у свою чергу, згідно рівняння 7 приводить до збільшення швидкості просочування.

Враховуючи залежність “ефективного” радіусу від розмірів частинок та пористості (рівняння 16), а також значення перепаду тиску (15) рівняння 7 для швидкості просочування керамічного пористого каркасу сталлю згідно закону Дарсі набуває вигляду:

$$\frac{dh(t)}{dt} = \frac{k}{\Pi\mu h(t)} \left( \frac{6\gamma\cos\theta(1-\Pi)}{d\Pi} - \rho gh(t) \right). \quad (20)$$

Враховуючи залежність поверхневого натягу від хімічного складу сталі (2) та в'язкості сталі Гадфільда від температури (19), а також значення коефіцієнта проникності (12) при цьому нехтуючи гравітаційною складовою, рівняння 20 для визначення глибини просочування розв'язане відносно  $h(t)$  після підстановки набуває вигляду:

$$h(t, T) = \sqrt{\frac{d_u \Pi \gamma^T \cos(\theta) t}{15 \cdot 0,198 e^{\frac{5669}{T}} \varepsilon (1-\Pi)}}. \quad (21)$$

Інший підхід для опису кінетики просочування пористих тіл, базується на розв'язку рівняння руху рідини вздовж одиночного капіляру під комплексною дією на неї сил різного характеру [12]. Для просочування прямого циліндричного капіляра “ефективним” радіусом  $r$  із урахуванням дії: сили поверхневого натягу  $F_{пн}$ , сили тяжіння стовпа розплаву  $F_{мс}$ , сили, що виникає внаслідок в'язкості розплаву  $F_{ем}$  (сила в'язкого тертя згідно із законом Пуазейля),  $F_з$  – зовнішньої сили на вході в капіляр при цьому враховуючи напрямки дії сил (рис. 5), рівняння для визначення кінетики просочування має вигляд:

$$\pi r^2 \rho \frac{d}{dx} \left( h_c \frac{dh_c}{dt} \right) = F_{пн} - F_{мс} - F_{вт} - F_з. \quad (22)$$

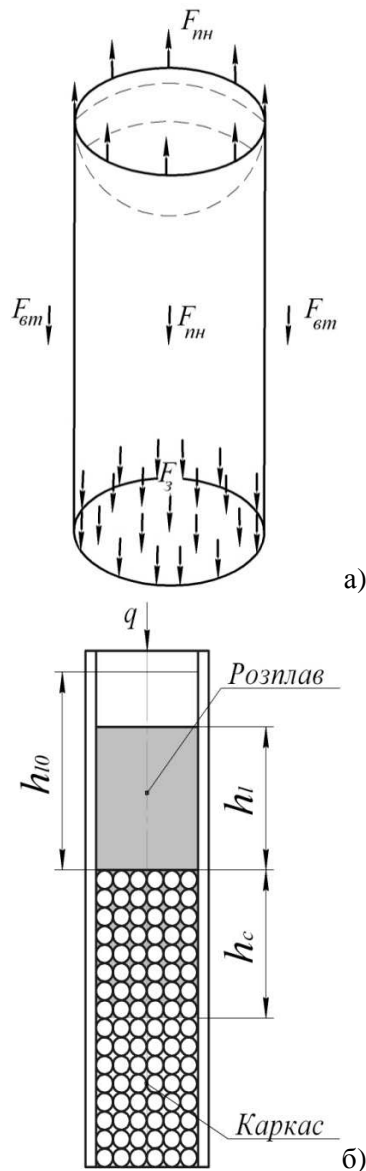
Після підстановки значень сил у рівняння 22, воно набуває вигляду:

$$\pi r^2 \rho \frac{d}{dx} \left( h_c \frac{dh_c}{dt} \right) = 2\pi r \gamma \cos\theta - \pi r^2 \rho g h_c - 8\pi \mu h_c \left( \frac{dh_c}{dt} \right) - \frac{1}{4} \pi r^2 \rho \left( \frac{dh_c}{dt} \right)^2, \quad (23)$$

де  $h_c$  – відстань просочена за час  $t$ ;  
 $\rho$  – питома маса розплаву;  
 $\mu$  – в'язкість розплаву;  
 $g$  – прискорення вільного падіння.

Аналітичне вирішення рівняння 23 має вигляд:

$$h_c(t)^2 = \left[ \frac{r\gamma\cos\theta}{2\mu} \right] t - \left[ \frac{\rho g h_c(t) r^2}{4\mu} \right] t - \frac{\rho^2 r^4}{32\mu^2} \left[ e^{-\frac{8\mu}{\rho r^2}} - 1 \right]. \quad (24)$$



а – сили, що діють в одиночному капілярі;  
 б – схема процесу просочування

**Рисунок 5 – Схема для розрахунку кінетики просочування**

Якщо тривалість процесу незначна, то рівняння 24 для просування фронту розплаву при просочуванні пористого каркасу набуває вигляду (рівняння Уошборна):

$$h_c(t)^2 = \left( \frac{\rho r^2}{4\mu} \right) \left[ \frac{2\gamma\cos\theta}{\rho r} - g h_c(t) \right] t. \quad (25)$$

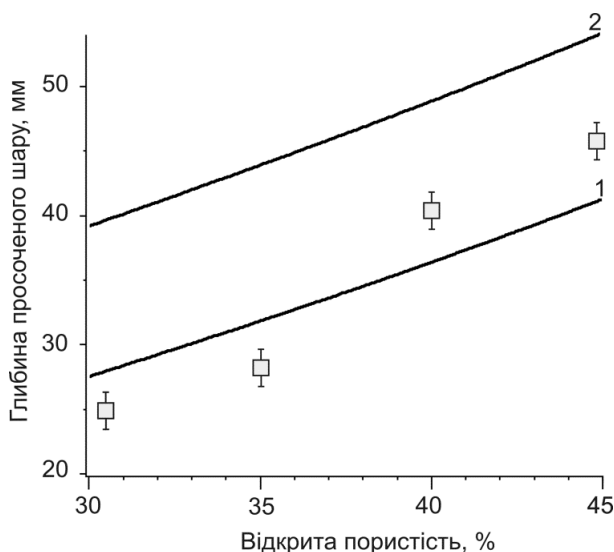
Якщо знехтувати гравітаційною складовою, то рівняння 25 набуває вигляду:

$$h_c(t) = \sqrt{\frac{r\gamma\cos\theta}{2\mu}} t. \quad (26)$$

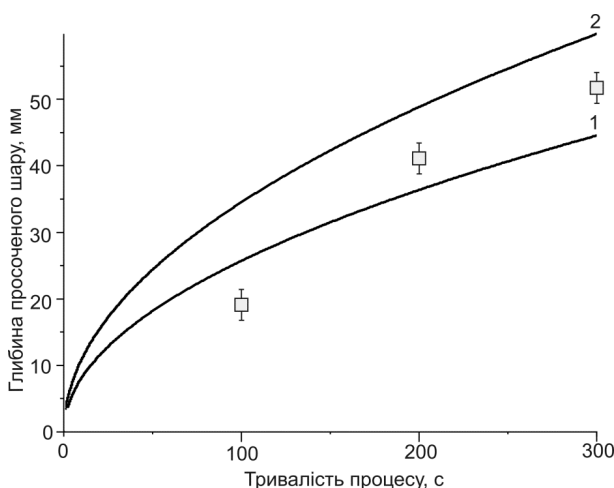
Після підстановки значення “ефективного” радіусу (16), рівняння Уошборна для просування розплаву сталі по одиночному капіляру набуває вигляду:

$$h_c(t, T) = \sqrt{\frac{d_u \Pi \gamma \cos(\theta)}{12(1-\Pi)\mu}} t. \quad (27)$$

Для перевірки відповідності розроблених моделей до реальних умов просочування результати розрахунку проведені за рівняннями 21 (на основі закону Дарсі) та рівняння 27 (на основі рівняння Уошборна) порівнювались із експериментальними даними. Просочування сталлю Гадфільда проводилось за температури 1450°C, пористість каркасів спресованих та спечених із порошків NbC становила 30-45%, тривалість просочування становила 200 с (рис. 6). В іншому випадку змінювали тривалість процесу для каркасів з однаковою пористістю ~ 40 % (рис. 7). При розрахунках приймалися значення:  $\gamma_{\text{сталі}}=1349 \text{ мДж/м}^2$ ;  $\mu_{\text{сталі}}=5,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;  $\theta=0$ ;  $d_4=1 \text{ мкм}$ .



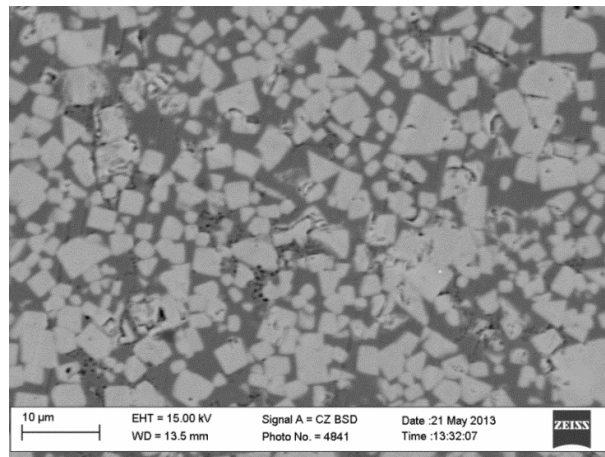
**Рисунок 6 – Залежність глибини просоченого шару від пористості (T=1450, t=200 с) для пористих за експериментальними даними та за рівняннями 21 (1) і та 27 (2)**



**Рисунок 7 – Залежність глибини просоченого шару від пористості (T=1450°C, П=40% с) для пористих за експериментальними даними та за рівняннями 21 (1) і та 27 (2)**

Результати порівняння розрахованих та експериментальних даних свідчать, що більш точно кінетика просочування пористого тіла

розплавом сталі Гадфільда описується рівнянням, виведеним на основі закону Дарсі (рівняння 21). Різниця значень дослідних даних від розрахованих, ймовірно, викликана зміною розмірів зерен та форми каркасу у результаті проходження процесів розчинення – осадження. Як видно із структури просочених зразків (рис. 8) частинки набувають призматичну форму. Це призводить до зміни геометрії капілярів і відповідно коефіцієнту звивистості пористого каркасу.



**Рисунок 8 – Просочений карбідний каркас NbC (пористість ~40%, тривалість  $t=200$  с)**

Таким чином, за допомогою рівняння 21 можливо з достатньою точністю проводити оцінку необхідної тривалості процесу просочування залежно від пористості карбідного каркасу при заданій температурі (рис. 9). Це дає змогу оптимізувати технологічні параметри отримання виробів різних розмірів із карбідосталей NbC – сталь Гадфільда.

### Висновки

У статті показано, що підвищення вмісту марганцю у сталі сприяє зниженню її поверхневого натягу та в'язкості, тобто марганець у сталях є адгезійно активним елементом, підвищення його вмісту сприяє зниженню крайового кута змочування.

Виведено рівняння, що дає змогу комплексно оцінити вплив різних чинників (температура, концентрація, структура пористого каркасу) на кінетику просочування. Це дає можливість обрати оптимальні технологічні режими отримання виробів заданих розмірів методами просочування пористих карбідних каркасів сталями.

Наступним етапом роботи є дослідження впливу зміни морфології частинок каркасу у результаті взаємодії із розплавом сталі (та відповідно параметрів, що характеризують коефіцієнт проникності пористого тіла). При цьому важливим чинником є оцінка характеру взаємодії у системі сталь – карбід з позиції рівноважної термодинаміки.

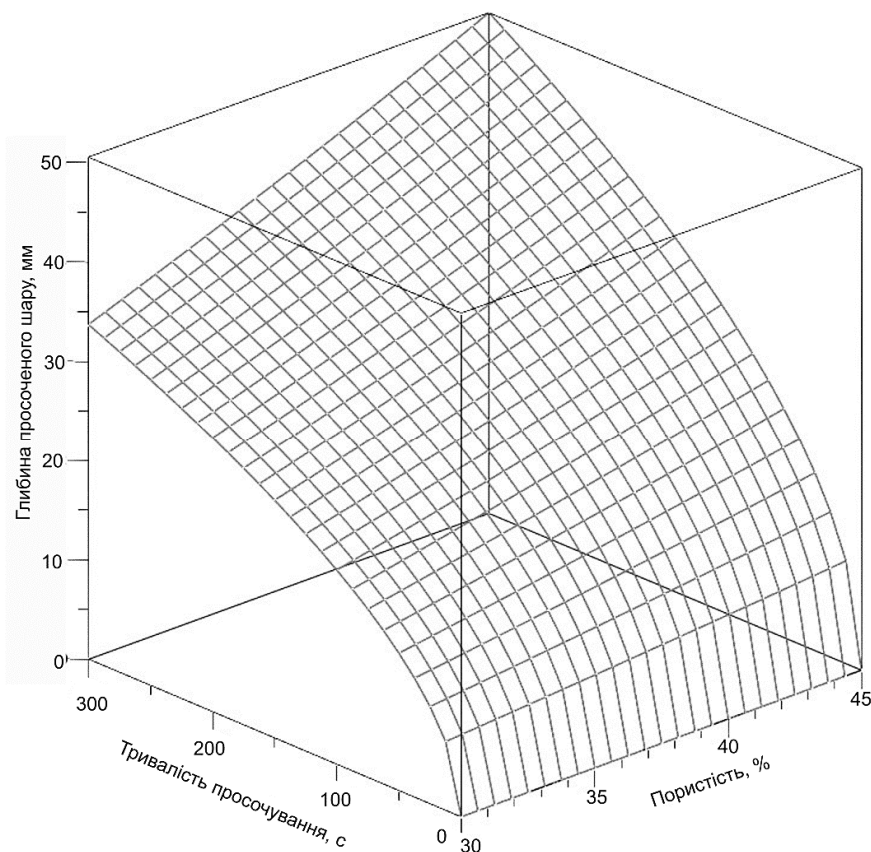


Рисунок 9 – Розраховані залежності глибини просоченого шару каркасу NbC від пористості та тривалості процесу (температурі 1450°C)

### Література

1 Кульков С.Н. Карбидостали на основе карбидов титана и вольфрама / С.Н. Кульков, С.Ф. Гнусов. –Томск: Изд-во НТЛ, 2006. – 240 с.

2 Панасюк А.Д. Стойкость неметаллических материалов в расплавах: Справочник / Панасюк А.Д., Фоменко В.С., Глебова Г.Г. – К.: Наукова думка, 1986. – 351 с.

3 Попель С.И. Теория металлургических процес сов / С.И. Попель. – М.: ВИНТИ, 1971. – 132 с.

4 Le Thu Hoai Effect of surface adsorption of carbon on the surface tension of liquid Fe–Mn–C alloys / Le Thu Hoai , Joonho Lee // Journal of Materials Science. – 2012. – Vol.47, №24. – PP. 8303–8307.

5 Joonho Lee Density and surface tension of liquid Fe-Mn alloys/ Joonho Lee, Le Thu Hoai, Minsoo Shin // Metallurgical and Materials Transactions B. – 2011. – Vol.42, №3. – PP. 546–549.

6 Kozeny J. Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden / J. Kozeny. – Wien: Sitzungsber Akad. Wiss. – 1927. – 136(2a). – PP. 271–306.

7 Scheidegger E. The physics of flow through porous media (3rd ed.) / E. Scheidegger. – Toronto: University of Toronto Press, 1974. – PP. 353.

8 Mohammed Nasif Abbas. Modeling of porosity equation for water flow through packed bed of monosize spherical Packing / Nasif Abbas Mohammed// Of Engineering And Development – 2011 – Vol. 15, No.4. –PP. 205–226.

9 Zahedi A.M. Processing and impact behavior of Al/SiCp composites fabricated by the pressureless melt infiltration method / A.M. Zahedi , H.R. Rezaie, J. Javadpour, Mehdi Mazaheri, M.G. Haghghi // Ceramics International. – 2009. – No.35. – PP. 1919–1926.

10 Макуров С.Л. Метод расчета вязкости расплавов высоколегированных сталей / С.Л. Макуров, М.В. Епишев // Вісник Приазов. держ. техн. ун-ту: Зб. наук. пр. – Мариуполь, 2005. – Вип. 15.– С. 46-49.

11 Арсентьев П.П. Металлические расплавы и их свойства / П.П. Арсентьев, Л.А. Коледов. – М.: Металлургия, 1976. – 376 с.

12 Martins G.P. Modeling of infiltration kinetics for liquid metal processing of composites / G.P. Martins, D.L. Olson, G.R. Edwards // Met. Trans. B – 1988 – Vol.29B. – PP. 95–111.

Стаття надійшла до редакційної колегії 31.10.13

Рекомендована до друку професором Коцкуличем Я.С. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром техн. наук Бондаренком М.О. (Інститут надтвердих матеріалів ім. В.М.Бакуля НАН України, м. Київ)

## ЛІТОЛОГО-ГЕНЕТИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА ПЕТРОФІЗИЧНА НЕОДНОРІДНІСТЬ РАННЬОПЕРМСЬКИХ ТЕРИГЕННО-КАРБОНАТНИХ ВІДКЛАДІВ ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ ДДЗ

<sup>1</sup>Ю.І. Федоришин, <sup>1</sup>В.М. Владика, <sup>1</sup>М.Ю. Нестеренко, <sup>1</sup>Р.С. Балацький, <sup>2</sup>Т.В. Здерка

<sup>1</sup>Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДІгазу; 79026, м. Львів, вул. Стрийська 144,  
e-mail: lkndc1@rambler.ru

<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 717277,  
e-mail: zderka@ukr.net

*На основі рентгеноструктурного аналізу, результатів петрографічного вивчення зразків керну та мікроскопічних досліджень у розрізі теригенно-карбонатних ранньопермських відкладів виділено три літологічні породи, описано особливості їхньої будови та літологічного складу. Дослідженнями постседиментаційних перетворень встановлено, що особливістю процесу літогенезу було ущільнення і літифікація осаду у результаті чого пелітоморфна карбонатна речовина зазнала перекристалізації до мікро- і тонкокристалічної розмірності. Вилугування, сульфатизація та відкладення рудних мінералів є вторинними змінами, які наклалися на фоновий літогенез. Різноманітність цих процесів зумовило значну петрофізичну неоднорідність геологічного розрізу, що слід враховувати під час освоєння пластів, впровадження методів інтенсифікації тощо. Отримані результати петрофізичних досліджень дали змогу авторам у розрізі досліджуваного порід додатково виділити ще один пласт колектор.*

Ключові слова: керн, порода-колектор, літогенез, проникність, пористість, залишкове водонасичення, структура порового простору.

*На основі рентгено-структурного аналізу, результатів петрографічного вивчення образців керна і мікроскопічних досліджень в разі теригенно-карбонатних ранньопермських відкладів виділено три літологічні породи, описано особливості їхньої будови та літології. Дослідженнями постседиментаційних перетворень встановлено, що особливістю процесу літогенезу було ущільнення і літифікація осаду у результаті чого пелітоморфна карбонатна речовина зазнала перекристалізації до мікро- і тонкокристалічної розмірності. Вилугування, сульфатизація та відкладення рудних мінералів є вторинними змінами, які наклалися на фоновий літогенез. Різноманітність цих процесів зумовило значну петрофізичну неоднорідність геологічного розрізу, що слід враховувати під час освоєння пластів, впровадження методів інтенсифікації тощо. Отримані результати петрофізичних досліджень дали змогу авторам у розрізі досліджуваного порід додатково виділити ще один пласт колектор.*

Ключевые слова: керн, порода-колектор, литогенез, проницаемость, пористость, остаточное водонасыщение, структура порового пространства.

*Three lithologic rock types have been distinguished on the basis of the X-ray structural analysis, results of the petrographic study of core samples and microscopic in-section studies of the Early Permian terrigenous-carbonate depositions and their structure and lithologic composition peculiarities have been outlined. The postsedimentation transformation study has revealed that the compaction and lithification of sediment were the lithogenesis process peculiarities. Consequently, the pelitomorph carbonate substance has undergone recrystallization into micro- and finely-crystalline dimensions. Leaching, sulphation, and deposition of ore minerals are secondary changes that are superimposed on a background lithogenesis. The variety of these processes has caused significant petrophysical heterogeneity of geological cross section that must be considered when developing formations, introducing stimulation methods, etc. The obtained results of the petrophysical studies enabled the authors to distinguish another reservoir in the cross section of the studied rocks.*

Key words: core, reservoir rock, lithogenesis, permeability, porosity, residual water saturation, pore space structure.

### Загальний огляд питання

В останні десятиріччя у практиці пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ приділяється не достатньо уваги літологічному і петрофізичному вивченню порід продуктивних комплексів. Особливо це стосується „старих“ видобувних районів. Навіть при виконанні робіт з оцінки та підрахунку запасів вуглеводнів все більше уваги приділяється виключно геофізичним дослідженням у свердловинах (ГДС). Для інтерпретації матеріалів ГДС використо-

вуються дані з вивчення порід минулих років, які були розкриті іншими свердловинами. У кінцевому результаті потреба у вивченні порід продуктивних комплексів різко знизилась, питання літології, стратиграфії, літолого-генетичної типізації осадових товщ, петрофізичних властивостей різних літотипів порід не заслугою відсунути на другий план. Такий стан науково-прикладних досліджень далекий від сучасного і поступається рівню, який було досягнуто в останні 20-30 років минулого століття.

Разом з тим, створення моделей внутрішньої будови природних резервуарів або продуктивних пластів вимагає обов'язкового використання літологічних даних, суть яких полягає не лише в умінні правильного описання породи у керні, зразках, шліфах, але й у здатності оцінити масштаби неоднорідності пласта у розрізі і по площі, вмілому використанні правил кореляції пластів у відповідності з закономірностями седиментації і стратиграфічними послідовностями нашарування, умінні визначити залежності петрофізичних властивостей і структури порід та їхньої внутрішньої будови, виявляти вплив постседиментаційних перетворень, визначати мінеральний склад, первинні і вторинні структури, виділяти і визначати новоутворені мінерали, напрямки і розміри тріщинуватості, роль процесів вилуговування і перекристалізації, вплив перерахованих ознак на зміну загального об'єму пустотного простору, який є безпосереднім віддзеркаленням колекторських властивостей порід.

Проведене нами вивчення розрізу карбонатних відкладів покликане привернути увагу фахівців до комплексного вивчення нафтогазопродуктивних комплексів. Об'єктом дослідження були карбонатні породи-колектори ранньопермського віку одного з нафтогазоконденсатних родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ.

#### **Мета дослідження та фактичний матеріал**

Виконати літолого-петрографічне вивчення керну, встановити внутрішню структуру розрізу, виявити літологічні відміни, вивчити їхні структурно-текстурні та петрофізичні особливості, ступінь постседиментаційних перетворень, характер пустотного простору та, відповідно, ємнісних властивостей. Фактичний матеріал у вигляді керну відібраний через 0,2-0,3 м вздовж усього досліджуваного інтервалу і з максимальною повнотою відображає будову геологічного розрізу.

#### **Основні літологічні відміни (типи) карбонатних утворень**

Пробурена свердловина в інтервалі 1859-1867 м розкрила розріз карбонатних порід ранньопермського віку, які є потенційними колекторами вуглеводнів. У зв'язку з труднощами діагностики карбонатних мінералів пелітоморфно-тонкокristалічної структури як макроскопічно, так і під мікроскопом, на першому етапі виконано рентгено-структурний аналіз типових для розрізу зразків керну з метою діагностики карбонатних мінералів. Встановлено, що єдиним мінеральним компонентом карбонатної частини порід є доломіт. Разом з тим, важливо зазначити, що у проаналізованих пробах не виявлено присутності глинистих мінералів. Ці результати є важливими і в сукупності з іншими особливостями дадуть можливість відтворити умови утворення і природу доломітової складової.

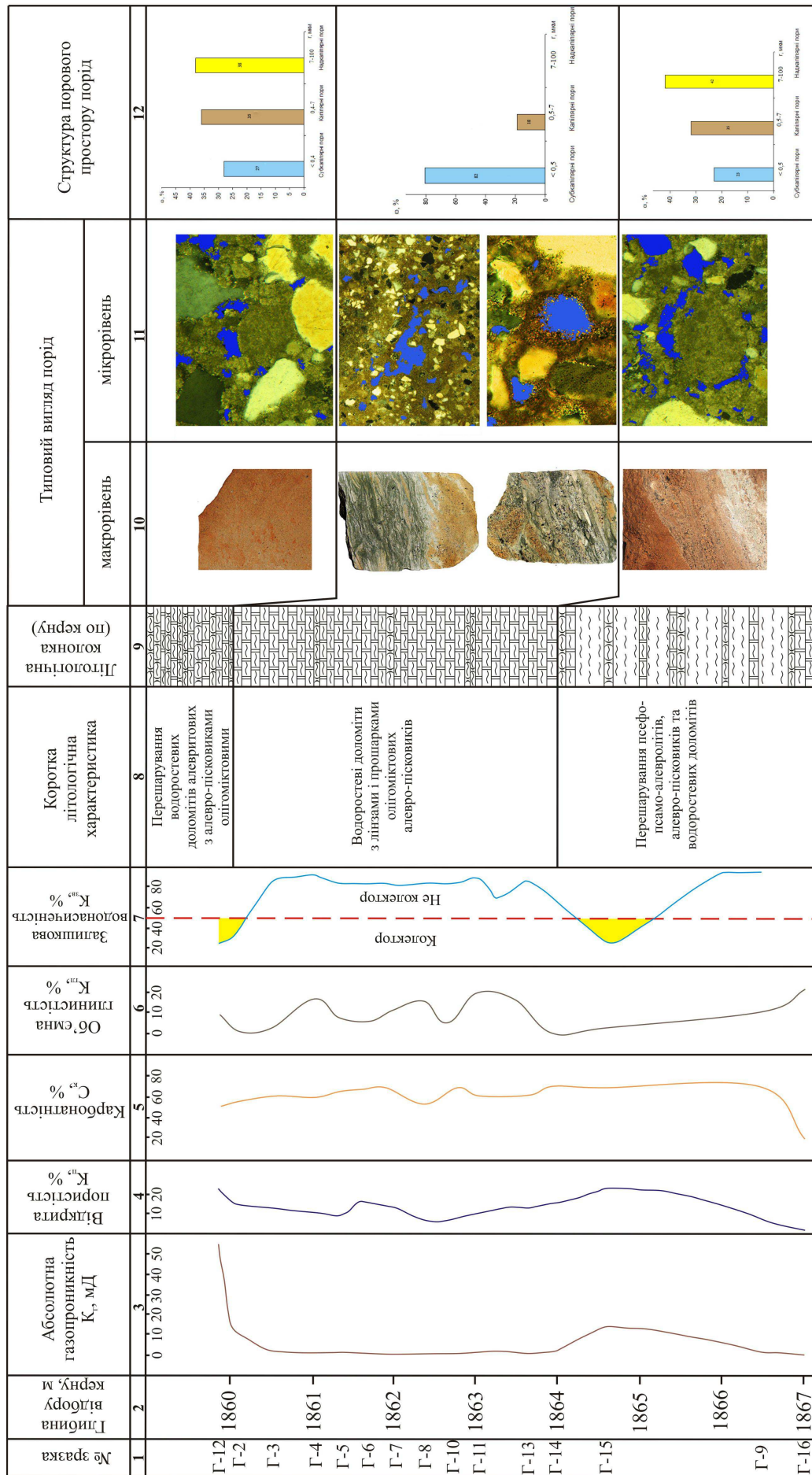
У процесі петрографічного вивчення зразків керну і мікроскопічних досліджень шліфів встановлено, що розріз карбонатних порід складається з трьох породних відмін (літотипів): *олігоміктових (доломіт-кварцових) алевро-нісковиків, водоростевих згустково-грудкуватих доломітів алевритистих (до 15 % алевритової фракції) та алевритових (15-50 % алевритової фракції), псефо-псамо-алевролітів* (рис. 1). Виділені породні відміни можуть утворювати окремі шари, прошарки та лінзи різної товщини (від перших мм до 3-5 см) або неpravильно-плямисті утворення, які не завжди є чітко індивідуалізованими.

Серед мінеральних компонентів виділено власне теригенну частину – уламки кварцу та поодинокі зерна плагіоклазу, а також зерна доломіту (фрагменти грудок та згустків з ознаками переміщення). Генетично відмінним породним компонентом, який покладено в основу виділення водоростевих згустково-грудкуватих доломітів є згустково-грудкувата доломітова матриця, яка включає різну кількість теригенного матеріалу, об'єм якого, зазвичай, змінюється в межах 10-35 %. Цемент представлений пелітоморфно-тонкокristалічним доломітом. Доповнюють компонентний склад новоутворені (вторинні) вкращення рудного мінералу та дрібні (частки мм) гнізда гіпсо-ангідритового агрегату, які частково „заліковують“ пустотний простір.

*Алевро-нісковики* характеризуються алевро-дрібнопсамітовою структурою, переважно рівномірним розподілом уламкового матеріалу. Алевритові та псамітові уламки представлено фракцією 0,05-0,25 мм (переважає фракція 0,1 мм), уламки добре сортовані, слабоокатані або неокатані. Структура цементу плівкова, контактна, меншою мірою псевдопойкілітова та базальна. Така зміна типу цементу вказує на нерівномірний розподіл цементу. За ступенем кристалічності можна віднести його до мікро-спаритового типу.

*Доломітовий компонент* характеризується згустково-грудковою структурою, кількісне співвідношення між грудками та згустками може змінюватись навіть в межах шліфа. Частина цих агрегатних утворень подібна за формою до копролітів. Ступінь кристалічності дає можливість виділяти пелітоморфні та тонкокristалічні агрегати. Переважно вони характеризуються різноманітним розміром і формою, у багатьох випадках наявна дуже тонка (ледь помітна) і дещо темніша навколишня облямівка пелітоморфного карбонату, часто дуже незвичні („візерунчасті“) обриси („катаграфі“), які не характерні для уламків або хомогенних стяжінь. У багатьох з них наявні заглибини на зовнішній оболонці, спостерігається розмитість контурів, імпрегнація згустків та грудок мікро-спаритовим доломітом. Розміри грудок переважно змінюються у межах 0,05-0,1 мм.

Серед інших компонентів породи в аксесорних кількостях присутні гідратизовані форми заліза, які майже повністю заміщують пірит, а також округлі гіпсо-ангідритові агрегатні



1-згустково-грудкуваті доломіти алевритові та алевроліти; 2-алевро-пісковики олігоміктові (доломіт-кварцові) з доломітовим цементом; 3-псеффо-псамо-алевроліти з доломітовим цементом; в колонці 11 синім кольором показано морфологію пустотного простору порід

**Рисунок 1 – Літолого-петрофізична неоднорідність нижньоперемських карбонатно-геригених відкладів ДДЗ**

новоутворення, розміри яких співрозмірні з зернистими фрагментами. Просторове розташування виділених породних відмін зумовлює появу мікрошаруватості з елементами хвилястості або мікроплямистої текстур.

Об'ємне співвідношення вказаних породних відмін, товщини окремих шарів і прошарків, які вони утворюють, а також особливості текстури визначають мінливий характер розрізу і дають змогу розділити його на три частини: верхню, середню і нижню.

*Верхня частина розрізу* простежена в інтервалі 1859,0-1860,0 м (див. рис. 1). Породи характеризуються бурим – світло-бурим однорідним забарвленням. На поверхні керну подекуди з'являються червонувато-бурі плями розміром 2-3 мм, які свідчать про присутність вкраплень окислених залізистих мінералів. Зволожена поверхня зрізу вздовж осі керна виявляє ледь помітні ознаки шаруватості текстури у вигляді тонких (0,15-1,5 мм) смужок і зумовлена наявністю темно-сірих, сірих ниткоподібних шарів, в межах яких розмір уламкових зерен чергується від алевро-дрібнопсамітових до псефо-псамітових. Аналогічна картина простежена на поверхні відколу (перпендикулярно до осі керна).

Ця частина розрізу складена двома породними відмінами – *алевро-пісковиками олігоміктовими (доломіт-кварцовими)*, які переважають на початку вказаного інтервалу, зустрічаються всередині і майже зникають у нижній частині, утворюючи прошарки та лінзи незначної (декілька мм) товщини; друга породна відміна – *водоростеві згустково-грудкуваті доломіти*, кількість яких, відповідно, зростає від верху до низу інтервалу. Взаємопереходи між ними поступові.

Об'єм пустотного простору для описуваного інтервалу складає 12 % і представлений порами. Їхній розмір близький до розміру мінеральних компонентів і зазвичай не перевищує 0,1 мм. Більша їх частина зосереджена в алевро-пісковиках, приурочена до теригенних уламків і має двояке походження: за рахунок форми уламкових фрагментів – первинне, а також внаслідок часткового вилуговування цементу – вторинне. Характер контакту між зернами (точковий, лінійний) визначає форму (морфологію) порового простору, розмірність зерен – величину окремих пор. Зближення окремих пор передбачає наявність каналів сполучення між ними. У доломітовій породній відміні пори вторинні, вони характеризуються витягнуто-щільною формою, зумовлені процесами вилуговування частини цементу. Для більшості пор спостерігається тенденція до часткового заповнення тонкокристалічним доломітом внаслідок процесів рекристалізації.

Характер постседиментаційних перетворень визначається помітним розвитком процесів рекристалізації, результатом розвитку якої є поява дрібних кристалів доломіту на стінках пор, перехід певної частини пелітоморфного доломіту згустків та грудок у тонко- та мікрокристалічний стан і, як наслідок, часткове або

майже повне заростання окремих пор, обростання теригенних уламків тонко- і дрібнокристалічним агрегатом.

Отже, виявлені особливості будови розрізу (див. рис. 1) у згаданому інтервалі вказують на мінливий характер процесу діагенезу, зміну періодів гідродинамічної активності (накопичення алевро-псамітів) на періоди відносного спокою (утворення водоростевих доломітів).

*Середня частина розрізу* (див. рис. 1) поширюється від глибини 1860,0 м до 1864,0 м. Перехід від верхньої частини поступовий, фіксується зміною бурого кольору на сірий з різними відтінками. Означена частина розрізу утворена перешаруванням *водоростевих доломітів згустково-грудкуватих та алевро-піщаників олігоміктових (доломіт-кварцових)*, які кількісно суттєво поступаються першим. Породи характеризуються надзвичайною мінливістю різних типів деформаційно-шаруватих текстур. Зазвичай теригенна відміна забарвлена у різні відтінки бурого кольору, в ній інколи спостерігаємо дещо підвищений вміст псамітової фракції. Доломітова відміна за кольором більш різноманітна – сіра, світло-сіра, часто з густим зеленуватим, темно-сірим до синьоватого або чорного відтінками. Розташування шарів та прошарків відносно осі керна різною мірою нахилене, частіше під кутами 15-25°. Товщини плямисто-витягнутих шарів і прошарків змінюються від 3-5 мм до 2-4 см. Тріщин, розривів і зміщень шарів і прошарків один відносно одного не спостерігається, що засвідчує утворення *текстуороформуючих пластичних деформацій на стадіях седименто- та діагенезу, коли порода знаходилась ще в пластичному стані*. Контакти між породними відмінами трасуються кольором, в одних випадках вони доволі різкі, в інших – розмиті. Рудні мінерали чорного кольору утворюють розсіяні вкраплення або концентруються у вигляді агрегатних шаруватих скупчень. Інколи зустрічаються згустки несорованих псамо-псефітових уламків. Для водоростевих доломітів встановлені поодинокі рештки водоростей у вигляді хвилястих віялоподібних розгалужених ниткоподібних фрагментів темно-бурого кольору.

У водоростевій відміні пустотний простір первинний поровий, практично повністю заповнюється новоутвореними кристалами доломіту, його об'єм не більше 3%, зосереджений голловним чином у місцях підвищеного вмісту теригенного матеріалу.

*Нижня частина розрізу* простежена в інтервалі 1864,0-1867,0 м (див. рис. 1). У цьому інтервалі спостерігаємо поступове зростання об'єму теригенного матеріалу, з розрізу майже зникає згустково-грудкуватий алевритистий доломіт і з'являються *псефо-псамо-алевроліти*. У цій породній відміні практично відсутня макрошаруватість, текстура масивна, забарвлення від бурого до червонувато-бурого, присутні вуглеводні у вигляді темно-бурих жирних гідрофобних плям. Рудні мінерали утворюють лінзовидно-шаруваті скупчення вздовж нашарування товщиною більше, ніж 2,5 см.

Під мікроскопом спостерігається мікросхаруватість, яка утворена перешаруванням псефопсамо-алевроліту і незначних за товщиною шарів алевро-псамітів та доломітів. Закономірність у перешаруванні та зміні товщин прошарків відсутня, ступінь сортування теригенного матеріалу низька, різного ступеню окатаність теригенних уламків характерна для крупнопсамітової та псефітової фракції. Між породними відмінами переходи поступові. У теригенних відмінах чітко помітна уламкова природа доломітових зерен алевритової фракції.

Об'єм пустотного простору для цієї частини розрізу максимальний і досягає 13-16%. Максимальна кількість пустот зосереджена в межах поширення уламків псефопсамітової фракції.

Завершують розріз, починаючи з глибини 1866,5 м водоростеві доломіти згустково-грудкуваті алевритисті, масивні, темносірі, які простежені до глибини 1867 м.

#### **Вторинні (постседиментаційні) зміни карбонатно-теригенних порід**

Вторинні зміни досліджуваних порід проявилися досить різноманітно, хоча масштаби тих чи інших типів змін є суттєво різними. Найбільш поширеними є зміни, що пов'язані з перекристалізацією (рекристалізацією), меншою мірою з інфільтраційними процесами, які призвели до вилуговування та вторинного мінералоутворення. Перекристалізація відноситься до типу так званого фонового літогенезу або літогенезу занурення [1] і відбувалася на фоні зміни РТ-умов, які зростали в міру занурення осадової товщі. Особливістю цього типу літогенезу було ущільнення і літифікація осаду, а пелітоморфна карбонатна речовина зазнала перекристалізації до мікро- та тонкокристалічної розмірності.

До змін, які наклалися на фоновий літогенез відносяться вилуговування, сульфатизація та відкладання рудних мінералів.

#### **Петрофізичні властивості порід**

Абсолютна газопроникність порід коливається в діапазоні 0,001-55,6 мД, відкрита пористість – 6,2-21,1%. Вміст вільного карбонату змінюється від 19,5 до 72,5%, об'ємна глинистість – від 2,1 до 20,8% (пелітоморфна частина доломіту). За результатами проведених нами попередніх досліджень [2] не виявлено тісного кореляційного зв'язку між фільтраційними властивостями, глинистістю чи карбонатністю, хоча загалом спостерігається тенденція зменшення абсолютної газопроникності із підвищенням вмісту у розрізі глинистої і карбонатної складових (див. рис. 1).

Вміст залишкової води у породах тісно пов'язаний із структурою порового простору і змінюється від 23 до 95,3%. Критичне значення водонасичення, за якого нафта перебуває у породі у фазово нерухомому стані становить близько 55%. Тому за даними петрофізичних досліджень у розрізі виділено два інтервали залягання порід-колекторів – вище глибини 1860 м і

1864,6-1865,2 м (див. рис. 1). Для порівняння за даними ГДС у дослідженій частині розрізу виділено один перспективний об'єкт в інтервалі 1859-1865 м і рекомендовано до випробування пласт в інтервалі 1859-1864 м, а нижче глибини 1864 м нами додатково за даними петрофізичних досліджень виділено колектор.

В алевро-пісковиках (колекторах) на частку субкапілярних пор (радіусом менше 0,4-0,5 мкм) припадає 23-27%, тобто коефіцієнт нафтонасичення становитиме 73-77%. Капілярні (радіусом 0,4-0,7 мкм) і надкапілярні (радіусом 7-100 мкм) пори є нафтонасиченими (див. рис. 1). У водоростевих доломітах частка субкапілярних пор (заповнених залишковою водою) зростає до 82% і більше. На частку капілярних пор припадає до 18%, а надкапілярні – відсутні взагалі, що є прямим доказом відсутності у виділеному літоліті порід-колекторів, здатних вміщувати і віддавати вуглеводні.

#### **Аналіз отриманих результатів та їхнє наукове обґрунтування**

Вивчення теригенно-карбонатних порід свідчить про відсутність будь-яких ознак епігенетичного походження доломіту. Такими ознаками вважаються: відсутність домішок кальциту (за даними рентгеноструктурного аналізу), які могли б вказувати на процес доломітизації вапняків; відсутність ромбоєдричних кристалів доломіту; структурна однорідність карбонатної матриці в межах розрізу. Таким чином, доломіт, який є домінуючим компонентом усіх породних відмін вивченого розрізу можна вважати первинним або ранньодіагенетичними [3], який утворився у результаті безпосереднього осадження з розчину. Припущення щодо його протогенності, підтверджуються характерними ознаками доломітів цього генетичного типу, які наведені в класифікації С.Г. Вишнякова [4]: характерний бежевий, сірий з різними відтінками (синім, зеленим) колір; дрібна та середня шаруватість та мікросхаруватість; пелітоморфні, згустково-грудкуваті структури; неправильна багатокутна форма зерен.

Підтвердженням того, що доломіти утворились в результаті життєдіяльності нижчих рослин (водоростей) і бактерій є релікти водоростей, наявність згустків і грудок пелітоморфної карбонатної речовини у поєднанні з нерівномірною розкристалізацією, утворення доломітом цементуючого каркасу для уламків різного складу і походження, присутність теригенних частинок різної розмірності.

Аналогічної думки дотримується і Р. Рідінг [5], виділяючи серед строматолітів підгрупу прихованих мікробіальних карбонатів. До них він відносить утворення з мікритовою, згустковою, пеліодною або спаритовою мікроструктурами і відсутністю чітко виражених макроструктур. Описані породи, за даними авторів [6], характерні для фацій карбонатних літоралей, які зустрічаються в обстановках з перегрітими водами і різко відмінною від нормально-морської солоністю. Такі обстановки характеризуються надзвичайною нестабільністю умов і

режиму седиментації, що відображається, відповідно, у значній мінливості структурно-петрографічних форм водоростевих карбонатів.

Визначальним для такого типу карбонатного розрізу є базис хвильового впливу, який визначає утворення карбонатних осадових з характерними хвилясто-шаруватими або однорідно-масивними текстурами, а також просторове положення у розрізі кількості уламків та їхню розмірність. Таким чином, карбонатні осади, які характеризуються ознаками механічного відкладання компонентів, формувались вище базису хвильового впливу, у той час як інші водоростеві відміни – нижче від нього.

У карбонатних відкладах нами виявлено два типи уламкових зерен кварцу. Один з них, який присутній у незначній кількості і поширений у нижній частині розрізу, представлений різною мірою окатаними зернами кварцу крупно-псамітової – псефітової розмірності. Вони утворюють окремі прошарки або скупчення у водоростевому доломіті. На думку Дж.Л. Уілсона [7] такі уламки переносяться з прибережних дюн і пляжів у морське середовище. За рахунок стійкості до механічного і хімічного впливу, вони можуть поширюватись у середовищі карбонатонакопичення без помітних ознак перенесення або розчинення.

Іншим типом уламкових зерен карбонатних порід є практично неокатані або слабоокатані зерна кварцу і рідше плагіоклазу алевритової – дрібно-рідко-середньопсамітової розмірності. Цілковитим обгрунтованою є точка зору про еолову природу уламків [7], які найбільше поширені у відкладах припливно-відпливної зони, де вони характеризуються високим ступенем сортованості і часто є одним з основних компонентів карбонатних порід.

### **Висновки, перспективи подальших досліджень**

За результатами літолого-петрографічного вивчення керна матеріалу виділено три породні відміни, основним компонентом яких є карбонатний матеріал. Разом з тим, наявність таких породних відмін свідчить про мінливість фаціальних умов осадконакопичення. З точки зору загальних закономірностей карбонатонакопичення фаціальні умови відповідали перитидальним (сама верхня частина субліторалі, літоралі і супраліторалі) з помірним гідродинамічним режимом, який періодично порушувався штормами і припливно-відпливними течіями [3, 8]. У випадку більш активного гідродинамічного режиму формувались теригенні породні відміни. Отже, помірний гідродинамічний режим сприяв формуванню мікрітової мікрофітолітової відміни, а в періоди активізації хвильової діяльності, пов'язаної з припливно-відпливною діяльністю, яка підсилювалась у певні періоди штормовою діяльністю, відбувалась інтенсивна деструкція водоростевих утворень і формувались мікрофітолітові породні відміни теригенного характеру з прошарками псамо-псефітових відмін.

Однак, існує цікава точка зору, яка запропонована О.В. Япаскуртом [9] і ґрунтується як на відомих роботах [10, 11], так і на дослідженнях відкладів карбону центральної частини Східно-Європейської платформи, проведених під керівництвом Р.Ф. Геккера у 1977 році [9]. Після ретельного аналізу вказаних матеріалів О.В. Япаскурт приходиться до наступного висновку: накопичення доломітів могло відбуватися в умовах надзвичайно мілководного моря, в якому було багато мілин та островів, глибина протоку між якими складала від перших метрів до 10-25 м (аналогів подібних плоскостонних басейнів з такими величезними площами в наш час не існує), мало місце надзвичайно сильне випаровування, процеси доломітоутворення відповідали умовам обстановки себхи. Комплекс ознак, що дають змогу ідентифікувати викопні осади себхи, наступний: гетерогенні карбонатні осади з великою часткою пелітоморфного – тонко-дрібнозернистого лагунного осаду – доломіту, водоростевий генезис, присутність у породах сульфатів типу гіпс-ангідрит. Аналогічні осади ідентифіковані у відкладах верхнього девону і нижнього карбону Скелястих гір, Альберти, Саскачевану і Північної Дакоти.

Однак, остаточну відповідь на походження вивчених теригенно-карбонатних порід можуть дати подальші дослідження, які визначать масштаби поширення цих утворень і їхню фаціальну витриманість. Разом з тим, на основі наведених і опублікованих даних можна прогнозувати поширення карбонатних утворень такого типу на значних площах, коливання об'ємного співвідношення виділених відмін порід у розрізі, широкі варіації об'єму пустотного простору. Літолого-генетичні особливості повною мірою формують фільтраційну неоднорідність геологічного розрізу, а отже і виділення в ньому порід-колекторів. Все це у підсумку свідчить про актуальність і перспективи подальших досліджень у зв'язку з промисловою нафтогазоносністю карбонатних утворень Дніпровсько-Донецької западини.

### **Література**

- 1 Морозов В.П. Вторичные изменения карбонатовых нефтеносных известняков Волго-Уральской антеклизы / В.П. Морозов // Литосфера. – 2006. – № 3. – С. 141-148.
- 2 Петрофізичні та нафтовіддавальні особливості порід-колекторів нижньопермського віку Гнідинцівського нафтового родовища Дніпровсько-Донецької Западини / В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький, О.В. Чебан // Вісник Харківського Національного університету ім. В.Н. Каразіна. Серія географія-географія-екологія. – 2012. – Вип. 37 (№ 1033). – С. 9-14.
- 3 Седиментология / Р. Градзинский, А. Костецкая, А. Радомский, Р. Унруг. – М.: Недра, 1980. – Пер. Изд. ПНР, 1976. – 640 с.

4 Вишняков С.Г. Генетические типы доломитовых пород северо-западной окраины Русской платформы / С.Г. Вишняков // Тр. ИГи АН СССР. – 1956. – Вып. 2. – С. 32-39.

5 Riding, R. Classification of microbial carbonates. In: R. Riding (ed.), Calcareous algae and stromatolites. – Springer-Verlag, Berlin, 1991. – P. 21-51.

6 Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. – СПб.: Недра, 1998. – 352 с.

7 Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории / Дж. Л. Уилсон. – М.: Недра, 1980. – 463 с.

8 Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации / Х.Г. Рединг – М.: Мир, 1990. – Т. 2. – 348 с.

9 Япаскурт О.В. Литология / О.В. Япаскурт. – М.: Издательский центр „Академия“, 2008. – 336 с.

10 Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты / М.Р. Лидер. – М.: Мир, 1986. – 439 с.

11 Махнач А. А. Стадиальный анализ литогенеза / А.А. Махнач. – Минск: БГУ, 2000. – 255 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*04.11.13*

*Рекомендована до друку*

*професором **Маєвським Б.І.***

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*д-ром геол.-мінерал. наук **Лур'є А.І.***

*(УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)*

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

В.Я. Попович, В.Р. Харун

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727147,  
e-mail: m e c h t a s h @ n i n g . e d u . u a

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

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

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

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

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

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

### Вступ

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

### Аналіз сучасних вітчизняних та закордонних досліджень і публікацій

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

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

**Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми**

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



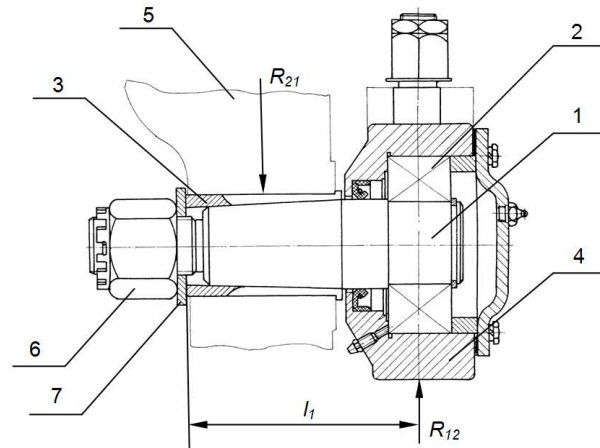
**Рисунок 1 – Вузол з'єднання шатуна з кривошипом після експлуатації**

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



**Рисунок 2 – Руйнування стінки між сусідніми отворами кривошипа**

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



**Рисунок 3 – Конструкція вузла з'єднання шатуна з кривошипом**

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

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

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

де  $\alpha_k$  – кут конусності втулки і пальця кривошипа;

$f$  – коефіцієнт тертя.

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

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

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

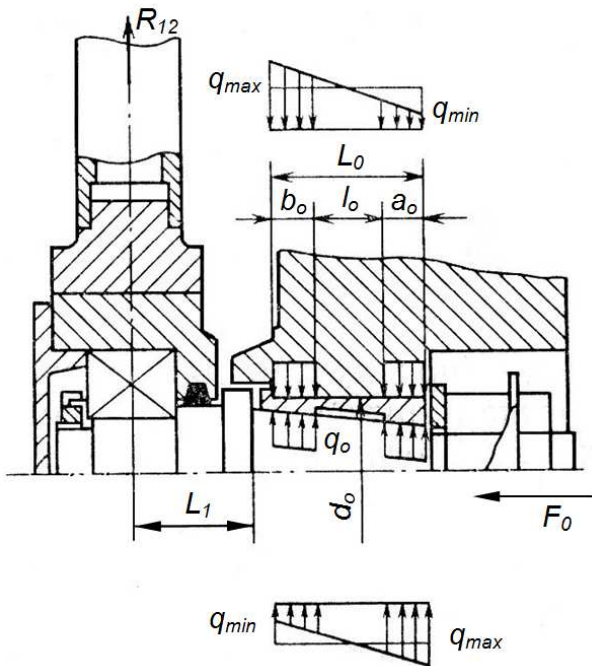


Рисунок 4 – Схема вузла шарнірного з'єднання шатуна з кривошипом

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

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

Оптимальне відношення між довжинами ділянок  $b_0$  та  $a_0$

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

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

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

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

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

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

де  $d$  – зовнішній діаметр різьби.

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

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

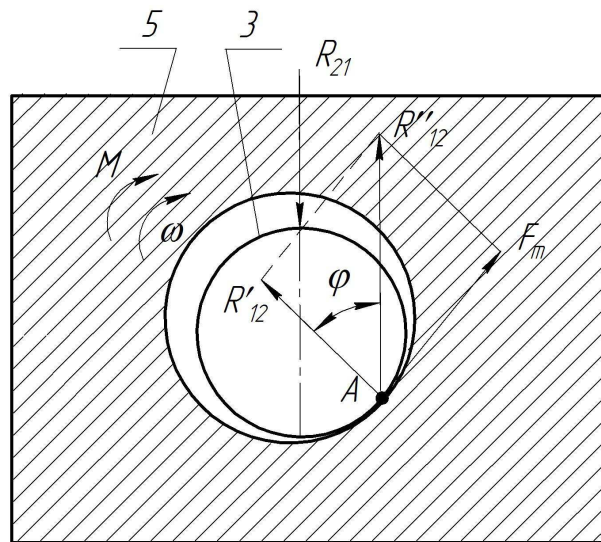


Рисунок 5 – Розподіл сил в кінематичній парі втулка-кривошип

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

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

де  $\varphi$  – кут тертя.

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

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

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

$r_{em}$  – радіус втулки.

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

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

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

### Формування цілі

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

### Основний матеріал

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

Більш повна формула пропонується нижче:

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

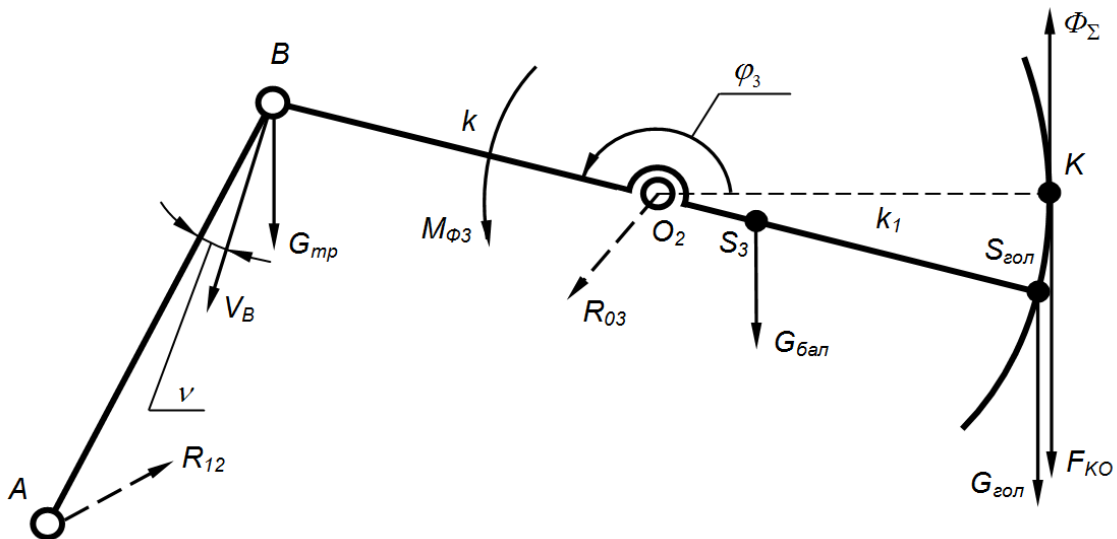


Рисунок 6 – Розрахункова схема для силового розрахунку вузла “шатун-балансир” верстата-гойдалки

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

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

$\Phi_\Sigma$  – сила інерції від зведеної маси  $m_\Sigma$

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

$M_{\varphi_3}$  – момент сили інерції балансира

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

$\omega_1, \varepsilon_1$  – відповідно кутова швидкість та прискорення кривошипа;

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

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

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

$m_\Sigma$  – маса зведена в точку підвіски штанг

$$m_\Sigma = \frac{m_{mp} \cdot k + m_\delta \cdot (k - k_1) - m_{201} \cdot k_1}{k_1}, \quad (15)$$

де  $m_{mp}, m_\delta, m_{201}$  – маса траверси, тіла та головки балансира;

$\varphi_3$  – кут повороту балансира;

$\nu$  – кут передачі навантаження з балансира на шатун верстата-гойдалки.

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

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

Положення шатуна АВ та балансира ВК в будь-який момент часу однозначно визначаються кутами  $\varphi_2$  та  $\varphi_3$ , які є функціями кута  $\varphi_1$  – положення кривошипа. Ці кути знаходимо за наступними рівняннями:

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

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

Кути  $\varphi_2$  та  $\varphi_3$  знаходимо з рисунка 7:

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

де

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

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

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

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

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

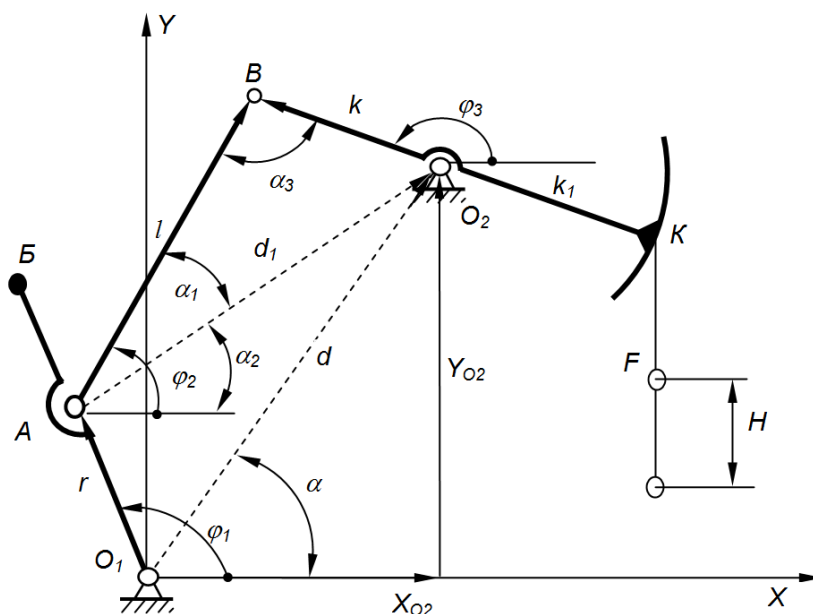


Рисунок 7 – Векторний контур механізму верстата-гойдалки

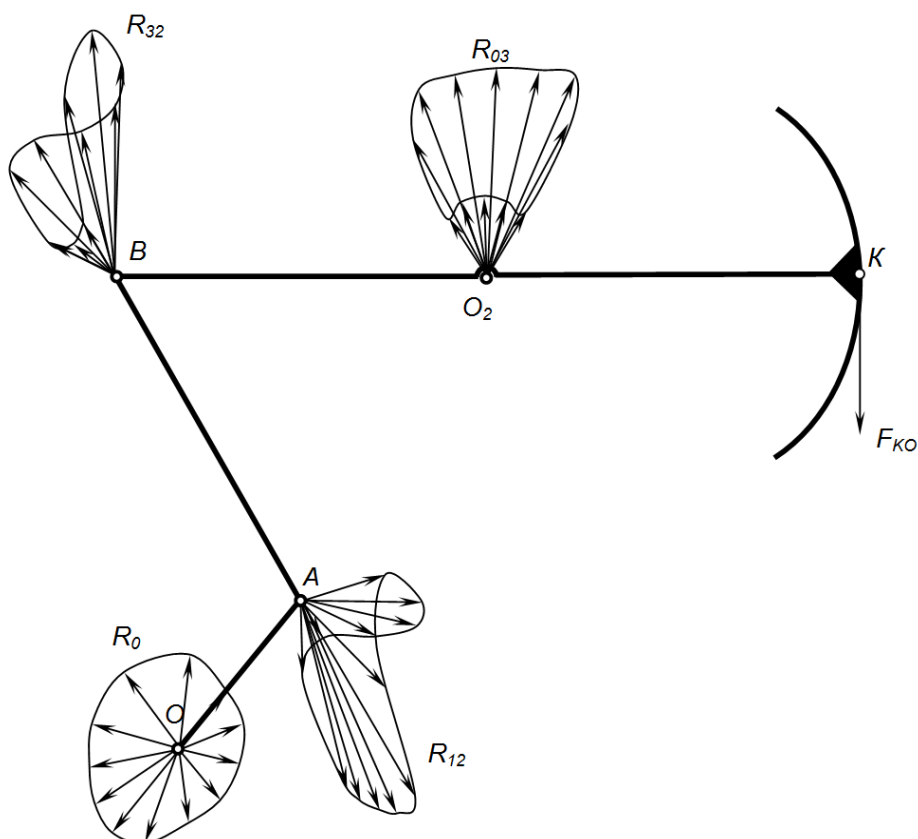


Рисунок 8 – Схема верстата-гойдалки з годографами реакцій

Таблиця 1 – Рекомендовані максимальні глибини спуску насосів на штангах із легованих сталей марок 20НМ і 15НМ (зведене напруження  $\sigma_{38} = 90\text{МПа}$ )

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

Таблиця 2 – Конструкція колони штанг

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

Таблиця 3 – Довжини ступенів колони

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

Таблиця 4 – Маса складових колони штанг

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

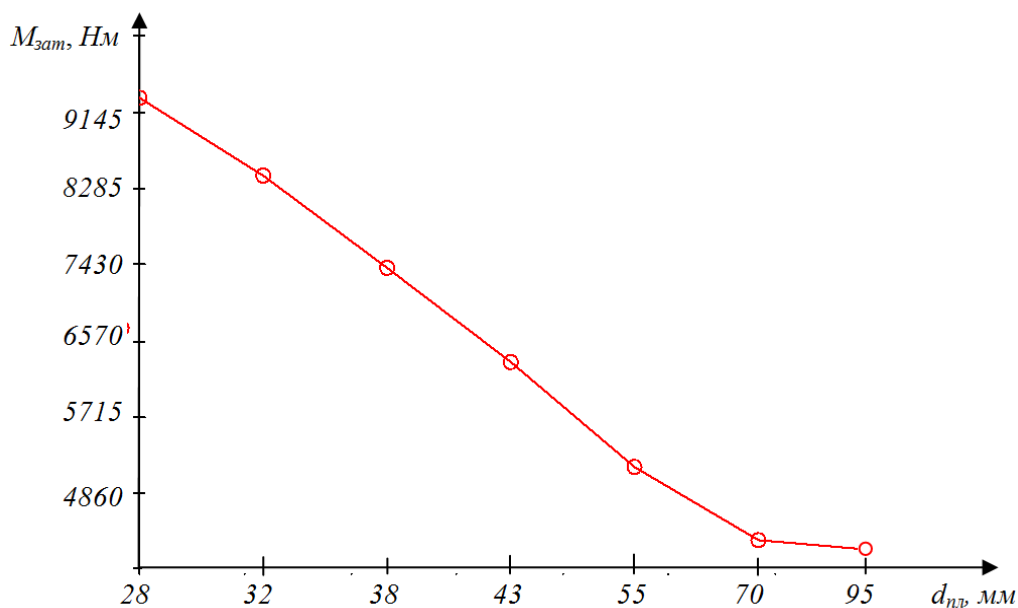


Рисунок 9 – Залежність величини моменту зтяжки від діаметра плунжера насоса

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

#### Висновки

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

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

#### Література

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Стаття надійшла до редакційної колегії  
08.11.13

Рекомендована до друку  
професором Крижанівським Є.І.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук Тарабаріновим П.В.  
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

## ВИЗНАЧЕННЯ ЗАКОНУ РУХУ ТОЧКИ ПІДВІСУ ШТАНГ ВЕРСТАТІВ-ГОЙДАЛОК

О.Я. Дубей

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

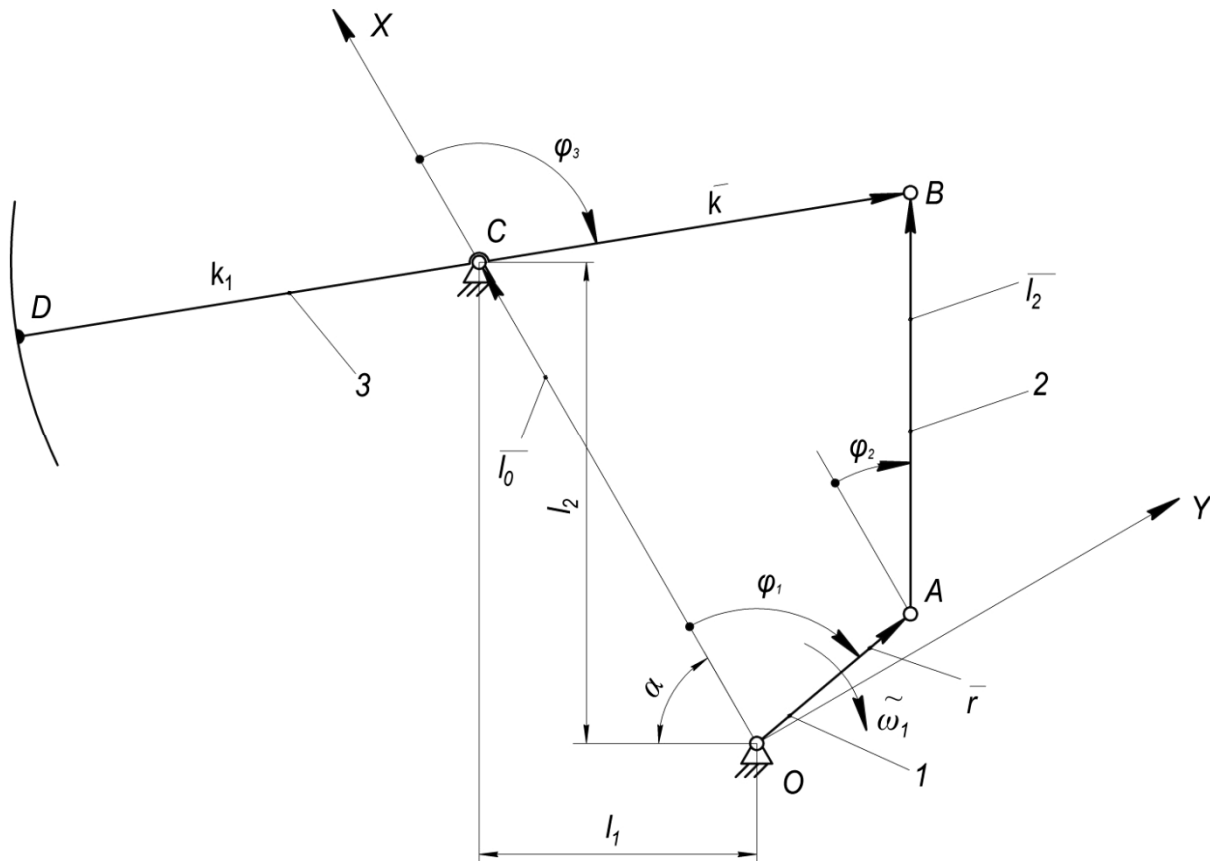


Рисунок 1 – Структурна схема механізму верстата-гойдалки

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

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

$$I_{3\phi} \frac{d\omega_1}{dt} + \frac{\omega_1^2}{2} \frac{dI_{3\phi}}{d\phi_1} = M_{3\phi}^P + M_{3\phi}^{O+G}, \quad (1)$$

де  $I_{3\phi}$  – зведений до кривошипа момент інерції верстата-гойдалки з врахуванням мас його привода, мас колони штанг і свердловинної рідини, кг·м<sup>2</sup>;

$\omega_1$  – кутова швидкість кривошипа, рад/с;

$M_{3\phi}^P, M_{3\phi}^{O+G}$  – зведені до кривошипа моменти рушійних сил (обертального моменту електродвигуна), сил опору і ваги, (Н·м);

$\phi_1$  – кут повороту кривошипа, град (рад);

$t$  – час руху, с.

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

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

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

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

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

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

$$\begin{cases} r \cos \phi_1 + l \cos \phi_2 = l_0 + k \cos \phi_3, \\ r \sin \phi_1 + l \sin \phi_2 = k \sin \phi_3. \end{cases} \quad (3)$$

Виключаючи з рівнянь (3) кут  $\phi_2$ , отримаємо рівняння

$$a = u \sin(\phi_3 + \phi_{30}), \quad (4)$$

де  $a = \frac{k^2 + x^2 + y^2 - l^2}{2k}, x = r \cos \phi_1 - l_0,$

$$y = r \sin \phi_1, u = \sqrt{x^2 + y^2},$$

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

З рівняння (4) отримаємо

$$\phi_3 = \arcsin \frac{a}{u} + \arccos \frac{y}{u}. \quad (5)$$

Першу передаточну функцію механізму і кутову швидкість балансира одержуємо у вигляді

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

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

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

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

Швидкість точки  $D$  дорівнюватиме

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

Приступаємо тепер до розв'язку диференціального рівняння (1). Записуємо аналітичні вирази для  $I_{3\phi}$ ,  $M_{3\phi}^P$ ,  $M_{3\phi}^{O+G}$  і  $dI_{3\phi}/d\varphi_1$ . Зведений момент інерції машинного агрегату, яким є верстат-гойдалка, визначається за формулою

$$I_{3\phi} = I_0 + m_{np} r_{np}^2 + I_{np} + m_2 \left( \frac{ds_{s_2}}{d\varphi_1} \right)^2 + \quad (9)$$

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

де  $I_0$ ,  $I_{np}$  – моменти інерції здвоєного кривошипа і привода, кг·м<sup>2</sup>;

$m_{np}$  – маса всіх противаг, кг;

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

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

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

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

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

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

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

а перша передаточна функція здвоєного шатуна і кут  $\varphi_2$  мають вигляд:

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

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

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

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

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

Перша похідна від зведеного моменту інерції по куту повороту кривошипа

$$\frac{dI_{3\phi}}{d\varphi_1} = 2 \left[ m_2 \left( \frac{dx_{s_2}}{d\varphi_1} \frac{d^2 x_{s_2}}{d\varphi_1^2} + \frac{dy_{s_2}}{d\varphi_1} \frac{d^2 y_{s_2}}{d\varphi_1^2} \right) + I_{s_2} \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \times \right. \\ \left. \times \frac{d^2 \varphi_2}{d\varphi_1^2} + I_C \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \frac{d^2 \varphi_3}{d\varphi_1^2} + (m_u + m_p) \frac{ds_D}{d\varphi_1} \frac{d^2 s_D}{d\varphi_1^2} \right], \quad (14)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\frac{d^2\varphi_2}{d\varphi_1^2} = \frac{\xi'\eta - \xi\eta'}{\eta^2} - \frac{\tau'\zeta - \tau\zeta'}{\zeta^2},$$

$$\frac{d^2\varphi_3}{d\varphi_1^2} = \frac{\psi'\lambda - \psi\lambda'}{\lambda^2} - \frac{\tau'\zeta - \tau\zeta'}{\zeta^2}, \quad (17)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Зведений момент від сил опору при русі колони штанг угору буде

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

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

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

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

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

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

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

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

$d_n$  – діаметр плунжера, м;

$h$  – висота опускання насоса під динамічний рівень, м;

$\rho$  – густина свердловинної рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

$\delta$  – зазор між плунжером і циліндром, м;

$\lambda$  – коефіцієнт Дарсі;

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

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

$d_m$  – внутрішній діаметр НКТ, м.

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

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

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

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

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

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

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

$M_\delta$ ,  $M_n$  – момент двигуна, що відповідає кутовій швидкості  $\omega_\delta$ , і номінальний момент;

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

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

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

де  $u$  – загальне передаточне число привода.

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

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

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

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

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

Згідно наведених даних число подвійних ходів верстата гойдалки буде

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

де  $u_{nn}$  – передаточне число пасової передачі.

Відповідно до паспортних даних [9] вибраний верстат-гойдалку можна застосувати під час експлуатації нафтової свердловини з глибиною опускання плунжерного насоса  $H = 1530$  м діаметром  $d_n = 38$  мм, з такою конструкцією колони штанг:  $d_{u1} = 19$  мм (51 %),  $d_{u2} = 22$  мм (26 %),  $d_{u3} = 25$  мм (23 %). Густина газорідної суміші свердловини була прийнята  $\rho_p = 820$  кг/м<sup>3</sup>, кінематична в'язкість газорідної суміші  $\nu = 3 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с, діаметр НКТ  $d_m = 62$  мм. Для силового зрівноваження верстата-гойдалки використано протизваги загаль-

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

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

$$\begin{aligned} & \left[ 66798,85 + 260 \left( \frac{ds_{s_2}}{d\varphi_1} \right)^2 + 44,306 \left( \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \right)^2 + \right. \\ & \left. + 10185,9 \left( \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \right)^2 + 5900,71 \left( \frac{ds_D}{d\varphi_1} \right)^2 \right] \frac{d\omega_1}{dt} + \\ & + \left[ 260 \left( \frac{dx_{s_2}}{d\varphi_1} \frac{d^2 x_{s_2}}{d\varphi_1^2} + \frac{dy_{s_2}}{d\varphi_1} \frac{d^2 y_{s_2}}{d\varphi_1^2} \right) + \right. \\ & + 44,306 \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \frac{d^2 \varphi_2}{d\varphi_1^2} + 10185,9 \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \frac{d^2 \varphi_3}{d\varphi_1^2} + \\ & \left. + 5900,71 \frac{ds_D}{d\varphi_1} \frac{d^2 s_D}{d\varphi_1^2} \right] \omega_1^2 = \\ & = (7358,175 - 6269,922\omega_1) \cdot 133,848 + \\ & + \left\{ 2725,5 \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \cdot \cos(\varphi_3 + 54^\circ) - 185177 \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} - \right. \\ & \left. - 69547,6 \cdot \cos(\varphi_1 + 54^\circ) - 2550,6 \times \right. \\ & \left. \times \left[ 1,01 \cos(\varphi_1 + 54^\circ) + 1,5 \frac{d\varphi_2}{d\varphi_1} \cos(\varphi_2 + 54^\circ) \right] \right\}, \end{aligned} \quad (27)$$

початкові умови:

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

Кут  $\varphi_1 = 37,51^\circ$  відповідає початку руху точки підвісу штанг угору. При цьому значенні кута  $\varphi_1$  кривошип і шатун витягнуті в одну лінію. Оскільки розглядався тільки усталений рух верстата-гойдалки, то кутова швидкість кривошипа  $\omega_1$  при  $t = 0$  була невідомою величиною. Вона була встановлена підбором на комп'ютері, виходячи з того, що кутова швидкість на початку руху точки підвісу штанг вгору і в кінці її ходу вниз повинні бути однаковими.

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

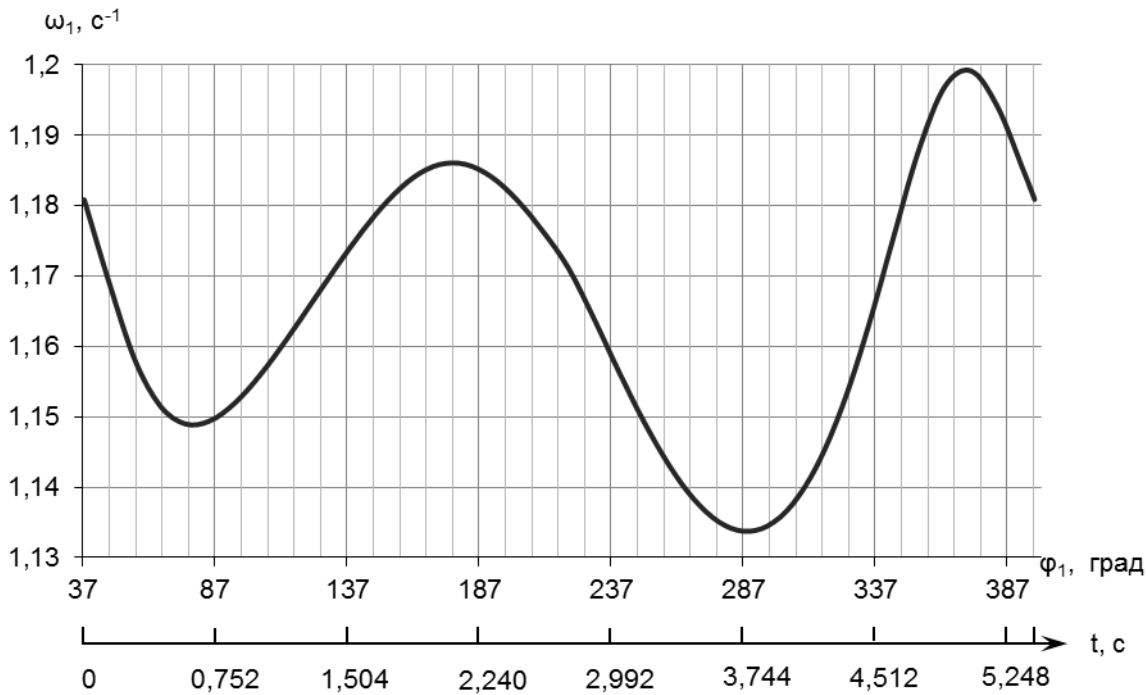


Рисунок 2 – Залежність кутової швидкості кривошипа верстата-гойдалки від кута його повороту (від часу)

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

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

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

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

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

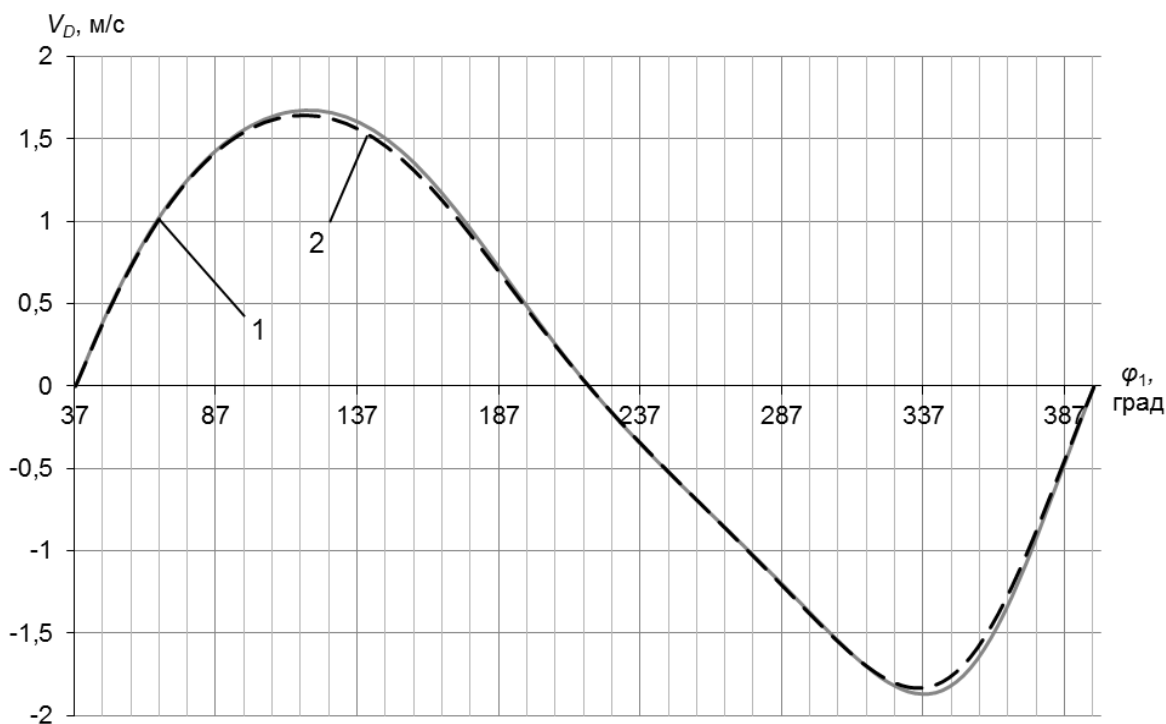
Нехтування нерівномірністю обертання кривошипа призводить до неврахування такого значного моменту, яким є момент  $M_{i1}$ , при дослідженні динамічних процесів в машині.

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

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

Отримані при цьому результати представлені на рис. 3.

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



1 – нерівномірне обертання кривошипа; 2 – рівномірне обертання кривошипа

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

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

За результатами виконаного дослідження можна зробити такі висновки:

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

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

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

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

### Література

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Стаття надійшла до редакційної колегії 14.11.13

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

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

Ю.В. Паньків

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

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

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

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

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

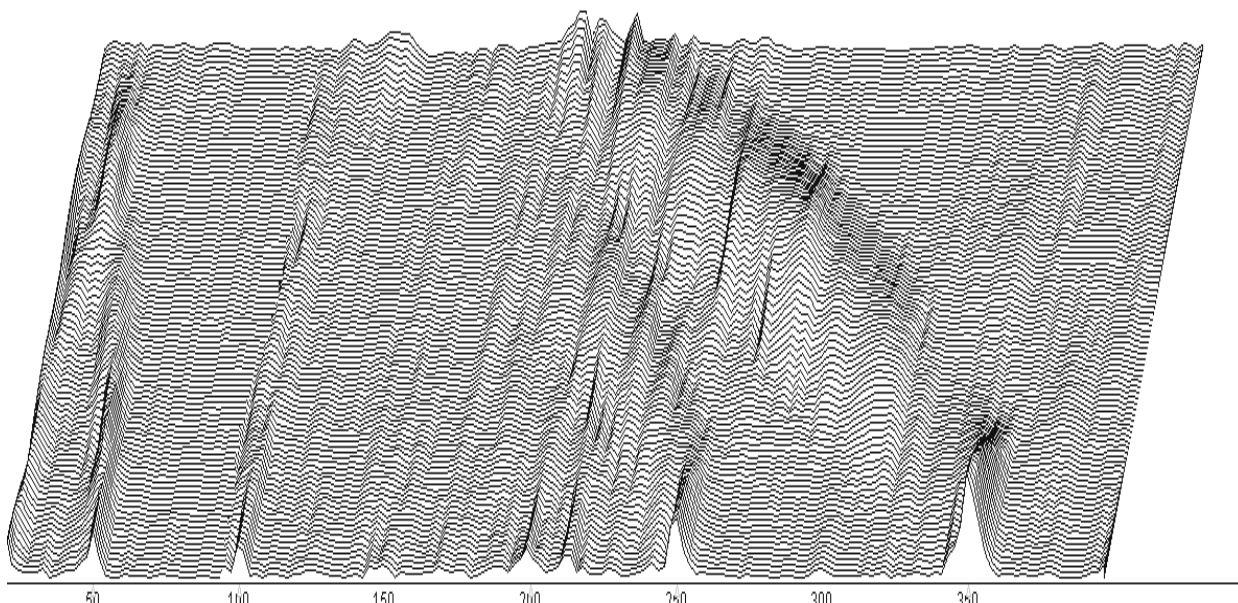
The article deals with the need of development and introduction of new control methods and means caused by a significant deterioration of the centrifugal pumps stock of the formation pressure maintenance systems at Ukrainian oil fields and, thus by cost increase for their planned and preventive maintenance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

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

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

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

Проте, на даний час практично відсутні спеціально розроблені методи діагностування



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

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

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

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

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

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

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

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

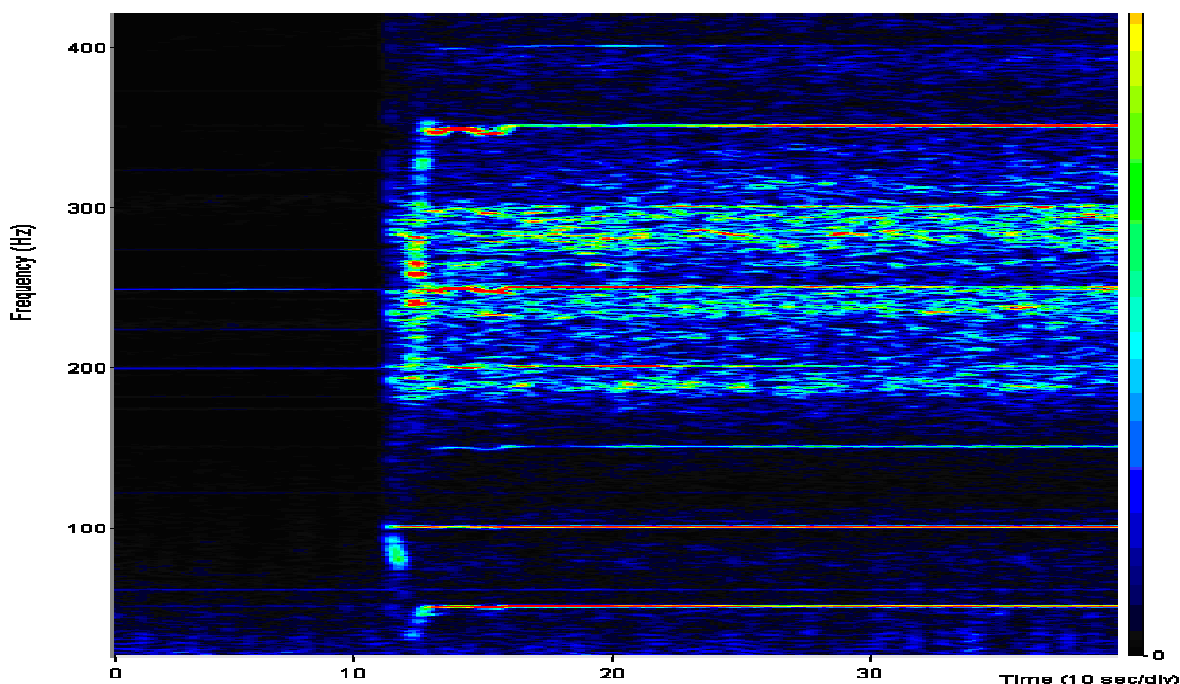


Рисунок 2 – Спектрограма вібросигналу з 1-го підшипника ВНА

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

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

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

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

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

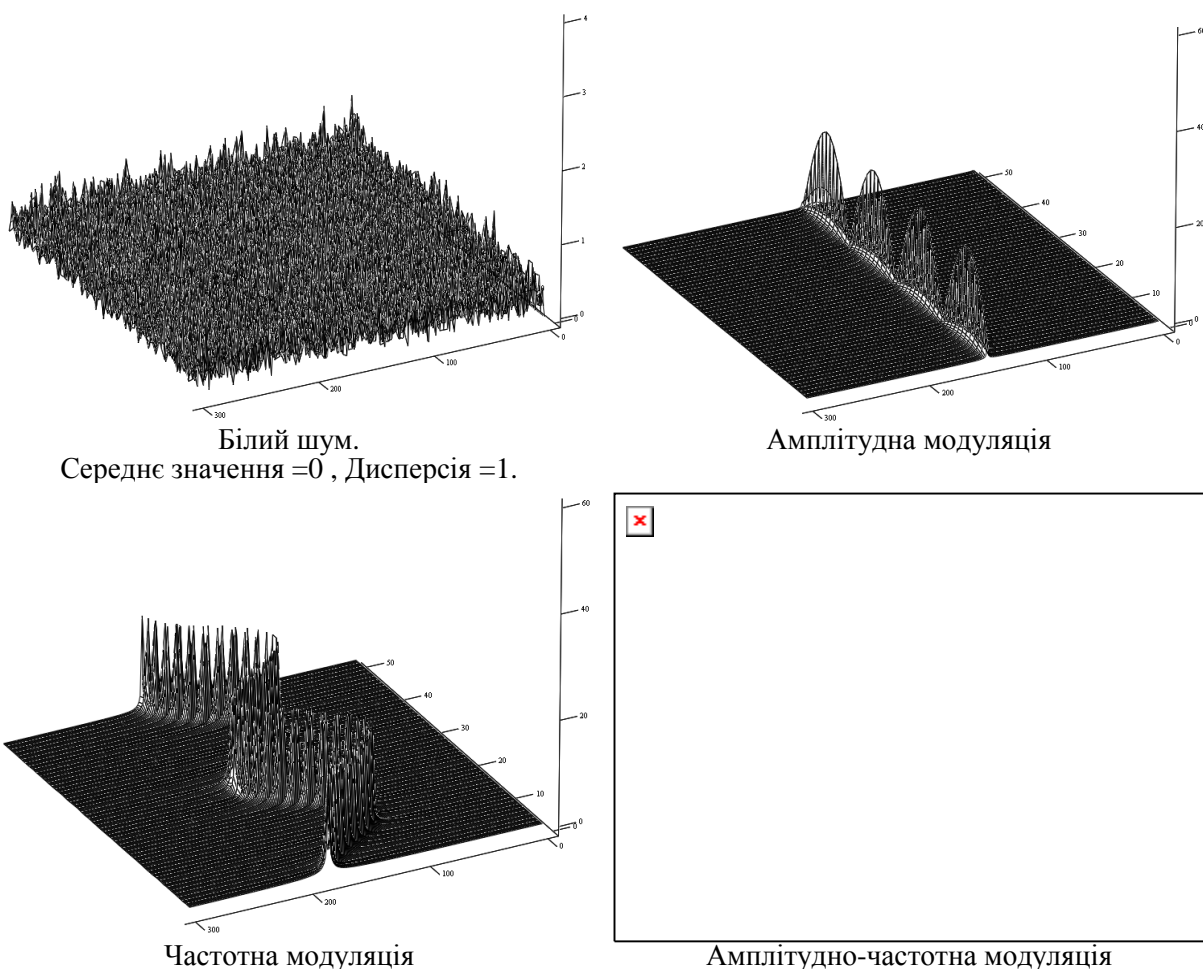


Рисунок 3 – Приклади розподілу Вігнера для простих сигналів

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

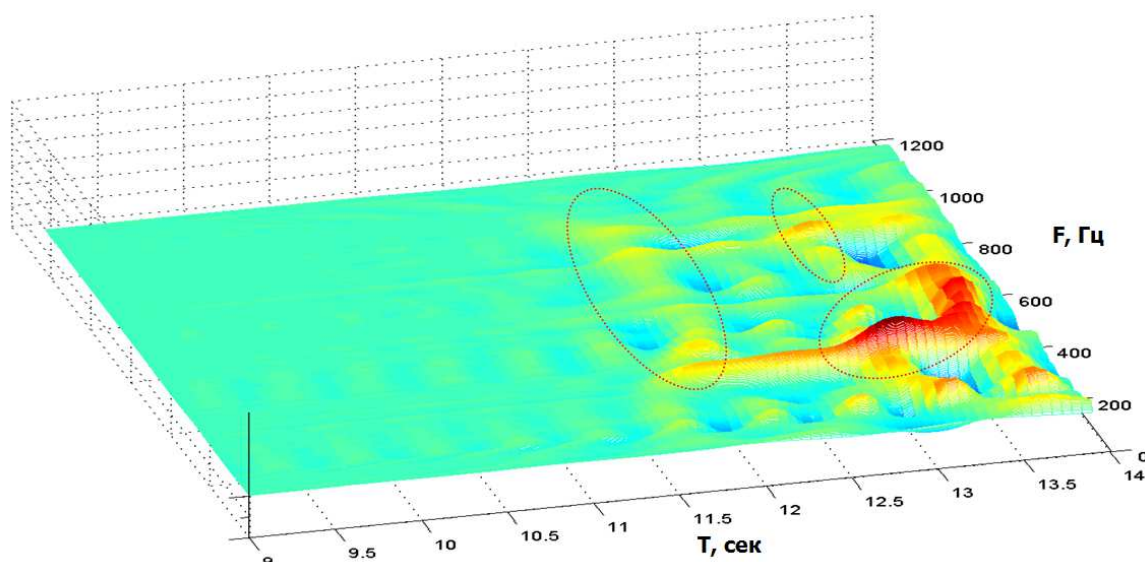
швидкоплинних вібраційних сигналів, що генеруються в процесі експлуатації ВНА і більш інформативним, ніж традиційний метод побудови та аналізу частотного спектру.

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

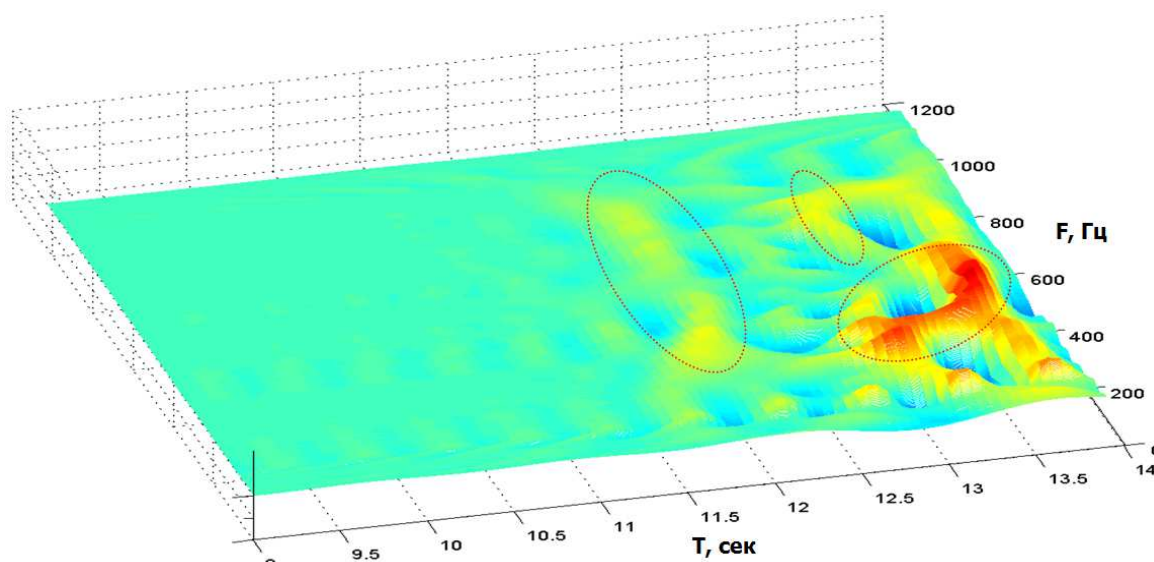
Вібро-сигнал було попередньо оброблено: нормалізовано його рівень до 0 Дб, відфільтровано всі частотні складові вище 1000 Гц та здійснено перетворення Гільберта для отримання комплексних значень сигналу. Аналізуючи отримані результати, можна стверджувати, що для бездефектного насосного агрегату (рис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

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

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



а) бездефектний ВНА



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

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

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

#### Висновки

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

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

#### Література

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

13 P. Flandrin. Time-Frequency/Time-Scale Analysis / P. Flandrin. – New York: Academic, 1999.

14 Janse C. P. Time-frequency distributions of loudspeakers: The application of Wigner distributions / C. P. Janse A. J. M. Kaizer // Journal of the Audio Engineering Society 31. – 1983. – P. 198-222.

15 Q. Meng Some new applications of Wigner distribution in machinery monitoring and diagnosis / Q. Meng and L. Qu // 6th International Symposium of IMEKO TC10, Technical Diagnostics, Prague, Czechoslovakia. – 1989. – 31 May-2 June. – P. 89.

16 Q. Meng Rotary machinery fault diagnosis using Wigner distribution / Q. Meng and L. Qu // Mechanical systems and signal processing. – 1991. – №5(3). – P. 155–166.

17 Заміховський Л.М. Контроль технічного стану відцентрових насосних агрегатів систем підтримання пластового тиску / Л.М. Заміховський, Ю.В. Паньків // Розвідка та розробка нафтових родовищ. – 2012. – № 2(43). – С.120-133.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
02.12.13*

*Рекомендована до друку  
професором **Юрчишиним В.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Петришиним Л.Б.**  
(Прикарпатський національний університет  
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

## АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Я.В. Бацала, І.В. Гладь, У.М. Николин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727172,  
e-mail: krishtiano@ukr.net

Проведено аналіз основних показників якості електроенергії, яка виробляється сонячними електростанціями прикарпатського регіону і подається в електричну систему. Проаналізовано показники енергоефективності інверторів, які використовують на даних сонячних електростанціях. Після вимірювання основних показників якості електроенергії, яка перетворена інверторами Fronius, проведено порівняльний аналіз допустимих значень основних параметрів електроенергії з експериментальними. Згідно з експериментальними даними на основі виміряних та записаних у бінарний файл миттєвих значень струмів та напруг, які генерує сонячна електростанція, розраховано значення струмів вищих гармонік, активної та реактивної потужностей. Наведено критерії впливу сонячних електростанцій на електротехнічне обладнання, системи релейного захисту та автоматики і надійність елементів енергосистеми. Порушено питання електромагнітної сумісності сонячних електростанцій з електричною системою.

Ключові слова: сонячна електростанція, інвертори, показники якості, електромагнітна сумісність, стійкість енергосистеми.

Проведен анализ основных показателей качества электроэнергии, производимой солнечными электростанциями региона Прикарпатья и подаваемой в электрическую систему. Проанализировано показатели энергоэффективности инверторов, используемые на данных солнечных электростанциях. После измерения основных показателей качества, преобразованной инверторами Fronius проведен сравнительный анализ допустимых значений основных параметров электроэнергии и экспериментальных. Согласно экспериментальных данных на основе измеренных и записанных в бинарный файл мгновенных значений токов и напряжений, генерируемых солнечной электростанцией рассчитано значение токов высших гармоник, активной и реактивной мощности. Приведены критерии воздействия солнечных электростанций на электротехническое оборудование, системы релейной защиты и автоматики и надежность элементов энергосистемы. Затронуты вопросы электромагнитной совместимости солнечных электростанций с электрической системой.

Ключевые слова: солнечная электростанция, инверторы, показатели качества, электромагнитная совместимость, устойчивость энергосистемы.

The main quality indices analysis of the electric power, produced with the help of the solar power stations of the Precarpathian Region and supplied into the energy system, has been conducted. The converter power efficiency indices that are used at the solar power stations have been analyzed. The basic admissible power parameter values have been compared with the experimental data after the main efficiency indices of the electrical power, converted by the Fronius converters, were measured. The current values of the high harmonic, active, and reactive powers have been calculated in accordance with the experimental data on the basis of the currents and voltages instantaneous values that were measured and recorded into the binary file. The criteria of the solar power stations influence onto electric equipment, relay protection and automatic equipment system, and electric power system elements reliability have been developed. The problems of electric and magnetic compatibility of the solar power stations with the electric system have been discussed.

Key words: solar power station, converters, quality indices, electromagnetic compatibility, system stability.

### Вступ

Завдяки сприянню уряду України та впровадженню «зеленого тарифу» розвиток сонячної енергетики в нашій державі отримав потужний поштовх. Зокрема, лише в Івано-Франківській області у 2013 році вже побудовано дві електростанції: Богородчанська СЕС потужністю 2,803 МВт (компанія «Еко-Оптіма»), та СЕС «Радче» потужністю 3,993 МВт (компанія ТОВ «Геліос Енерджі»). В сонячний період дані електростанції виробляють електроенергію, яка постачається в електромережу, яка потребує узгодження параметрів з енергосистемою та покращення якості. Крім того, наявність в мережі сонячних електростанцій впливають на її параметри і, відповідно, на все електротехнічне обладнання, системи релейного захисту та автоматики, надійність елементів енергосистеми. Залежно від потужності СЕС та місця під-

ключення до мережі, а також ряду інших факторів доцільно на підставі техніко-економічних розрахунків шляхом порівняння вибрати оптимальний варіант підключення СЕС до енергосистеми.

### Актуальність і невирішені питання

Генерування електроенергії альтернативними джерелами та під'єднання останніх до енергосистеми за допомогою перетворювачів струму впливає на якість електроенергії в мережі. Висока частота перемикання інверторів може створювати додаткові гармоніки в системах та зменшувати ефективність системи у зв'язку з порушенням стійкості джерела та збоями в роботі інверторів. Також через коливання величини виробленої електроенергії сонячними та вітровими електростанціями, яка постачається в енергосистему, що залежить від часу доби,

пори року, інтенсивності сонячної енергії через хмарність для сонячних електростанцій та швидкість вітру для вітрових електростанцій, порушується стійкість роботи, а відповідно й надійність енергосистеми.

Проаналізувавши дослідження, які проводилися в Україні та в інших європейських країнах, можна зробити висновок, що вплив неякісної електроенергії на електричне обладнання є досить суттєвим, а дослідження проблеми впливу джерел нетрадиційної генерації на показники якості електроенергії дозволить отримати шляхи зменшення втрат електроенергії, збільшити термін роботи електричного обладнання, зменшити швидкість старіння ізоляції ліній електропередач під дією вищих гармонік та обмежити нагрівання трансформаторів через несиметрію [1]. Велике значення для аналізу впливу СЕС на показники якості електроенергії в системі має місце підключення та потужність джерела. Згідно з [2] можна виділити три варіанти впливу «розподільної генерації» (РГ) на енергосистему, що може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в електричних мережах, впливати на величину зміни напруги, коливання напруги, величину флікера, надійність роботи та термін експлуатації електричної мережі.

Приєднання СЕС та ВЕС до мережі може покращити рівні напруг у вузлах системи, але необхідно передбачити резерв потужності в системі для покриття дефіциту потужності у випадку раптового відімкнення через природні фактори [3].

Зміна амплітуди та характеру потужності в місцевих електромережах завдяки підключенню джерел нетрадиційної енергетики зумовлює розгляд питань аналізу параметрів якості електроенергії, яку отримують від сонячних електростанцій, перегляду стандартів стійкості енергетичних систем та поглиблене вивчення даної проблематики.

### **Постановка завдання**

Метою цієї роботи було провести аналіз якості електроенергії, виробленої сонячною електростанцією в Прикарпатському регіоні в піковий сонячний період, а саме в обідню пору сонячного дня в липні 2013 року. Для аналізу енергетичних параметрів виробленої сонячної енергії застосовуємо інформаційно-вимірвальний апаратно-програмний комплекс (ІВАПК), який розроблено на кафедрі електропостачання та електрообладнання промислових підприємств ІФНТУНГ, що дає можливість проаналізувати параметри електроенергії з відображенням середньоквадратичних і пікових значень, коефіцієнтів спотворення синусоїди для вибраного каналу, зміну частоти [4]. Згідно з отриманими результатами необхідно зробити висновки щодо проблематики підключення сонячних електростанцій в мережу та розробити основні заходи з підвищення якості електроенергії.

### **Результати**

Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж розроблено на основі Датських вимог до вітрових станцій в жовтні 2011 року. Згідно з даними вимогами за умови приєднання відновлюваних джерел до електричних мереж, класифікують електростанції малої (до 2 МВт), середньої (від 2 до 25 МВт) та значної потужності (більше 25 МВт), які можуть впливати на режими роботи місцевих, магістральних мереж, а також помітно впливати на баланс потужності енергосистем [5].

Прикарпатські СЕС належать до електростанцій середньої потужності, що можуть впливати на режими роботи місцевих (локальних) електричних мереж середньої та високої напруги.

Показники якості електричної енергії в точці приєднання повинні відповідати міждержавному стандарту «ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [6]. Зазвичай робоча напруга має знаходитися в діапазоні 0,34-0,42 кВ (низька напруга), 9-11 кВ (середня напруга), а частота від 49,6 до (гранично допустиме зниження частоти) до 50,2 Гц (нормально допустиме підвищення частоти). Крім того, СЕС повинна залишатися підключеною до мережі у випадку аварійних умов експлуатації (стрибокподібні зміни фаз до 20° в точці приєднання, падіння напруги в точці приєднання до рівня 20% від номінальної напруги як мінімум протягом 0,5 с без відключення), а також витримувати всі групи нормативних збурень відповідно до ГКД 34.20.575-2002 «Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки» та міждержавних стандартів [7], [8], [9], [10].

На СЕС «Радче» енергія, вироблена фотомодулями Chaopi Solar CRM240S-156P-60 (240W), перетворюється інверторами Fronius, які підключені до низьковольтної частини електростанції пофазно. До кожного інвертора підключено групу сонячних фотомодулів певної потужності (в нашому випадку 240 Вт). Інвертори, в свою чергу, під'єднані до певної секції низької напруги трансформаторної підстанції (КТП – 1000 кВА). Кількість виробленої енергії залежить від величини освітленості в даний період.

Виробництво електроенергії на сонячній електростанції «Старі Богородчани-1» здійснюють за допомогою фотомодулів SUNOWE потужністю 225-230 Вт. Перетворення постійного струму в змінний на даній СЕС відбувається інверторами KACO POWADOR 39.0 TL3.XL з номінальною потужністю 39 кВт.

На рисунку 1 зображено принципову схему підключення інверторів Fronius до шин низької напруги трансформаторів ТМ-1000, на якій відбувається генерація електроенергії. Безпосередньо до системи СЕС під'єднують з боку високої напруги 10 кВ, але аналіз здійснювався на напрузі 0,4 кВ, оскільки розглядається можли-

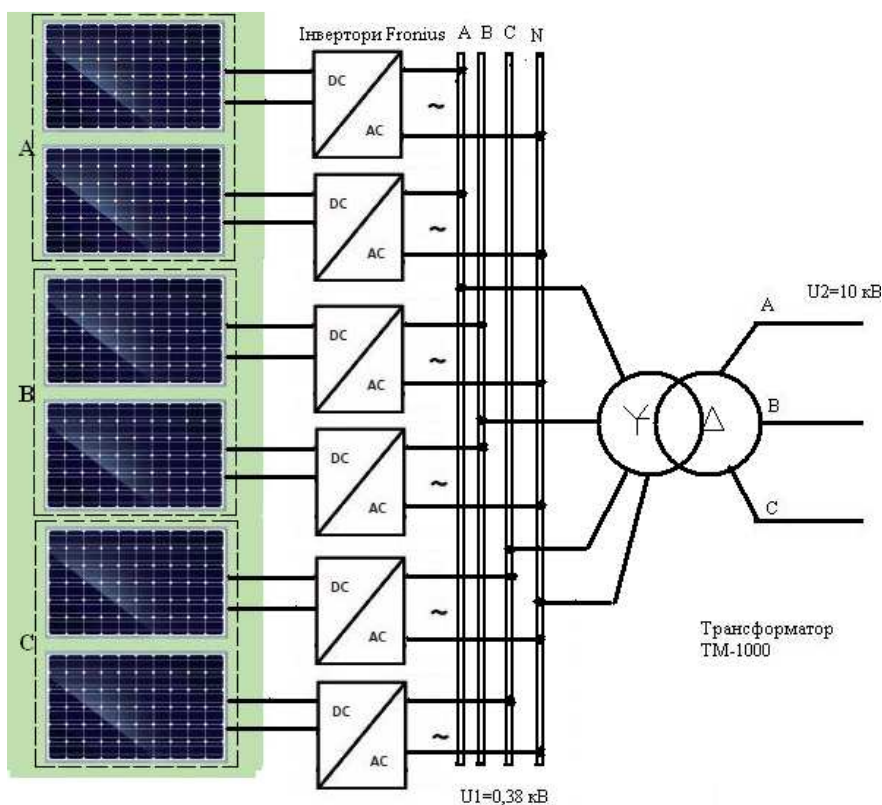


Рисунок 1 – Принципова схема підключення інверторів Fronius

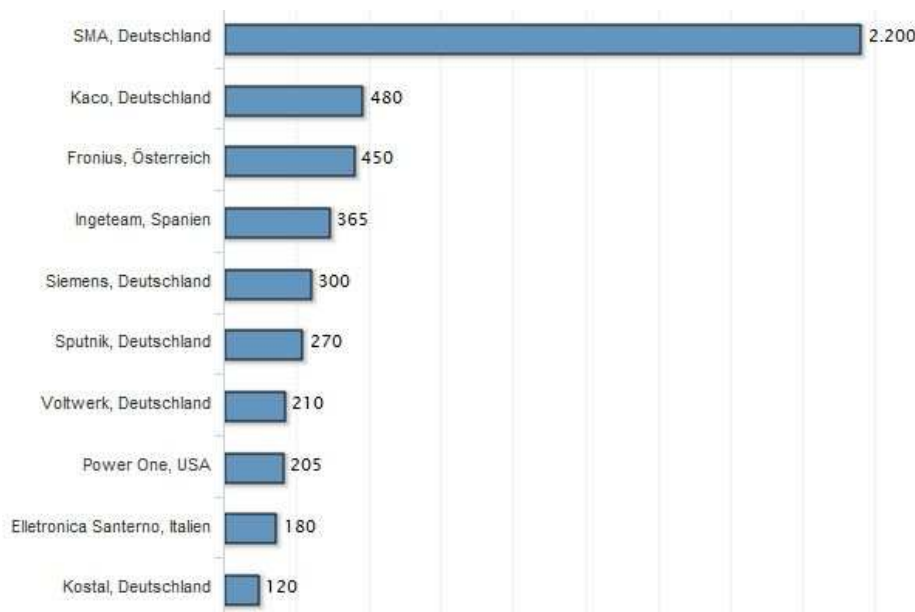


Рисунок 2 – Виробники інверторів

вість приєднання приватних будинків з фото-модулями через інвертори до мережі 0,4 кВ.

Інвертор Fronius являє собою перетворюючий пристрій, призначений для роботи у складі фотоелектричної системи з потужністю від 24 кВт. Дані інвертори, а також інвертори виробників SMA (Німеччина), Kaco (Німеччина), Ingeteam (США) і Siemens (Німеччина) належать до п'ятірки найбільш розповсюджених інверторів, які застосовують на СЕС (За даними IMS Research Neup 2011) [11]. Вибір даних ін-

верторів базується на порівнянні ефективності різних типів інверторів, тобто величини втрат енергії на перетворення постійного струму в змінний струм під час роботи та нічних годин. На рисунку 2 порівняно десять найкращих виробників інверторів за величиною перетвореної електроенергії в МВт. З рисунка 2 можна зробити висновки, що інвертори, які виробники використовують в Україні, належать до найбільш енергоефективних і їх використовують в усьому світі.

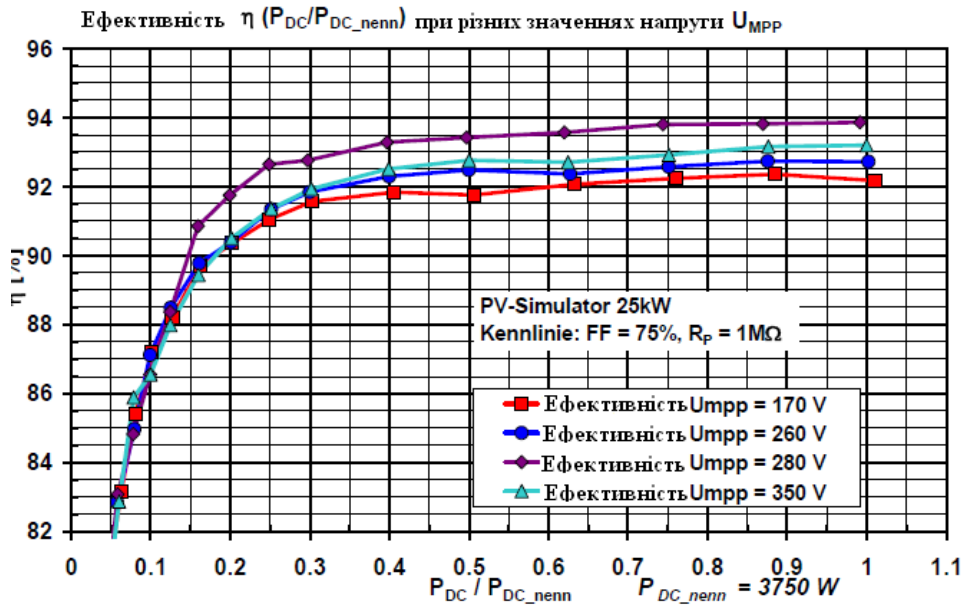


Рисунок 3 – Залежність ефективності інверторів Fronius від відношення потужності інвертора до номінальної потужності інвертора

На рисунку 3 зображено залежність енергоефективності інверторів Fronius від завантаження та величини напруги перетворення. Максимальна ефективність інверторів Fronius досягає 93,5%. Ця величина залежить також від напруги, яка подається до інвертора і тактової частоти. Якщо здійснювати порівняння за напругою, то можна зробити висновок, що оптимальна ефективність інверторів досягається на напрузі 280 В.

У Fronius використовують нову конфігурацію системи, яка заснована на модульному принципі. За основу цієї конфігурації закладено принцип використання більш завантажених перетворювачів, які працюють з більшою ефективністю. Саме тому інверторні станції працюють з модулями невеликих потужностей, що підключаються або відмикаються автоматично, залежно від генерування сонячних батарей, для того, щоб забезпечити роботу з навантаженням, яке відповідає максимальному ККД і дає змогу ефективно генерувати енергію в період слабкої освітленості – у ранкові та вечірні години і при високій хмарності.

Особливостями інвертора Fronius є можливість паралельного з'єднання з енергосистемою, інформативний графічний дисплей, простота в обслуговуванні та технологічність. Дисплей інвертора Fronius із задньою підсвіткою екрану відрізняється підвищеною яскравістю зображення. Крім цього, моделі інвертора Fronius відрізняються стійкістю до впливу навколишнього середовища та ремонтоздатністю. У тому випадку, якщо виникне несправність, дефектну схемну плату швидко і легко можна замінити на місці без демонтажу інвертора, у результаті час простою мінімізується.

Функція інвертора полягає в тому, щоб у будь-який час ефективно перетворювати вироблений сонячними батареями постійний струм у змінний з максимально можливою продуктив-



Рисунок 4 – Приєднання ІВАПК до вихідних затискачів інвертора Fronius

ністю. Чим вища швидкодія системи управління інвертором, тим краще він адаптується до зміни рівня освітленості батарей.

На рисунку 4 зображено приєднання інформаційно-вимірювального АПК до виходу інвертора. Аналізатор якості напруги та електроспоживання, який використаний для проведення досліджень побудовано на використанні перетворювачів напруг і струму швейцарської фірми LEM - CV3-1000 і LemFlex i3000s по 3 шт. відповідно; 16 бітного аналого-цифрового перетворювача (АЦП) американської фірми National Instruments NI-USB-6210, що має 8 диференціальних каналів і максимальну частоту перетворення 250 кГц; блоку узгодження перетворювачів з АЦП; ноутбука; спеціалізованого програмного забезпечення. Даний аналізатор дає змогу вимірювати миттєві значення струмів і напруг, підключати давачі вимірювання неелектричних величин, при цьому з достатньою легкістю зберігати та використовувати і аналізувати результати вимірювань з високою точні-

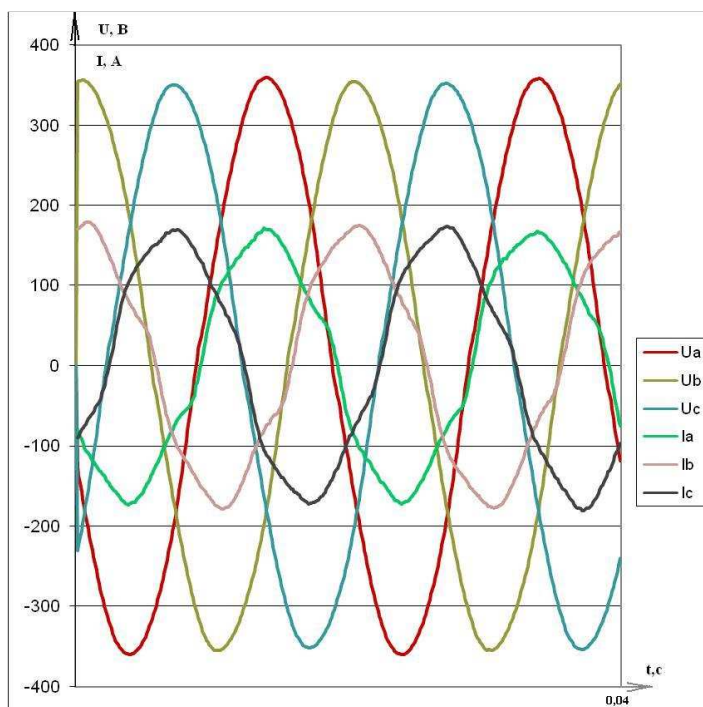


Рисунок 5 – Графік миттєвих значень струмів та напруг в трьох фазах на затискачах інвертора

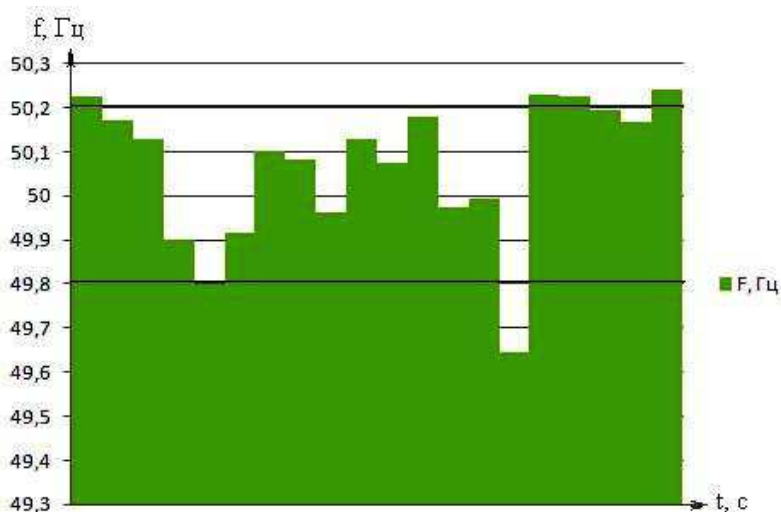


Рисунок 6 – Графік зміни частоти струму на затискачах інвертора

стю (максимальна похибка вимірювання  $\pm 2\%$ ). Під час роботи аналізатора в режимі багатоканального реєстратора протягом певного часу відбувається запис сигналів у файл, а після закінчення запису запускається певна спеціалізована підпрограма, що дає можливість графічно відображати записані сигнали, обробляти і зберігати у файлі необхідний відрізок сигналів з корисною інформацією та аналізувати параметри електроенергії з відображенням середньоквадратичних і пікових значень, коефіцієнт спотворення синусоїди для вибраного каналу, зміни частоти тощо [4].

На рисунках 5-7 зображено графіки зміни миттєвих значень напруг і струмів в трьох фазах, зміни частоти струму інвертора та аналіз гармонічного складу струмів фази A інвертора.

Напруга має чітко виражену синусоїдну форму, натомість в формі струму фази A присутні гармонічні складові, що детально відображено на графіку гармонічного складу струму фази A. Кут зсуву між напругою та струмом дорівнює нулю, це означає, що за класичним поняттям реактивна потужність практично рівна нулю. Частота струму інвертора коливається в допустимих межах, але за експериментальних досліджень було зауважено відімкнення частини інверторів при максимальному освітленні сонячних фотомодулів, що не дає змогу розвинути максимальну потужність генерування. Перспективою подальших досліджень є виявлення причин збою інвертування та шляхів вирішення цієї проблеми.

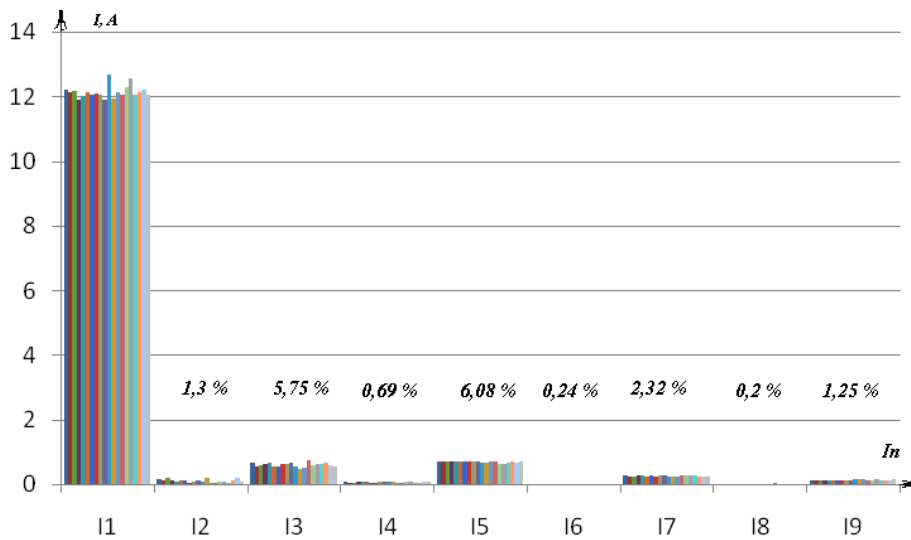


Рисунок 7 – Гармонічний спектр струму на затискачах інвертора

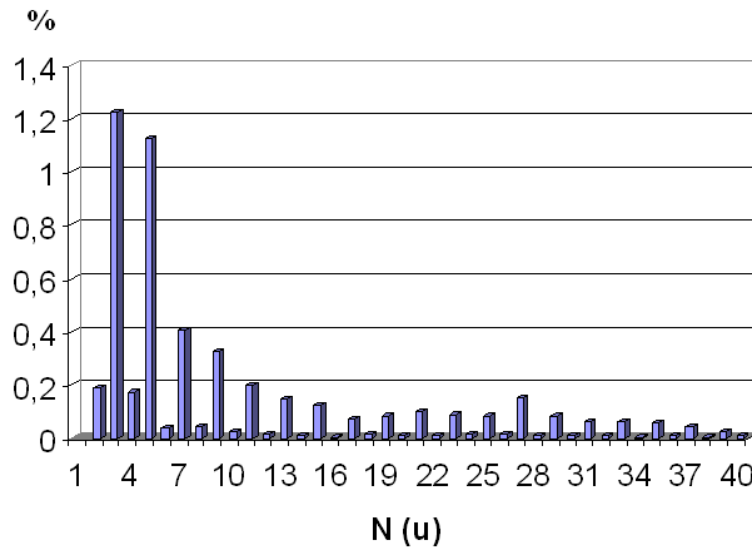


Рисунок 8 – Гармонічний спектр напруги на затискачах інвертора

На рисунку 7, 8 значення коефіцієнтів  $n$ -гармонічних складових струму  $K_{(n)i} = \frac{i_{n(t)}}{i_{1i}}$  і

напруги  $K_{(n)U} = \frac{U_{n(t)}}{U_{1i}}$  визначене у відсотках.

Якість електричної енергії за коефіцієнтом  $n$ -ої гармонічної складової напруги вважають відповідною нормам стандартів, якщо сумарний час відхилень від нормально допустимих значень становить не більше 5 % від встановленого періоду часу, тобто 1 година 12 хвилин. Якість електроенергії на затискачах інвертора відповідає необхідним вимогам.

Наступним етапом дослідження було проведення вимірювань на шини 0,4 кВ трансформаторної підстанції, яка видає електроенергію в мережу. Вироблення електроенергії супроводжувалося відключеннями певних груп інверторів, які відбувалися спонтанно і впливали на

кількість виробленої активної потужності. На рисунку 9 зображено графік зміни активної потужності сонячного джерела, який умовно можна розділити на чотири періоди. На першому етапі відбувається вироблення електроенергії всіма групами інверторів (480 кВт), що супроводжується значними коливаннями величини виробленої енергії. На наступному етапі ми відімкнули половину навантаження і отримали практично прямолінійний графік виробітку електроенергії (350 кВт). На третьому етапі було ввімкнено 4/6 навантаження, в результаті чого величина виробленого навантаження зростає до 400 кВт, а графік залишився прямолінійним. На четвертому етапі ввімкнено 5/6 навантаження, що несуттєво збільшило величину виробленої електроенергії, а коливання величини виробленої електроенергії повернулося на попередній рівень. Інтенсивність коливання збільшується зі зростанням активної потужності генерування.

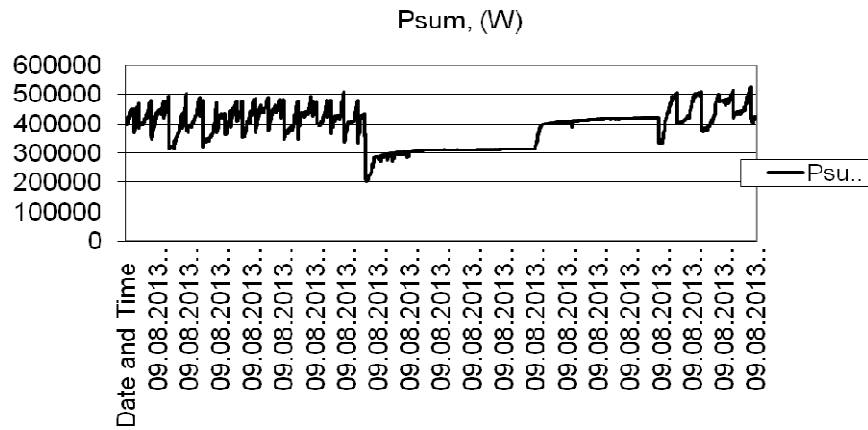


Рисунок 9 – Графік зміни активної потужності на затискачах підстанції СЕС

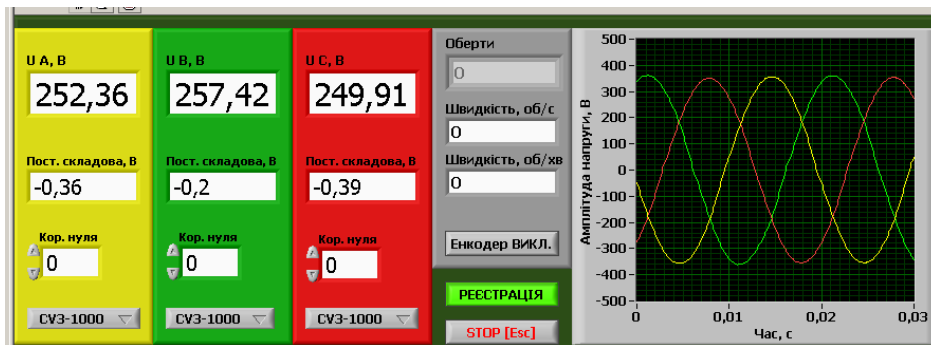


Рисунок 10 – Панель реєстратора з миттєвими значеннями напруг в трьох фазах під час вимірювання параметрів сонячної електроенергії



Рисунок 11 – Панель реєстратора з миттєвими значеннями струмів в трьох фазах під час вимірювання параметрів сонячної електроенергії

На рисунках 9, 10 зображено панелі реєстратора (ІВ АПК), на якому в реальному часі можна спостерігати значення струмів та напруг в трьох фазах і графіки струмів і напруг. Крім несинусоїдності форми струму, спостерігається несиметричність даної кривої.

Проаналізувавши графік зміни напруг в трьох фазах, можна прийти до висновку, що коливання напруги відбувається в межах норми. Вищих гармонік напруги як у неробочому ході, так і за генерування практично немає, частота в межах ГОСТ 13109-97 (50 Гц).

Після опрацювання даних вимірювань, можна зробити висновок, що на затискачах ТП СЕС присутнє коливання активної, і відповід-

но, повної потужності, реактивна потужність практично відсутня. Також бачимо, що рівень споживаної реактивної потужності зсуву практично незмінний, але має різкі зміни під час відключення частини інверторів та за інших перехідних процесів. Питання визначення реактивної потужності в мережах з різко змінним навантаженням та вибір відповідних компенсуювальних пристроїв за необхідності потребує додаткового вивчення. Згідно з [12] розрізняють реактивну потужність зсуву  $Q = UI_1 \sin \phi_1$ , яку можна компенсувати конденсаторними батареями, синхронними компенсаторами або недовантаженими синхронними електродвигунами в режимі перезбудження, та реактивну

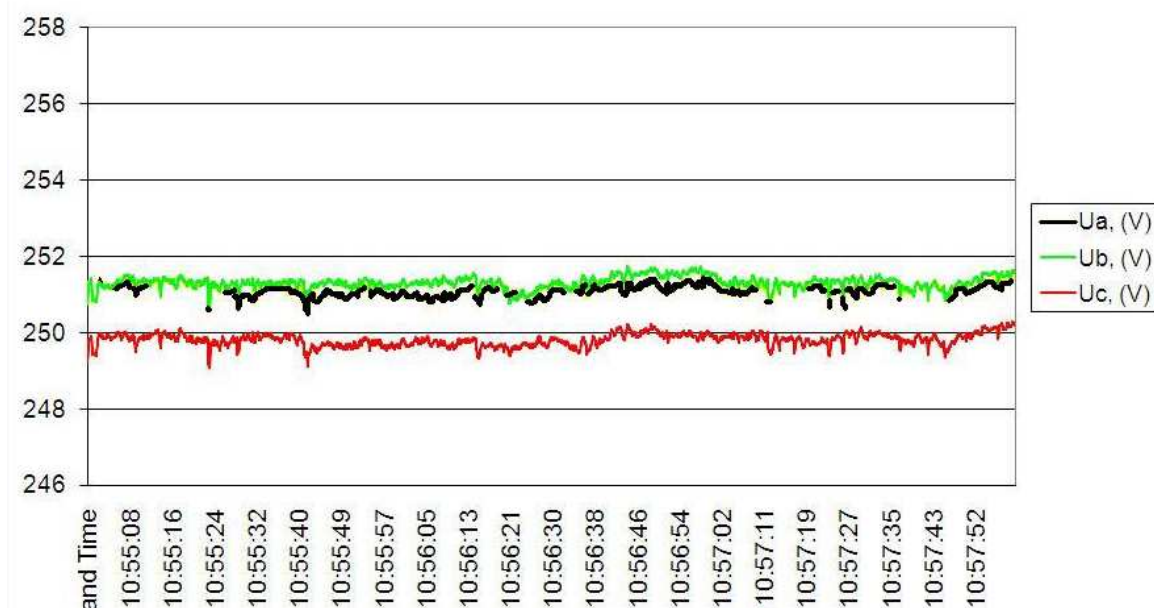


Рисунок 12 – Графік зміни напруги на затискачах ТП СЕС

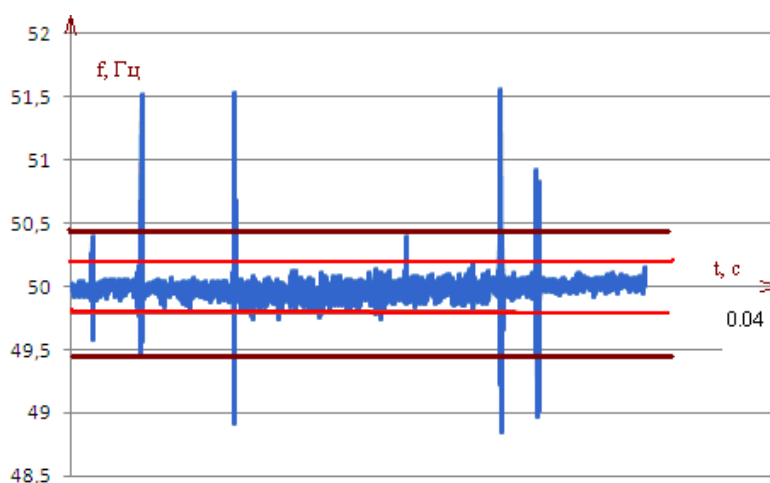


Рисунок 13 – Графік зміни частоти на затискачах ТП СЕС

потужність спотворення  $T = U \sqrt{\sum_{i=2}^n I_i^2}$ , яка

спричинена вищими гармоніками струму і для компенсації якої необхідні спеціальні фільтрокомпенсувальні пристрої. Реактивна потужність зсуву в даному випадку має від'ємний характер, а піки практично симетричні з піками потужності спотворення.

Через наявність впливу сонячної електростанції на електричну систему та, відповідно, на окремих споживачів за умови підключення без пристроїв трансформації в мережу важливе значення має вірне формулювання умов безтрансформаторного приєднання до мережі нових джерел енергії. Це призводить до необхідності застосування нових методів і програм розрахунку показників якості електроенергії в місці приєднання СЕС. Так як, практично усі технічні засоби підвищення якості електроенергії мають у своєму складі реактивні елементи і тому

впливають на баланс реактивної потужності у мережі, то слід комплексно проаналізувати дані питання. Виникає необхідність детального аналізу впливу сонячних джерел на здатність обладнання нормально функціонувати в електромагнітному середовищі, пов'язаному з роботою СЕС, не створюючи при цьому недопустимих перешкод для інших елементів мережі. Тому дослідження впливу СЕС на показники якості електроенергії енергосистеми та енергетичну сумісність надалі є перспективними і потребує детальних досліджень.

### Висновки

1. Експериментально отримано достовірні результати вимірювання основних показників якості електроенергії та складових потужності, які базуються на стандартних алгоритмах цифрового оброблення сигналів, що використані в ІВ АПК.

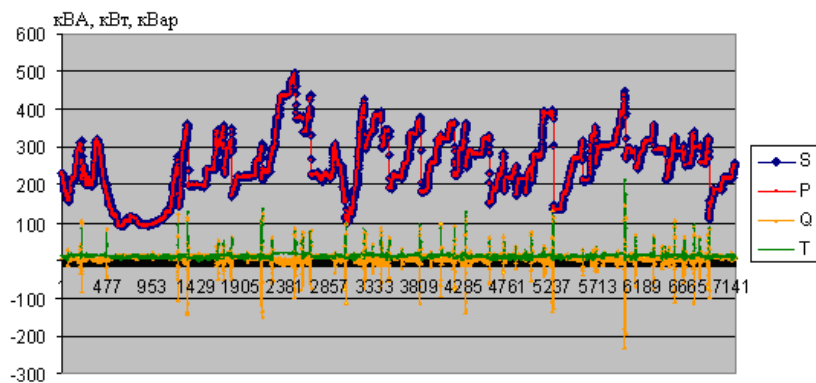


Рисунок 14 – Динаміка зміни активної та реактивної потужностей на затискачах ТП СЕС

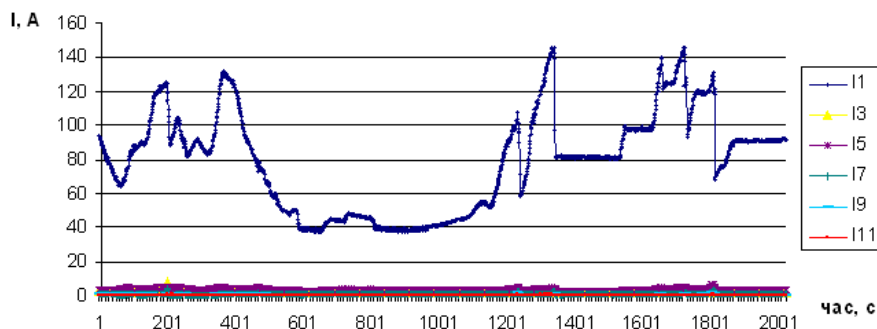


Рисунок 15 – Графік зміни струму фази А та розклад струму на гармонічні складові

2. Використання ІВ АПК дає змогу в реальному часі проводити аналіз показників якості електроенергії та використовувати результати досліджень для розроблення заходів підвищення ефективності роботи сонячної електростанції в енергосистемі.

3. За допомогою експериментальних досліджень енергетичних параметрів та показників якості електроенергії сонячних електростанцій робимо висновок, що за нормального режиму на досліджуваній СЕС відбувається генерація електричної енергії з дотриманням чинних стандартів.

### Література

1 Бекиров Э. А. Анализ качества электрической энергии, генерируемой солнечной электростанцией в энергосистему. [Текст] / Бекиров Э. А., Романовский И. В. // Строительство и техногенная безопасность. – 2011. – Вып. 40. – С. 106-115.

2 Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. [Текст] / Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46–51.

3 Коновал В. С. Дослідження впливу вітрової електростанції на режимі роботи електричної мережі / В. С. Коновал, А. Ю. Кучинський, О. І. Горак. – С. 64-69.

4 Гладь І. В. Проблеми та принципи проектування універсального апаратно-програмного комплексу для енергетичних обстежень електромереж [Текст] / Гладь І. В., Галушак І. Д.,

Поточний А.І., Маскевич У. М., Бацала Я. В., Кіянюк О. І. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 3(28). – С. 83-87.

5 Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж // Жовтень 2011 року. – С. 1- 42.

6 ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

7 IEC TR 61000-3-6: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems. (February 2008).

8 IEC TR 61000-3-7: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems. (February 2008).

9 IEC 61400-21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.

10 ДСТУ EN 50160:2008. Характеристики напруги електропостачання у розподільчих мережах загальної призначеності.

11 Berner Fachhochschulehaute ecole specialisee bernoise Bern University of Applied Science. [Online]. Available: <http://www.pvttest.ch/>

12 Соломчак О.В Проблеми розрахунку та компенсації реактивної потужності в мережах з несінусоїдним (нелінійним) навантаженням [Текст] / Соломчак О.В, Гладь І.В. // Енергетика та електрифікація. – 2008. – № 6. – С. 27-32.

13 Денисюк С. П. Оптимізація режимів електропостачання в локальних системах з розосередженою генерацією [Текст] / Денисюк С.П., Дерев'янку Д.Г., Колесник П.С. // Зб. пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. вип. – 2011. – С. 30–37.

14 Денисюк С. П. Аналіз електромагнітної сумісності елементів систем електропостачання при змінних параметрах генератора та навантажень [Текст] / Денисюк С. П., Рибіна О. Б., Дерев'янку Д. Г. // Спец. випуск Праць Ін-ту електродинаміки НАН України (Матеріали I Міжнародної конференції «Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС'10»), – К.: ІЕД НАНУ, 2010 – С. 32–43.

15 Кириленко О.В. Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою [Текст] // Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зорін Є.В., // Технічна електродинаміка. – К.: ІЕД НАНУ, – 2010. – № 3. – С. 59 – 67.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
27.11.13*

*Рекомендована до друку  
професором **Костишиним В.С.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Добровольською Л.Н.**  
(Луцький національний технічний університет,  
м. Луцьк)*

## ПАЛИВНО-МАЗУТНО-БІТУМНА ВАННА

О.С. Бейзик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727137,  
e-mail: drill@nimg.edu.ua

Основним ускладненням, яке зустрічається у процесі буріння нафтових і газових свердловин на родовищах України, є обвалювання та осипання стінок свердловини. Для ліквідації цих ускладнень на сьогоднішній день застосовують різні рідинні ванни. За результатами проведених лабораторних досліджень для підвищення стійкості стінок свердловини рекомендується паливно-мазотно-бітумна ванна, застосування якої порівняно із відомими забезпечує досягнення найбільшого ефекту у глинистих породах. Основними компонентами, що входять до складу ванни, є пичне побутове паливо (90-93,5%), окислений бітум (5-8%) та мазут (1,5-2,0). Термін дії ванни, встановленої у свердловині навпроти горизонтів зі складними гірничо-геологічними умовами, становить 7-8 годин. Приріст міцності низькопроникних взірців породи сягає 625%. Після встановлення ванни взірці гірських порід зберігають стійкість та високі міцнісні властивості у фільтраті соленасиченого розчину протягом тривалого часу, який коливається від 40-42 доби для низькопроникних порід. Результати, отримані експериментальним шляхом, знижують час на ліквідацію ускладнень у свердловині, що сприяє збереженню темпів проходки свердловини.

Ключові слова: пичне побутове паливо (ППП), окислений бітум, обвалювання та осипання стінок свердловини, рідинна ванна, модифікована паливно-бітумна ванна.

Наиболее распространенным осложнением, встречающимся при бурении нефтяных и газовых скважин на месторождениях Украины, являются осыпи и обвалы стенок скважины. Для ликвидации этих осложнений сегодня применяют силикатную, силикатно-калиевую, гидрофобно-адгезионную, гидрофобно-битумную, модифицированную гидрофобно-битумную и топливно-битумную ванны. По результатам проведенных лабораторных исследований с целью повышения устойчивости стенок скважины рекомендуется использование модифицированной топливно-битумной ванны (МПБВ), применение которой по сравнению с вышеперечисленными обеспечивает больший эффект. Главными компонентами, входящими в состав ванны, являются печное бытовое топливо (90-93,5%), окисленный битум (5-8%) и мазут (1,5-2,0). Срок действия ванны, установленной в скважине напротив пластов со сложными горно-геологическими условиями, составляет около 7-8 часов. Приращение прочности низкопроницаемых образцов горных пород достигает 625%. После установления ванны образцы горных пород сохраняют устойчивость и высокие прочностные свойства в фильтрате соленасыщенного раствора на протяжении длительного периода времени, который колеблется в пределах от 40-42 суток для высокопроницаемых низкопроницаемых пород. Полученные экспериментальным путем результаты способствуют снижению времени на ликвидацию осложнений в скважине, что способствует сохранению темпов проходки скважины.

Ключевые слова: печное бытовое топливо (ПБТ), окисленный битум, обвалы и осыпи стенок скважины, жидкостная ванна, модифицированная топливно-битумная ванна.

The main problem occurred during oil and gas wells drilling in the fields of Ukraine is caving in and sloughing of borehole walls. To eliminate this problem the following bathes are currently applied: silicate, potassium-silicate, hydrophobic-adhesive, hydrophobic-bituminous, modified hydrophobic-bituminous and fuel-bituminous. According to the results of laboratory research, a residual-fuel-bituminous bath (RFBB) is recommended to apply for the improvement of borehole walls' stability, because it gives better results in comparison with other above-mentioned bathes. The main components of the bath are household stove fuel (90,0-93,5%), oxidized bitumen (5-8%) and residual oil (1,5-2,0%). The bath period, settled into the well opposite horizons with complicated mining-geological conditions, is 7-8 hours. The increase of endurance capability of low permeability rock samples reaches 625%. When such a bath is settled the rock samples will preserve their stability and high endurance properties in the filtrate of salt-saturated drilling fluid for a long period of time, which ranges from 40 to 42 days for low permeability rocks. The obtained experimental results reduce time for the elimination of well problems and in such a way decrease costs of the drilling company material and energy resources.

Key words: household stove fuel, oxidized bitumen, crumbling and collapse of the well's wall, silicate-potassium bath, liquid bath, residual-fuel-bituminous bath.

Найбільш поширеним ускладненням, яке виникає під час буріння нафтових і газових свердловин, особливо на родовищах Дніпровсько-Донецької западини, є обвалювання та осипання стінок свердловини. Найчастіше обвалювання та осипання стінок свердловини відбуваються під час розбурювання пластичних сланцевих глин, що залягають під великими кутами, особливо поблизу тектонічних порушень. Однак, на значних глибинах обвалювання відбуваються в породах, незалежно є текто-

нічні порушення чи немає. Першопричиною обвалів та осипань стінок свердловини є геотехнологічні умови їх проведення. Найчастіше обвали та осипання виникають у сланцюватих та лускатих глинах, що перемежуються тонкі прошарки піску, слюди з вмістом піриту, марказиту тощо. Не слід також нехтувати значними кутами падіння порід в інтервалах тектонічних порушень. Обвалоутворення стають дуже серйозним видом ускладнень під час осипання порід над утвореною каверною.

Суттєвий вплив на інтенсивність обвалювання та осипання стінок свердловини пов'язаний зі зниженням густини бурових розчинів, низькими механічною та рейсовою швидкостями буріння та частими зупинками та простоями з технічних, технологічних чи організаційних причин. Обвалювання можуть спричинити виникнення аварій з бурильним інструментом, особливо в інтервалах каверноутворень.

Механізм обвалоутворень пов'язаний з пружним розширенням глинистих мінералів через зниження бокового тиску і осмотичного всмоктування фільтрату із бурового розчину. Проникаючи у тріщини глинистих порід, фільтрат спричиняє зростання капілярного тиску в тріщинах, набухання та випучування глинистих порід за рахунок міжплощинної гідратації, зниження сил зчеплення, що призводить до обвалювання та осипання стінок свердловини.

Значний вплив на інтенсивність обвалів та осипань стінок свердловини мають набухання і розмокання глинистих порід. При цьому ступінь розпадання глин зумовлений ступенем гідратації глинистих частинок і швидкістю гідратації маси глини, яка дорівнює швидкості дифузії води.

Гідратація та змочування суттєво змінюють напружений стан гірських порід, в яких спостерігається адсорбційне пониження твердості, область поширення якої у глинах дуже велика і з часом практично розповсюджується на весь об'єм вірця. У цьому випадку сили зчеплення між частинками глин екрануються, що призводить до самовільного диспергування без прикладання навантаження до вірця породи, або до значних деформацій за умови створення навантаження.

Відомі два механізми набухання глинистих мінералів: кристалічний і осмотичний.

Кристалічне набухання ще називають поверхневою гідратацією. Воно відбувається внаслідок адсорбції мономолекулярних шарів води на базальних зовнішніх і внутрішніх поверхнях кристалів. Перший шар води утримується на поверхні водневими зв'язками з атомами кисню. Тобто молекули води утворюють структуру аналогічну структурі глинистого мінералу і проникають на віддаль до 1 нм від зовнішньої поверхні. Така вода володіє квазикристалічними властивостями, питомий об'єм якої на 3% перевищує питомий об'єм вільної води, та більшою в'язкістю.

Осмотичне набухання відбувається внаслідок того, що концентрації катіонів між шарами кристалічної ґратки більші порівняно з їх концентрацією у розчині. Тому вода втягується у міжшаровий простір, внаслідок чого можливе утворення дифузних частин подвійних електричних шарів. У глинистих мінералах не спостерігається напівпроникних мембран, але набухання має осмотичний характер, що пов'язане з різницею в концентрації електроліту.

Осмотичне набухання порівняно з кристалічним призводить до значного збільшення загального об'єму глинистого мінералу. Натрієві глини під час осмотичного набухання адсорбу-

ють у 20 разів більше води порівняно з кристалічним набуханням.

Відштовхуючі сили між шарами значно слабші при осмотичному набуханні порівняно з кристалічним.

Протидіяти руйнуванню стінок свердловини при розбурюванні тектонічно порушених порід дуже складно.

Науковцями було здійснено багато спроб розробляння різних способів запобігання цих ускладнень. Однак спосіб запобігання обвалювань та осипань, який стосувався тільки зниження фільтрації, недостатньо дієвий. Тому розвиток наукових досліджень був спрямований ще і на збільшення густини бурових розчинів та застосування реагентів, що зменшували б інтенсивність гідратації глинистих порід.

Однак такі заходи не завжди запобігали обвалюванням та осипанням. Тому і на сьогоднішній день для вирішення цієї проблеми немає однозначних рішень. Застосування способів запобігання обвалювання та осипання стінок свердловини, відомих на даний час у літературі та практиці буріння свердловин (зменшення фільтрації, збільшення густини та регулювання реологічних параметрів бурових розчинів) бажаного відчутного ефекту не дають [1].

Із літератури відомо, що найпоширенішим способом ліквідації осипань та обвалювань стінок свердловини та підвищення їх стійкості є застосування силікатної [2], силікатно-калієвої [3], гідрофобно-адгезійної [4], гідрофобно-бітумної [5], модифікованої гідрофобно-бітумної [6], паливно-бітумної [7] та модифікованої паливно-бітумної [8] ванн. Встановлення рідинних ванн проводять перед підйомом бурильної колони або під час проведення ремонтних робіт. Для цього у бурильні труби закачують розрахунковий об'єм ванни і буровим розчином протискують її в зону порушених порід та витримують протягом 6-24 годин. Внаслідок взаємодії рідинної ванни зі стінками свердловини зменшується інтенсивність обвалювання. Найефективніше підвищує стійкість стінок свердловини паливно-бітумна та модифікована паливно-бітумна ванни. Проте їх ефективність найвища у високо- та середньопроникних породах і незначно проявляється ефект від дії вказаних ванн у низькопроникних породах (глинисті відклади), де спостерігається основний обсяг порушення цілісності стінок свердловини.

Мета роботи – зберегти або покращити стійкість стінок свердловини у низькопроникних породах за одночасного збільшення терміну дії рідинної ванни.

Поставленої мети досягається домішкою мазуту до паливно-бітумної ванни.

Мазут (рис. 1) – маслянистий залишок нафти після відбирання із неї світлих дистилатів (бензину, лігроїну, гасу, дизельного палива). Мазут в'язка речовина темно-коричневого кольору, представляє собою суміш вуглеводнів, нафтових смол, асфальтенів, карбонів, карбонідів і органічних металомістких сполук (V, Ni, Fe, Mg, Na, Ca тощо). Фізико-хімічні властиво-



Рисунок 1 – Загальний вигляд мазуту

сті мазуту залежать від хімічного складу сирової нафти та ступеня відгону фракцій дистилатів, густина мазуту коливається в межах від 890 до 1000 кг/м<sup>3</sup> (за температури 20°C), теплота згорання 9100-10000 ккал/кг. У народному господарстві мазут застосовують як паливо для парових котлів, промислових котелень різного призначення та парових газових турбін.

Рецептуру і ефективність паливно-мазутно-бітумної ванни оцінювали у лабораторних умовах на глинисто-піщаних взірцях породи чотирьох типів:

- 1) 15% глини та 85% піску;
- 2) 50% глини та 50% піску;
- 3) 85% глини та 15% піску;
- 4) 100% глини.

Регулюванням вмісту глини змінювали проникність взірців породи у широких межах. Технологія виготовлення лабораторних взірців породи та методика підготовки їх до лабораторних досліджень були аналогічні тим, які застосували під час дослідження рецептури силікатно-калієвої ванни [3].

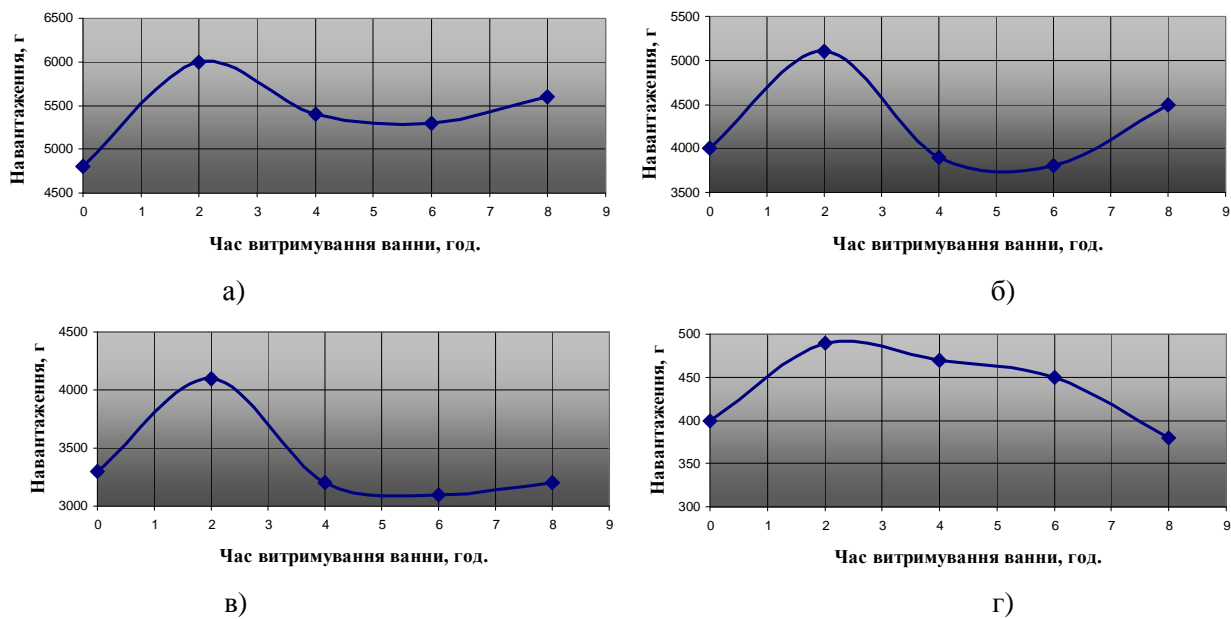
Паливно-мазутно-бітумну ванну готували у такій послідовності. Спочатку окислений бітум нагрівали до температури плавлення, а мазут змішували з пічним побутовим паливом (ППП) до повного розчинення. Відтак змішували розплавлений бітум та суміш мазуту з ППП до однорідного стану. Концентрацію окисленого бітуму встановили згідно з рецептурою паливно-бітумної ванни у межах 5-8%, а вміст мазуту змінювали від 0,5% до 2,5%. Для дослідження впливу ванни на початкову міцність всі глинисто-піщані взірці поміщали у порції паливно-мазутно-бітумної ванни, які відрізнялися концентрацією мазуту, і витримували їх там протягом 8 годин. Через кожних дві години взірці породи виймали з ванни і визначали їх міцність на стиск, порівнюючи з початковою.

За результатами лабораторних досліджень побудовано графічні залежності міцності взірців від концентрації мазуту для слабкопроникних (100 % глини), низькопроникних (15% піску та 85% глини), середньопроникних (50% піску та 50% глини) та високопроникних (85% піску та 15% глини) взірців порід, які зображено на рис. 2, 3, 4. На графіках вздовж осі абсцис відкладено час перебування взірців породи у паливно-мазутно-бітумній ванні, а по осі ординат – руйнівне навантаження взірців породи, за якого настає руйнування взірця.

Як бачимо з графіків, наведених на рис. 2, міцність всіх взірців породи спочатку зростає, а потім спадає чи збільшується на незначну величину. Концентрація мазуту у рідинній ванні для наведених результатів становить 0,5%. Приріст міцності на кінцевому етапі досліджень, тобто через 8 годин, спостерігається тільки у слабкопроникних (16,7%) (рис.2а) та низькопроникних (12,5%) (рис.2б) взірцях породи. У середньо- та високопроникних взірцях (рис. 2а, 2б) міцність спадає або залишається на первинному рівні без змін.

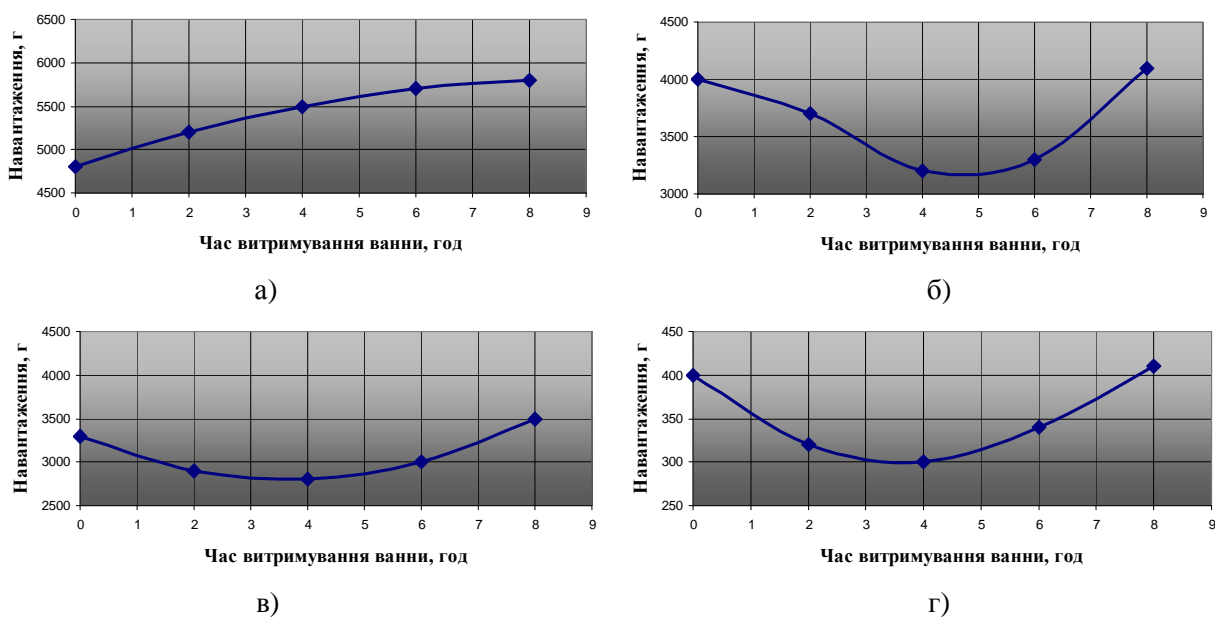
У першому випадку мазут разом з пічним побутовим паливом і окисленим бітумом підсилює міцність низькопроникних і слабкопроникних порід. Такий результат одержано за рахунок того, що мазут, основним компонентом якого є акцизні смоли (28-72 %), взаємодіє з глинистими мінералами (монтморилоніт, ілліт, каолінит, палигорскіт тощо), утворюючи додаткові сили взаємодії, що сприяє зростанню міцності взірців породи.

У середньо- та високопроникних породах, у яких відсоток глинистих мінералів знижується, а кварцу – зростає, сили взаємодії між мінералами слабкі. Очевидно, що у цьому випадку мазут протидіє проникненню пічного побутового палива разом з окисленим бітумом в гірську



а) слабопроникні взірці; б) низькопроникні взірці;  
в) середньопроникні взірці; г) високопроникні взірці

Рисунок 2 – Залежність міцності взірців від часу перебування їх у паливно-мазотно-бітумній ванні за концентрації мазуту 0,5%



а) слабопроникні взірці; б) низькопроникні взірці;  
в) середньопроникні взірці; г) високопроникні взірці

Рисунок 3 – Залежність міцності взірців від часу перебування їх у паливно-мазотно-бітумній ванні за концентрації мазуту 0,75%

породу, тому міцність взірців майже не змінюється.

Зі збільшенням концентрації мазуту у рідинній ванні (рис. 3, 4) характер зміни міцності взірців породи не аналогічний графічним залежностям, що зображені на рис. 2. Відмінність полягає тільки у тому, що зі збільшенням концентрації мазуту в рідинній ванні спостерігається чіткіше зростання міцності слабо- та низькопроникних взірців, та незначне зниження або стабілізація середньо- та високопроникних порід.

Отже, домішка мазуту до паливно-бітумної ванни призводить до позитивних змін тільки слабо- та низькопроникних породах. Це дуже важливо, оскільки породи такого типу складають інтервали великої товщини на більшості родовищ нашої держави. Статистика свідчить, що складність обвалювань та осипань стінок свердловини пов'язана саме з глинистими відкладами (глинисті сланці, аргіліти, алевроліти тощо).

У зв'язку з цим, подальші дослідження проводили тільки для слабо- та низькопро-

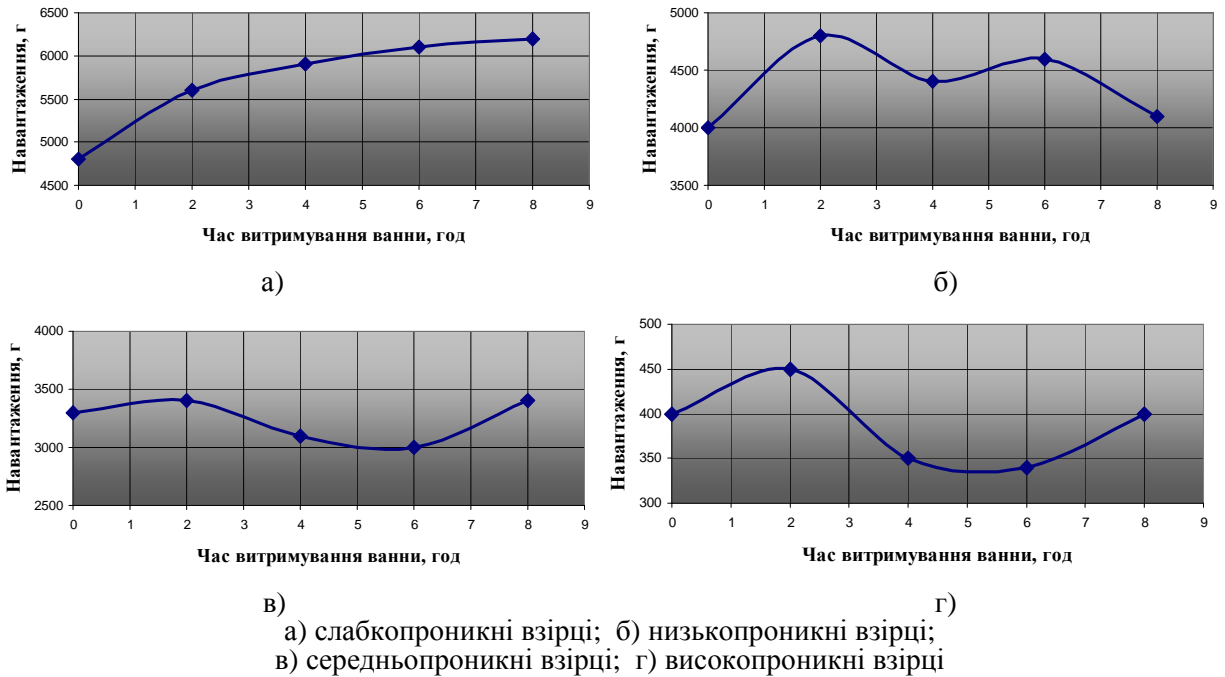


Рисунок 4 – Залежність міцності взірців від часу перебування їх у паливно-мазотно-бітумній ванні за концентрації мазуту 1,0%

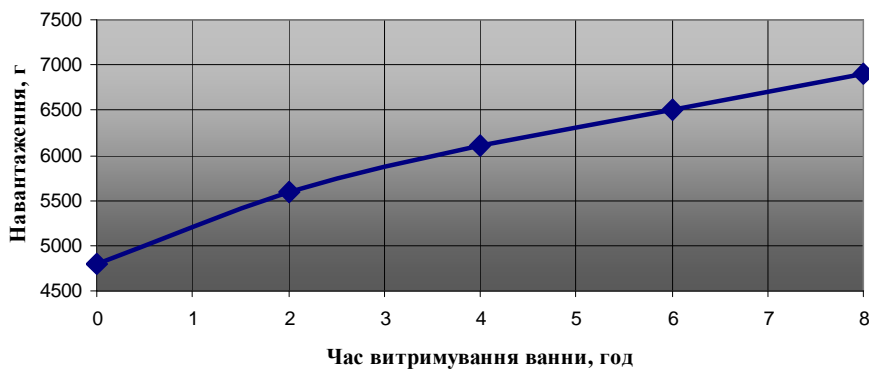


Рисунок 5 – Залежність міцності глинистих взірців порід від часу їх перебування у паливно-мазотно-бітумній ванні за концентрації мазуту 1,5%

никних взірців породи. Концентрацію мазуту у рідинній ванні доводили до 2%.

У ході лабораторних досліджень готували 3 порції паливно-бітумної ванни, до якої додавали мазут, змінюючи його концентрацію від 1,5% до 2,0%. У кожен порцію паливно-мазотно-бітумної ванни поміщали слабо- та низькопроникні взірці гірської породи і витримували протягом 8 годин, періодично оцінюючи їх міцність. Експериментальні дослідження підтвердили зростання міцності слабопроникних та низькопроникних взірців породи.

Характер наростання міцності взірців слабопроникних і низькопроникних порід в рідинній ванні майже однаковий. Тому, як приклад, наводимо динаміку наростання міцності тільки для глинистих взірців породи IV типу (рис. 5, 6).

Як бачимо з графічних залежностей, наведених на рис. 5, за концентрації мазуту 1,5% міцність глинистих взірців породи у рідинній ванні спочатку зростає, а відтак стабілізується. Зростання міцнісних властивостей спостеріга-

ється за незначних концентрацій мазуту у рідинній ванні, тоді як за високих концентрацій мазуту суттєвих змін не спостерігається.

Для прикладу наводимо зміну міцності глинистих взірців породи у рідинній ванні за концентрації 2% (рис. 6). Порівнюючи графічні залежності, наведені на рис. 5 та рис. 6, можна відзначити, що збільшення концентрації мазуту понад 1,5-2,0% не сприяє зростанню міцності глинистих взірців породи. Тому за оптимальну домішку мазуту у рідинній ванні вважатимемо концентрацію 1,5-2,0%. Приріст міцності глинистих взірців породи у такій ванні зростає до 39%.

За результатами лабораторних досліджень для боротьби з обвалюваннями та осипаннями стінок свердловини можна рекомендувати паливно-мазотно-бітумну ванну з вмістом окисленого бітуму 5-8%, мазуту 1,5-2,0%, пічного побутового палива 90-93,5%. Тривалість витримання паливно-мазотно-бітумної ванни у свердловині навпроти горизонтів, схильних до обвалювань, становить 7-8 годин.

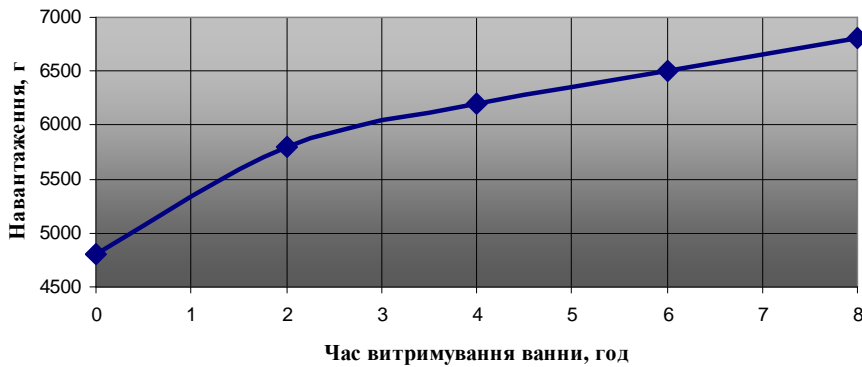


Рисунок 6 – Залежність міцності глинистих взірців порід від часу їх перебування у паливно-мазутно-бітумній ванні за концентрації мазуту 2,0%

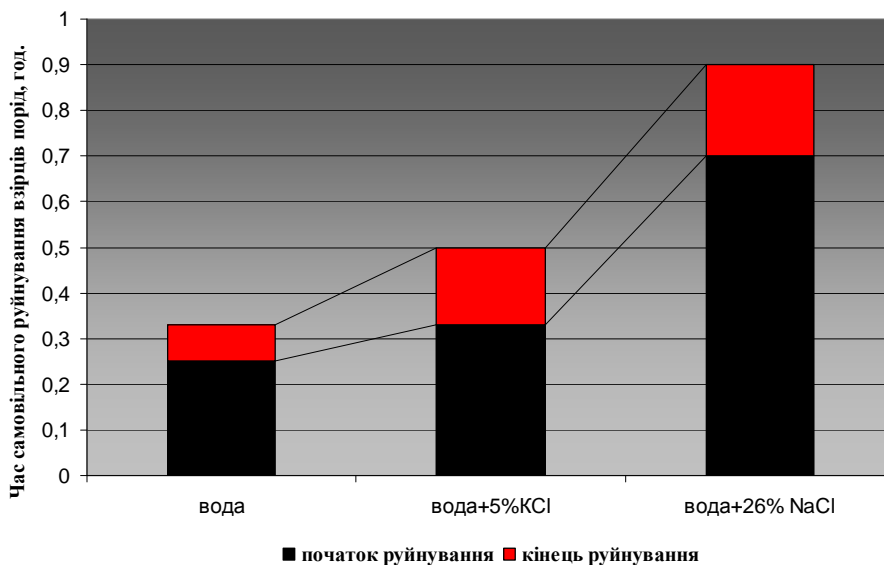


Рисунок 7 – Залежність стійкості звичайних взірців породи від часу перебування їх у фільтраті розчину з різною мінералізацією

Під час встановлення паливно-мазутно-бітумної ванни необхідно володіти інформацією про тривалість її дії на нестійкі горизонти у свердловині, що оцінювали у лабораторних умовах. Для цього було проведено серію лабораторних експериментів, під час яких оцінювали час стійкості взірців породи до моменту самовільного руйнування у фільтратах розчинів з різною мінералізацією.

Усі взірці породи розділили на дві групи. До першої групи відносять взірці породи, які не обробляли паливно-мазутно-бітумною ванною, які умовно назвали звичайними. До другої групи увійшли взірці породи, які після приготування витримували протягом 8 годин у паливно-мазутно-бітумній ванні, що містить 1,5-2,0%, пічного побутового палива 90-93% та окисленого бітуму 5-8%, які назвали модифікованими. Звичайні і модифіковані взірці поміщали у прісну, мінералізовану (5% хлориду калію) та соленасичену (26% хлориду натрію) води, які моделюють фільтрати відповідно звичайного глинистого, мінералізованого та соленасиченого стабілізованого розчинів. Досліди проводили до самовільного руйнування взірців. Одночасно спостерігали за конфігурацією взір-

ців, які під дією фільтрату спочатку розтріскувались, а відтак розпадались на великі шматки. Результати лабораторних досліджень наведено для звичайних (рис. 7) та модифікованих (рис. 8) взірців породи.

Як бачимо з діаграм, наведених на рис. 7, взірці породи під дією фільтрату швидко руйнувалися. Найменший термін стійкості взірців спостерігався у прісній воді (15-20 хв.), у мінералізованій воді взірці руйнувалися через 25-30 хв., а у соленасиченій воді термін стійкості сягнув 35-55 хв. Сповільнення швидкості руйнування глинистих взірців породи у мінералізованому та соленасиченому розчинах пов'язано очевидно із наявністю іонів калію та натрію, які сприяють зростанню сил зв'язку між вузлами кристалічної ґратки глинистих мінералів.

Механізм дії одновалентних іонів на міцність кристалічної ґратки глини полягає у їх проникненні в мінерал та створенні зв'язків з поверхнею кристалів глинистих мінералів.

На діаграмах, наведених на рис.8, бачимо, що стійкість модифікованих взірців породи під час перебування їх у фільтратах розчинів різної мінералізації пов'язане з підвищенням вмістом смолистих фракцій у мазуті та пічному побуто-

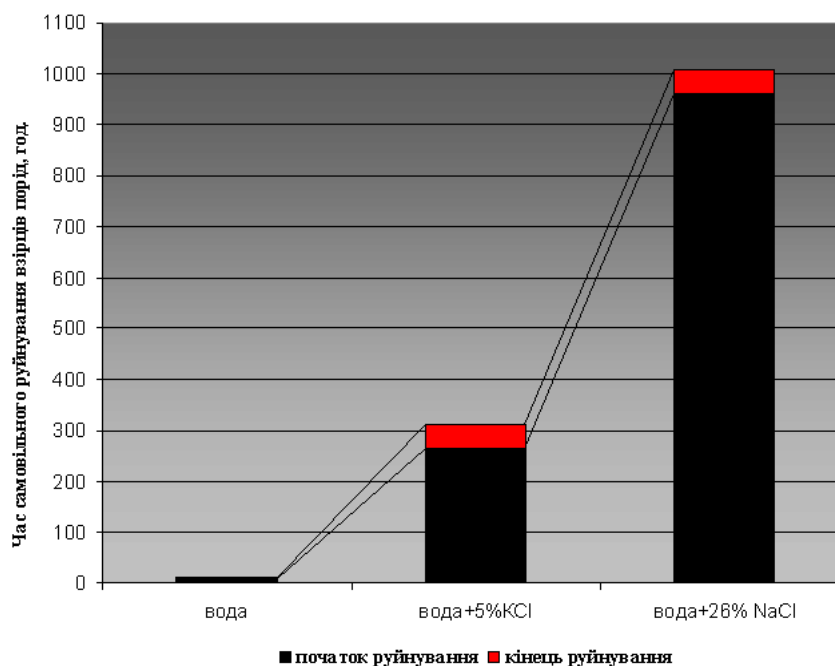


Рисунок 7 – Залежність стійкості модифікованих взірців породи від часу перебування їх у фільтраті розчину з різною мінералізацією

вому паливі та адгезійними властивостями окисленого бітуму.

Незначне проникнення смолистих фракцій мазуту, окисленого бітуму та пічного побутового палива у поверхневий шар лабораторних взірців не тільки протидіє фільтрації розчину у пласт, але і значно підвищує сили зчеплення між частинками глинистих мінералів. Тому стійкість модифікованих взірців порівняно зі звичайними у прісній воді зростає приблизно у 36 разів, у мінералізованій – у 625 разів, а у соленасиченій – у 1120 разів.

Отже, за результатами лабораторних досліджень для боротьби з обвалюваннями та осипаннями стінок свердловини рекомендується паливно-мазотно-бітумна ванна, до складу якої входять пічне побутове паливо (90-93,5), мазут (1,5-2,0%), окислений бітум (5-8%). Термін витримування ванни у свердловині навпроти нестійких горизонтів становить біля 7-8 годин. Найбільший ефект від дії запропонованої ванни досягається у глинистих відкладах, на які припадає найбільший обсяг порушення стійкості масиву порід. Міцність глинистих взірців породи після витримування їх у паливно-мазотно-бітумній ванні зростає до 39%. Тривалість стійкості глинистих взірців породи після становлення ванни сягає 40-42 доби, що забезпечує безаварійне буріння у нестійких горизонтах, скорочення часу на ліквідацію ускладнень, спричинених обвалюваннями та осипаннями стінок свердловини та успішне перекриття обсадною колоною. Вартість паливно-мазотно-бітумної ванни порівняно із раніше запропонованими рецептурами рідинних ванн найнижча, що пов'язано із застосуванням відходів, що залишаються після перегонки нафти.

#### Література:

- 1 Ясов В.Г. Осложнения в бурении: справочное пособие / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
- 2 Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1985. – 206 с.
- 3 Оринчак М.І. Технологія встановлення силікатно-калієвої ванни / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 2(22). – С. 24-26.
- 4 Оринчак М.І. Гідрофобно-адгезійна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 4(28). – С. 22-25.
- 5 Оринчак М.І. Гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2(30). – С. 26-29.
- 6 Пат. 78889 Україна МПК<sup>51</sup> C09K8/50. Модифікована гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, О.С. Бейзик, А.І. Василько: Заявл. 13.07.12. – Опубл. 10.04.13., Бюл. №7 – 4 с.
- 7 Оринчак М.І. Паливно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, А.І. Різничук, М.М. Оринчак, О.С. Бейзик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 3(44). – С. 23-26.
- 8 Чудик І.І. Модифікована паливно-бітумна ванна / І.І. Чудик, М.І. Оринчак, О.С. Бейзик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 1(54). – С. 21-24.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
23.12.13

Рекомендована до друку  
професором **Коцкуlichem Я.С.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Фризом І.М.**  
(НВП «Бурова техніка», м. Івано-Франківськ)

# Наука — виробництву

УДК 621.928.37

## ОПТИМІЗАЦІЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ В БУРІННІ НА ПРИКЛАДІ ГІДРОЦИКЛОННОЇ УСТАНОВКИ

Є.І. Крижанівський, М.М. Лях, Ю.М. Бурда

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: burda.iurii@gmail.com

*Розглядається проблема зменшення енергоспоживання елементів циркуляційної системи бурової установки, а саме, гідроциклонних установок. Виділено та проаналізовано основні шляхи покращення енергетичних параметрів гідроциклонної установки. На основі емпіричних та теоретичних залежностей розроблено математичну модель, згідно якої визначаються оптимальні параметри режиму роботи гідроциклонної установки з врахуванням критерію її роботоздатності з необхідними технічними характеристиками в умовах мінімального енергоспоживання шламового насоса. Для розробленої математичної моделі запропоновано графо-аналітичний метод для встановлення оптимального режиму роботи гідроциклонної установки, придатний для використання в польових умовах. Подано приклад використання графо-аналітичного методу для конкретних умов однієї з фаз спорудження свердловини та оцінено можливий отриманий ефект зменшення енергоспоживання.*

Ключові слова: гідроциклонна установка, шламовий насос, оптимізація енергоспоживання, графо-аналітичний метод.

*Рассматривается проблема уменьшения энергопотребления элементов циркуляционной системы буровой установки, а именно, гидроциклонных установок. Выделены и проанализированы основные пути улучшения энергетических параметров гидроциклонной установки. На основе эмпирических и теоретических зависимостей разработана математическая модель, согласно которой определяются оптимальные параметры режима работы гидроциклонной установки с учетом критерия ее работоспособности с необходимыми техническими характеристиками в условиях минимального энергопотребления шламового насоса. Для разработанной математической модели предложен графо-аналитический метод для установления оптимального режима работы гидроциклонной установки для использования в полевых условиях. Подается пример использования графо-аналитического метода для конкретных условий одной из фаз сооружения скважины и оценен возможный полученный эффект уменьшения энергопотребления.*

Ключевые слова: гидроциклонная установка, шламовый насос, оптимизация энергопотребления, графо-аналитический метод.

*The article deals with the issue of energy consumption reduction of the drilling rig circulating system elements and in particular of the hydrocyclone units. The main ways of the hydrocyclone unit energy parameters improving are emphasized and analyzed. The mathematical model is developed on the basis of the empirical and theoretical dependences. The optimal operating parameters of the hydrocyclone unit with the consideration of the criteria of its operability with the required technical characteristics under the conditions of minimal energy consumption by the slurry pump are determined in accordance with this mathematical model. The graphical and analytical method for establishing the optimal hydrocyclone unit operation mode, which is applicable for utilization under the field conditions, is developed for the worked out mathematical model. The application example of the graphical and analytical method for certain conditions of one well drilling phase is suggested and possible obtained effect of energy consumption reduction is evaluated.*

Keywords: hydrocyclone unit, slurry pump, optimization of energy consumption, graphical and analytical method

### Вступ

Буріння нафтових і газових свердловин – це складний технологічний процес, пов'язаний з великими витратами коштів і матеріальних ресурсів. Майже 40 % усіх капітальних вкладень в нафтогазову промисловість витрачається на спорудження свердловин [1].

На сьогоднішній день однією з пріоритетних задач, що постають перед нафтогазовим комплексом, є підвищення економічної ефективності процесу спорудження свердловин. Вирішення даної проблеми ведеться у багатьох напрямках і на різних рівнях, зокрема шляхом підвищення техніко-економічних показників

(механічної та календарної швидкостей, параметрів відпрацювання бурових доліт і т. д.) та зменшення витрат на технологічний процес буріння.

Як відомо, кошторисні витрати на придбання енергоносіїв при спорудженні свердловини можуть становити 13,5 % від загальних [2]. Таким чином, все більше і більше уваги в майбутньому приділятиметься заходам енергозбереження у нафтогазовому комплексі [3].

Промивання свердловини є найбільш енергоємним процесом протягом усього циклу спорудження свердловини. Одним з найважливіших параметрів промивальної рідини є концентрація у ній твердої фази (як вибуреної породи, так і технологічно необхідної, а саме глинопошки та обважнювача). Навіть невеликі відхилення значення даного параметру від необхідного проявляються у погіршенні показників бурових робіт, створенні сприятливих умов для виникнення ускладнень в технологічному процесі спорудження свердловини та зниженні ресурсу бурового інструменту та обладнання [4]. Саме тому контроль та підтримання заданої концентрації твердої фази у промивальній рідині шляхом відділення вибуреної породи, а також шляхом примусового введення технологічно необхідної твердої фази є одним з найбільш пріоритетних завдань, які ставляться перед обладнанням циркуляційної системи бурової установки.

**Об'єкт дослідження.** Відділення грубодисперсних частинок вибуреної породи від промивальної рідини відбувається на віброситах та у спеціальних відстійниках резервуарів циркуляційної системи під дією сили тяжіння. Наступним засобом очищення промивальної рідини є гідроциклонні установки. Вони складаються з одного або декількох гідроциклонів, що сполучаються за допомогою вхідного і вихідного колекторів у батарею, яка обв'язкою з'єднана зі шламовим відцентровим насосом. Відділення вибуреної породи від промивальної рідини у гідроциклоні реалізується за допомогою гравітаційних та відцентрових сил. Батарея гідроциклонів сама по собі є пасивним елементом (в контексті енергоспоживання), яка самотійно нездатна виконувати сепарацію за відсутності у промивальної рідини достатньої енергії.

В структурі балансу потужності засобів для очищення промивальної рідини комплекти циркуляційних систем, частка шламових насосів становить від 27 % до 55 % залежно від класу бурової установки, причому для установок легких класів ця частка зростає. В контексті проблеми оптимізації енергоспоживання, гідроциклонні установки виступають об'єктом даного дослідження саме через енергоємність, тобто за вкладом у сумарну потужність циркуляційної системи. Окрім того, експлуатація гідроциклонів з пропускнуою здатністю, яка перевищує необхідну, викликає підвищене гідроабразивне зношування їх корпусних елементів, а також робочих коліс шламових насосів.

Терміни «енергоспоживання гідроциклонної установки» і «енергоспоживання шламового насоса» в даному контексті є синонімічними, хоча їх строго фізичний сенс не абсолютно еквівалентний, оскільки гідроциклонна установка (як встановлена одиниця циркуляційної системи бурової установки) може включати в себе додаткові енергоспоживачі (наприклад, запірні елементи з електроприводом, зокрема електрозасувки). У даному дослідженні припускаємо, що такі елементи відсутні, тому дані терміни можуть вважатися взаємозамінними, хоча в подальшому переважно використовуватиметься термін «енергоспоживання шламового насоса», як більш конкретний.

**Метою** дослідження є створення теоретичної математичної моделі, яка б для конкретних умов визначала оптимальні параметри режиму роботи гідроциклонної установки (мінімально необхідну пропускну здатність батареї гідроциклонів і тиск в її колекторі, експлуатаційні параметри шламового насоса), що створювали б сприятливі умови для сепарації у гідроциклонах вибуреної породи від промивальної рідини, мінімізуючи при цьому енергоспоживання шламового насоса.

#### **Оптимізація режиму роботи гідроциклонної установки в умовах мінімального енергоспоживання шламового насоса**

Режим роботи гідроциклонної установки визначається конструкцією (геометрією) гідроциклонів, експлуатаційними параметрами шламового насоса (подачею та тиском), а також конфігурацією обв'язки. Регулювання режиму роботи гідроциклонної установки [5] відбувається шляхом зміни:

- кількості паралельно працюючих гідроциклонів;
- діаметра піскової насадки;
- експлуатаційних параметрів відцентрового шламового насоса.

Проаналізуємо окремо кожний із перелічених способів. Регулювання режиму роботи гідроциклонної установки шляхом зміни числа паралельно працюючих гідроциклонів є несумісним з метою даного дослідження, оскільки не призведе до бажаного зменшення енергоспоживання. Спосіб регулювання режиму роботи шляхом зміни діаметра піскової насадки гідроциклона пов'язаний зі складністю вибору правильного значення її діаметру: збільшення призводить до зростання втрат промивальної рідини, хоча підвищить очисну здатність гідроциклона; зменшення діаметру має зворотній ефект, при цьому збільшується імовірність забивання насадки частинками вибуреної породи. Виходячи з викладеного вище, можна зробити висновок, що режим роботи гідроциклонної установки найкраще регулюється шляхом зміни експлуатаційних параметрів шламового насоса, оскільки він дає змогу змінювати корисну потужність насоса.

Відомі наступні способи регулювання режиму роботи відцентрового насоса [6]:

- обточуванням робочого колеса;
- дроселюванням;
- байпасуванням;
- зміною частоти обертання робочого колеса насоса.

Перший спосіб позбавлений оперативності, а також є незворотнім та веде до зменшення ресурсу робочого колеса. Другий і третій способи володіють малою енергетичною ефективністю. Окрім того, при байпасуванні створюються сприятливі умови для виникнення кавітації [9]. Спосіб регулювання роботи шламового насоса шляхом зміни частоти обертання робочого колеса є найбільш вигідним, тому на нього доцільно звернути основну увагу при подальшому дослідженні. Технічна реалізація може бути досягнена шляхом встановлення клинопасового варіатора між насосом та приводним електродвигуном. Іншим варіантом є застосування електродвигуна з можливістю зміни частоти обертання ведучого валу (наприклад електродвигуна постійного струму або застосування систем зміни частоти напруги при використанні електродвигуна змінного струму).

Математична модель визначатиме параметри системи «шламовий насос – батарея гідроциклонів» при її оптимальних режимах роботи. Критерієм оптимуму є забезпечення насосом таких мінімальних значень тиску  $P$  та подачі  $Q$ , які б дали змогу проводити в гідроциклонах сепарацію частинок вибуреної породи з мінімальним розміром  $\delta$ . При цьому шламовий насос має працювати з мінімальним енергоспоживанням.

Для досягнення поставленої мети необхідно:

1) визначити мінімальні значення тиску та подачі, які забезпечуватимуть ефективну сепарацію вибуреної породи в гідроциклонах при заданих умовах;

2) побудувати гідравлічну характеристику батареї гідроциклонів та обв'язки;

3) побудувати гідравлічну характеристику шламового насоса з врахуванням впливу реологічних параметрів рідини, що перекачується;

4) визначити значення частоти обертання робочого колеса шламового насоса, яка необхідна для створення сприятливих умов для сепарації вибуреної породи від промивальної рідини у гідроциклонах та побудувати гідравлічну характеристику відрегульованого шламового насоса.

Математична модель створюється на основі аналітичних залежностей, що у подальшому дасть змогу автоматизовано виконувати розрахунки за допомогою ЕОМ.

Розрахунок проводиться для моделі серійної батареї гідроциклонів Swaco 6T4 (технічні параметри вказані у таблиці 1) за наступними технічними даними:

– фізико-реологічні параметри промивальної рідини: густина  $\rho_{пр} = 1200 \text{ кг/м}^3$ , динамічне напруження зсуву  $\tau = 10 \text{ Па}$ , динамічна в'язкість  $\mu = 0,015 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ;

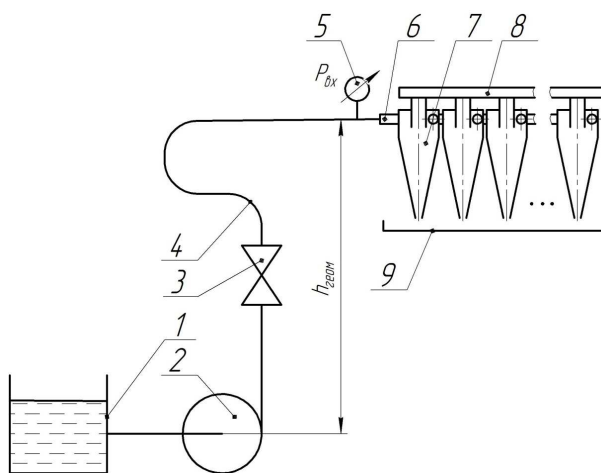
Таблиця 1 – Конструктивні параметри батареї гідроциклонів Swaco 6T4

Параметри та одиниці вимірювання	Значення
Кількість гідроциклонів в батареї	12
Внутрішній діаметр гідроциклона $D$ , мм	102
Діаметр вхідного (живильного) патрубку $d_{вх}$ , мм	24
Діаметр вихідного (зливного) патрубку $d_{вих}$ , мм	40,5
Кут конусності $\alpha$ , град.	20
Мінімальний діаметр сепарованих частинок вибуреної породи $\delta$ , мкм	50

– характеристики вибуреної породи, що сепарується: густина  $\rho_{п} = 2600 \text{ кг/м}^3$ , мінімальний діаметр частинок, що видаляються  $\delta = 50 \text{ мкм}$ ;

– характеристики шламового насоса 6Ш8-2: діаметр робочого колеса  $D_{ПК} = 300 \text{ мм}$ ; ширина каналу на виході робочого колеса  $b_K = 35 \text{ мм}$ ; номінальна частота обертання валу приводного електродвигуна  $n_{ном} = 1500 \text{ хв.}^{-1}$ .

Розглянемо розрахункову схему гідравлічної системи гідроциклонної установки (рис. 1), що містить ємність циркуляційної системи 1, що містить ємність циркуляційної системи 1, яка з'єднана з шламовим насосом 2. Обв'язка складається з трубопроводу, на якому розміщений запірний елемент 3 (наприклад засувка) і чотири плавних коліна 4 під  $90^\circ$  (на рисунку 1 показано лише три, оскільки трубопровід є просторовим). Перед вхідним колектором 6 батареї гідроциклонів встановлений манометр 5 для контролю тиску промивальної рідини у ньому. Сама батарея складається із  $z$  однакових



- 1 – ємність циркуляційної системи;
- 2 – шламовий насос; 3 – запірний елемент;
- 4 – плавне коліно; 5 – манометр; 6 – вхідний колектор; 7 – гідроциклон; 8 – вихідний колектор; 9 – шламозбірник

Рисунок 1 – Розрахункова схема для визначення гідравлічних характеристик системи гідроциклонної установки

гідроциклонів 7, після проходження яких, промивальна рідина потрапляє у вихідний колектор 8. Відділена вибурена порода накопичується у шламовзбірнику 9.

Для розрахунку мінімального розміру частинок  $\delta$ , що повністю (в дійсності на 90-95%) видаляються гідроциклоном використаємо рівняння [5]

$$\delta = 0,132 \sqrt{\frac{\mu \cdot D \cdot d_{вих}^2 \cdot \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}{\Delta \rho \cdot \alpha^{0,6} \cdot q}}, \quad (1)$$

де  $\mu$  – динамічна в'язкість промивальної рідини, що очищається;

$D$  – внутрішній діаметр корпусу гідроциклона;

$d_{вих}$  – діаметр вихідного (зливного) патрубку;

$\alpha$  – кут конусності корпусу гідроциклона;

$\Delta \rho$  – різниця густин вибуреної породи і промивальної рідини;

$q$  – пропускна здатність гідроциклона.

Виразивши з формули (1)  $q$ , отримаємо залежність для розрахунку необхідної подачі промивальної рідини, що очищається, для відділення у гідроциклоні частинок з мінімальним розміром  $\delta$ :

$$q = \frac{1,74 \cdot 10^{-2} \cdot \mu \cdot D \cdot d_{вих}^2 \cdot \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}{\Delta \rho \cdot \alpha^{0,6} \cdot \delta^2}. \quad (2)$$

Враховуючи, що розглядається батарея гідроциклонів, можна записати:

$$Q = z \cdot q. \quad (3)$$

З врахуванням виразу (3), рівняння (2) набуває вигляду

$$Q = z \cdot \frac{1,74 \cdot 10^{-2} \cdot \mu \cdot D \cdot d_{вих}^2 \cdot \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}{\Delta \rho \cdot \alpha^{0,6} \cdot \delta^2}. \quad (4)$$

Отримана залежність визначає пропускну здатність батареї гідроциклонів залежно від фізико-реологічних параметрів промивальної рідини, фізичних параметрів вибуреної породи та конструктивних параметрів гідроциклонів.

Існує цілий ряд формул [8], що описують зв'язок пропускної здатності гідроциклона  $q$  з його конструктивними параметрами та тиском  $P_{ex}$  промивальної рідини у вхідному колекторі. Найбільш універсальною вважається формула Поварова-Щербакова:

$$q = 0,83 \cdot 10^{-3} \cdot K_D \cdot K_\alpha \cdot d_{вих} \cdot d_{ex} \cdot \sqrt{g \cdot P_{ex}}, \quad (5)$$

де  $d_{ex}$  – діаметр вхідного (живильного) патрубку гідроциклона;

$K_D$  і  $K_\alpha$  – відповідно коефіцієнт впливу діаметра та конусності корпусу гідроциклона на його пропускну здатність, що визначаються за залежностями:

$$K_D = \frac{8 \cdot D + 2}{10 \cdot D + 1}; \quad K_\alpha = 0,79 + \frac{0,44}{0,0379 + \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}. \quad (6)$$

Виражаючи з (5) тиск  $P_{ex}$  у вхідному колекторі та враховуючи вираз (3), отримаємо:

$$P_{ex} = \frac{1}{g} \cdot \left( \frac{Q}{0,83 \cdot 10^{-3} \cdot K_D \cdot K_\alpha \cdot d_{вих} \cdot d_{ex} \cdot z} \right)^2. \quad (7)$$

Таким чином, для визначення мінімально необхідних значень тиску  $P_{необх}$  та подачі  $Q_{необх}$ , які б створили сприятливі умови для сепарації в гідроциклонах, скористаємося рівняннями (4) і (7). Підставляючи числові значення, отримаємо:

$$Q_{необх} = 0,05 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$P_{необх} = 171 \text{ кПа}.$$

Для побудови гідравлічної характеристики батареї гідроциклонів та обв'язки гідроциклонної установки, виведемо функцію типу:

$$P_\Sigma = f(Q),$$

де  $P_\Sigma$  – сумарні втрати тиску в гідравлічній системі від шламового насоса до зливу промивальної рідини з вихідного колектору. Дані втрати складаються з втрат тиску у обв'язці гідроциклонної установки  $P_{обв}$  і батареї гідроциклонів  $P_{ГЦ}$ :

$$P_\Sigma = P_{обв} + P_{ГЦ}. \quad (8)$$

Втрати тиску у обв'язці визначаються за залежністю:

$$P_{обв} = \rho_{ПП} g (h_{геом} + h_{вмп}), \quad (9)$$

де  $h_{геом}$  – геометричне перевищення висоти вхідного колектора гідроциклонної установки і нагнітального патрубку шламового насоса (приймаємо  $h_{геом} = 4,5$  м);

$h_{вмп}$  – втрати напору, що знаходяться за відомою формулою:

$$h_{вмп} = \frac{1}{2 \cdot g} \left( \lambda \frac{l_{обв}}{d_{обв}} + \sum \xi \right) \cdot \left( \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{обв}^2} \right)^2, \quad (10)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору лінійної частини обв'язки;

$l_{обв}$ ,  $d_{обв}$  – відповідно довжина і діаметр трубопроводу від шламового насоса до гідроциклонної установки (приймаємо  $l_{обв} = 5,5$  м,  $d_{обв} = 100$  мм);

$\sum \xi$  – сумарний коефіцієнт втрат напору у місцевих опорах. Згідно розрахункової схеми (рисунк 1), як вже було зазначено, на лінії встановлено чотири плавних коліна під кутом  $90^\circ$  і відкритий запірний елемент – засувка, тому згідно р [13], отримаємо:

$$\sum \xi = 4 \cdot 0,23 + 0,15 = 1,07.$$

Коефіцієнт гідравлічного опору  $\lambda$  визначається залежно від характеру руху рідини у трубопроводі. Враховуючи, що шламовий насосом перекачуються не ньютонівські рідини, а бінгемівські пластики, то вираз для визначення критерію Рейнольдса  $Re$ , що характеризує потік рідини має вигляд [7]:

$$Re = \frac{\rho_{PP} \cdot 4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{обв}^3} \cdot \frac{1}{\mu + \frac{\tau \cdot \pi \cdot d_{обв}^3}{24 \cdot Q}} \quad (11)$$

В залежності від значення Re класифікують [7] наступні режими течії потоку ньютонівської рідини

- при  $Re < 1600$  – структурний;
- при  $1600 < Re < 50000$  – перехідний;
- при  $Re > 50000$  – розвинений турбулентний.

Для різних режимів течії промивальної рідини в функції від Re, а також з урахуванням густини  $\rho_{PP}$ , коефіцієнти гідравлічних опорів  $\lambda$  визначаються:

– при структурному режимі незалежно від  $\rho_{PP}$ :

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

– при перехідному режимі течії:

$$\lambda = \frac{0,1}{Re^{0,3}} \text{ – якщо } \rho_{PP} \leq 1400 \text{ кг/м}^3,$$

$$\lambda = 0,02 \text{ – якщо } 1400 < \rho_{PP} \leq 1750 \text{ кг/м}^3,$$

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,2} \text{ – якщо } \rho_{PP} > 1750 \text{ кг/м}^3;$$

– при розвиненому турбулентному режимі незалежно від  $\rho_{PP}$ :

$$\lambda = \frac{0,0121}{d_{обв}^{0,226}}$$

Підставляючи чисельні значення, для варіанту, що розглядається, отримаємо  $Re = 18380$ , тобто режим течії – перехідний. Таким чином, обчислений коефіцієнт гідравлічного опору  $\lambda = 5,25 \cdot 10^{-3}$ .

Приймаючи до уваги, що тиск на виході зі зливного колектора батареї гідроциклонів рівний атмосферному, втрати тиску  $P_{ГЦ}$  у батареї гідроциклонів в залежності від пропускної здатності  $Q$  визначатимуться за залежністю (7). Таким чином, підставляючи (7) і (9) у (8) з врахуванням (10), отримаємо:

$$P_{\Sigma} = f(Q) = \rho_{PP} g \times \left( h_{геом} + \frac{1}{2 \cdot g} \left( \lambda \frac{l_{обв}}{d_{обв}} + \sum \xi \right) \cdot \left( \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{обв}^2} \right)^2 \right) + \frac{1}{g} \cdot \left( \frac{Q}{0,83 \cdot 10^{-3} \cdot K_D \cdot K_{\alpha} \cdot d_e \cdot d_{ex} \cdot z} \right)^2 \quad (12)$$

Для випадку, що розглядається, обчислення за останньою залежністю дали результат  $P_{\Sigma} = 256,6$  кПа.

Напірна характеристика відцентрового насоса з достатньою точністю описується параболою виду [9]

$$h(Q) = a - b \cdot Q^2 \quad (13)$$

Коефіцієнти  $a$  і  $b$  можна визначити, розв'язуючи систему рівнянь:

$$\begin{cases} h_1 = a - b \cdot Q_1^2 \\ h_2 = a - b \cdot Q_2^2 \end{cases}$$

Таким чином, отримуємо:

$$b = \frac{h_2 - h_1}{Q_1^2 - Q_2^2}; \quad a = h_1 + b \cdot Q_1^2 \quad (14)$$

Значення  $h_1, Q_1, h_2, Q_2$  беремо з паспортної характеристики насоса при перекачуванні води. Для насоса 6Ш8-2 дані параметри, а також розраховані коефіцієнти подано у таблиці 2.

**Таблиця 2 – Гідравлічні параметри насоса 6Ш8-2 при перекачуванні води**

Параметри та одиниці вимірювання	Значення
Подача, л/с:	
– на початку робочої зони $Q_1$ ;	28
– в кінці робочої зони $Q_2$	56
Напір, м:	
– на початку робочої зони $h_1$	35
– в кінці робочої зони $h_2$	28
Розраховані коефіцієнти:	
– вільний член $a_{вода}$ , м	37
– коефіцієнт кривизни параболи $b_{вода}$ , м/(л/с)	2586

Залежність тиску, що розвиває насос від подачі представимо у виді

$$P_n^{вода} = f(Q) = \rho_{PP} g (a_{вода} - b_{вода} \cdot Q^2) \quad (15)$$

Оскільки в'язкість та характер течії промивальної рідини відрізняється від даних параметрів для води, то проводимо перерахунок параметрів роботи насоса. Скористаємося методом Айзенштейна [10], який ґрунтується на використанні поправочних коефіцієнтів. При цьому значення подачі, напору та ККД насоса при роботі на в'язкій рідині будуть визначатися наступним чином:

$$Q_{PP} = Q_{вода} \cdot k_Q; \quad h_{PP} = h_{вода} \cdot k_h; \quad \mu_{PP}^{нас} = \mu_{вода}^{нас} \cdot k_{\mu} \quad (16)$$

Значення поправочних коефіцієнтів  $k_Q, k_h, k_{\mu}$  знаходяться з номограми у залежності від числа  $Re_{екв}$ , що не є зручним для використання в математичних моделях. Апроксимація графіків поправочних коефіцієнтів свідчить, що вони з достатньою точністю описуються аналітичною залежністю виду:

$$k_{Q,h,\mu} = c_1 \cdot \ln(-c_2 \cdot \ln(Re_{екв})) \quad (17)$$

Значення параметрів апроксимації  $c_1$  та  $c_2$ , а також ступеня достовірності апроксимації  $R^2$  подано у таблиці 3.

**Таблиця 3 – Значення параметрів та ступеня достовірності апроксимації для аналітичних залежностей поправочних коефіцієнтів**

Параметри	Значення для коефіцієнтів		
	$k_Q$	$k_h$	$k_\mu$
Параметр $c_1$	0,678	0,847	1,024
Параметр $c_2$	-0,521	-0,376	-0,246
Ступінь достовірності апроксимації $R^2$	0,923	0,941	0,985

Значення  $Re_{екв}$  знаходиться за формулою [10]:

$$Re_{екв} = \frac{Q \cdot \rho_{ПП}}{D_{екв} \cdot \mu_{ПП}}, \quad (18)$$

де  $D_{екв}$  – еквівалентний діаметр робочого колеса насоса, що визначається за залежністю:

$$D_{екв} = \sqrt{4 \cdot D_{ПК} \cdot b_K \cdot k_{cm}}, \quad (19)$$

де  $D_{ПК}$  – діаметр робочого колеса насоса;

$b_p$  – ширина каналу на виході робочого колеса;

$k_{cm}$  – коефіцієнт стиснення потоку рідини лопатями на виході з робочого колеса (приймаємо  $k_{cm} = 0,97$ ).

Варто зазначити, що за методом Айзенштейна при розвинених режимах течії (тобто при великих значеннях  $Re_{екв}$ ) графічні залежності поправочних коефіцієнтів асимптотично наближаються до одиниці, тобто в'язкість рідини перестає впливати на експлуатаційні параметри роботи відцентрового насоса. Проте апроксимація згідно рівняння (17) це не враховує. Тому в аналітичній моделі, розробленій при перевищенні значення даних коефіцієнтів одиниці, порівнюємо їх до одиниці.

Для побудови гідравлічної характеристики роботи насоса на в'язкій рідині проводимо перерахунок коефіцієнтів  $a$  і  $b$ :

$$b_{ПП} = \frac{k_h}{k_Q^2} \cdot b_{вода}; \quad a_{ПП} = k_h \cdot (h_1 + b_{вода} \cdot Q_1^2). \quad (20)$$

Таким чином, залежність тиску, що розвиває насос при роботі на в'язкій рідині від подачі визначається за залежністю:

$$P_n^{ПП} = f(Q) = \rho_{ПП} g (a_{ПП} - b_{ПП} \cdot Q^2). \quad (21)$$

Підставляючи прийняті числові значення, отримуємо  $P_n^{ПП}(Q_{необх}) = 360$  кПа.

Згідно явища подібності режимів роботи відцентрового насоса [11] відома залежність:

$$\frac{P_1}{P_2} = \left( \frac{n_1}{n_2} \right)^2,$$

де  $P_1$  і  $P_2$  – тиск, що розвиває насос при частоті обертання робочого колеса  $n_1$  і  $n_2$  відповідно. У нашому випадку  $P_1 = P_n^{ПП}(Q_{необх}) = 360$

кПа,  $P_2 = P_\Sigma(Q_{необх}) = 256,6$  кПа та  $n_1 = n_{ном} = 1500$  хв<sup>-1</sup>. Виражаючи з останнього рівняння  $n_p = n_2$ , отримаємо:

$$n_p = n_{ном} \sqrt{\frac{P_\Sigma(Q_{необх})}{P_n^{ПП}(Q_{необх})}}. \quad (22)$$

Підставляючи числові значення у останнє рівняння, отримаємо:

$$n_p = 1500 \sqrt{\frac{256,6}{360}} = 1266 \text{ хв}^{-1}.$$

Таким чином, при  $n_p = 1266$  хв<sup>-1</sup> насос буде працювати з такими характеристиками, які створюють у гідроциклонах сприятливі умови для сепарації вибуреної породи від промивальної рідини.

Побудуємо гідравлічну характеристику відрегульованого насоса. Параболи режимів роботи відрегульованого та невідрегульованого насоса будуть мати однакову кривизну, але різну ординату. Тобто коефіцієнти кривизни параболи  $b_{ПП}$  у них будуть однакові, а вільні члени  $a_{ПП}$  – різні. Вільний член для параболи відрегульованого насоса знайдемо за формулою:

$$a'_{ПП} = \frac{P_\Sigma(Q_{необх})}{\rho_{ПП} \cdot g} + b_{ПП} \cdot Q_{необх}^2. \quad (23)$$

Розраховуючи числове значення, отримано  $a'_{ПП} = 28,19$  м.

Отже, рівняння параболи відрегульованого насоса буде мати вигляд:

$$P_{нв}^{ПП} = f(Q) = \rho_{ПП} g (a'_{ПП} - b_{ПП} \cdot Q^2). \quad (24)$$

За рівняннями (12), (15), (21) та (24), що описують гідравлічні характеристики елементів гідравлічної системи гідроциклонної установки, будуємо графічні залежності  $P = f(Q)$  (рисунок 2).

Розглянемо функцію залежності тиску, що розвиває шламовий насос від продуктивності при перерахунку режиму роботи на промивальну рідину  $P_n^{ПП} = f(Q)$ . В діапазоні значень зростання подачі (0; 14) л/с спостерігається зростання тиску. Таким чином, проявляється вплив в'язкості промивальної рідини на роботу відцентрового насоса. В даному діапазоні різниця тисків, що розвиває насос при роботі на воді і на промивальній рідині пояснюється значними втратами та тертя в останньому випадку. При перевищенні значення  $Q > 14$  л/с графічні залежності роботи насоса на воді і на промивальній рідині накладаються одна на одну. Тобто режим течії стає достатньо розвиненим і вплив в'язкості рідини на параметри роботи насоса невілюється.

При значенні  $Q \approx 12$  л/с на графічній залежності  $P_\Sigma = f(Q)$  спостерігається невелике різке падіння тиску. При даній подачі відбувається зміна режиму течії рідини від структурного до перехідного. При цьому змінюється формула визначення коефіцієнту гідравлічного

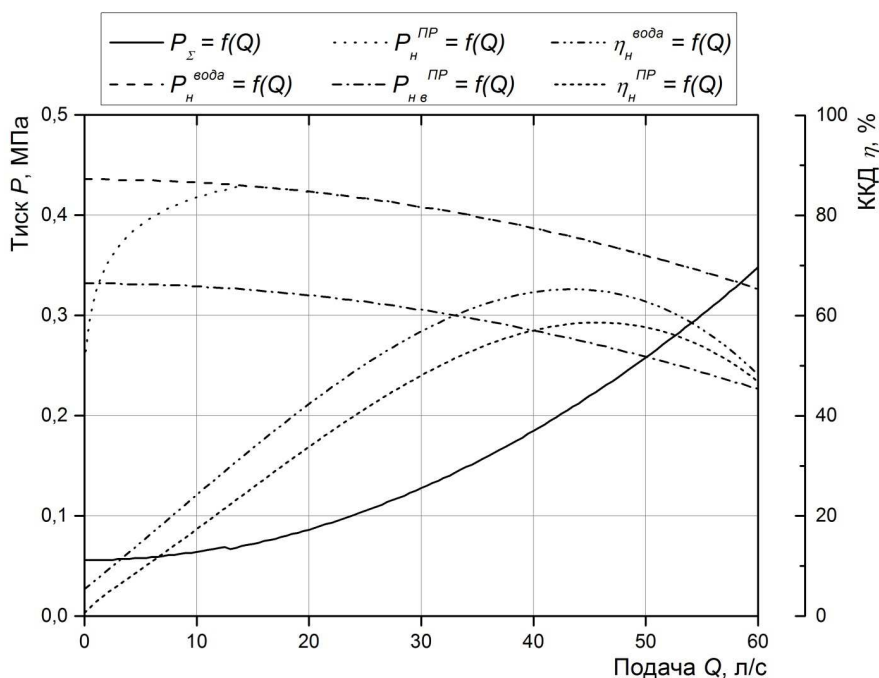


Рисунок 2 – Гідрравлічні характеристики гідроциклонної установки

опору. Цей феномен можна вважати артефактом аналітичної моделі, оскільки насправді перехід від одного режиму течії до іншого є плавним.

З рисунка 2 видно, що точка перетину гідравлічної характеристики гідроциклонної установки з характеристикою відрегульованого шламового насоса є робочою точкою. При цьому гідравлічна потужність шламового насоса рівна сумі гідравлічної потужності батареї гідроциклонів і потужності, що витрачається на подолання втрат тиску в об'язці. Фізичний зміст терміну «гідравлічна потужність гідроциклонону» полягає у зменшенні потенціальної енергії промивальної рідини при проходженні через гідроциклон за одиницю часу.

Визначимо зміну енергоспоживання при регулюванні режиму роботи шламового насоса шляхом зміни частоти обертання робочого колеса через відносну зміну гідравлічної потужності:

$$\Delta N = \frac{N_1 - N_2}{N_1} \cdot 100\% . \quad (25)$$

Враховуючи, що [11]

$$\frac{N_1}{N_2} = \left( \frac{n_1}{n_2} \right)^3 ,$$

Отримаємо:

$$\Delta N = \left( 1 - \left( \frac{n_2}{n_1} \right)^3 \right) \cdot 100\% . \quad (26)$$

Підставляючи числові значення, обчислимо відносну зміну гідравлічної потужності шламового насоса:

$$\Delta N = \left( 1 - \left( \frac{1266}{1500} \right)^3 \right) \cdot 100\% = 40\% .$$

Знайдемо зміну встановленої потужності шламового насоса. Споживана потужність після регулювання визначається за формулою:

$$N_{cn} = \frac{P_{H^в}^{PP}(Q_{необх}) \cdot Q_{необх}}{\eta_n^{PP} \cdot \eta_{e.d.} \cdot \eta_e} , \quad (27)$$

де  $\eta_n^{PP}$  – ККД насоса з врахуванням його роботи на в'язкій рідині;

$\eta_{e.d.}$  – ККД електродвигуна;

$\eta_e$  – ККД клинопасового варіатора (приймаємо  $\eta_{e.d.} = 0,95$ ,  $\eta_e = 0,9$ ).

Графічна залежність ККД насоса від подачі при роботі на воді подана у робочій характеристиці шламового насоса 6Ш8-2. Апроксимувавши графічну залежність з високою достовірністю ( $R^2 = 0,998$ ), отримаємо функцію:

$$\eta_n^{вода}(Q) = -5,05 \cdot 10^3 \cdot Q^3 + 120 \cdot Q^2 + 182 \cdot Q + 0,054 . \quad (28)$$

З врахуванням впливу в'язкості рідини згідно методу Айзенштейна за виразом (16) рівняння залежності ККД насоса від подачі буде мати вигляд:

$$\eta_n^{PP}(Q) = (-5,05 \cdot 10^3 \cdot Q^3 + 120 \cdot Q^2 + 182 \cdot Q + 0,054) \cdot k_{\mu} . \quad (29)$$

Побудуємо графічні залежності за рівняннями (28) і (29) на графіку гідравлічних характеристик елементів гідроциклонної установки (рисунок 2).

Підставивши числові значення у формулу (27), отримаємо:

$$N_{cn} = 26,05 \text{ кВт} .$$

Таким чином, зміна встановленої потужності шламового насоса по відношенню до базової ( $N_{всм} = 30$  кВт)

$$\Delta N_{cn} = \frac{N_{всм} - N_{cn}}{N_{всм}} \cdot 100\% = 13,2\% .$$

Отже, встановлення оптимального режиму роботи системи «шламовий насос – батарея гідроциклонів» згідно поданої методики дасть змогу зменшити енергоспоживання шламового насосу, забезпечуючи при цьому роботоздатність гідроциклонної установки із технічними параметрами, які необхідні для реалізації технологічного процесу очищення промивальної рідини від вибуреної породи.

### Розроблення графоаналітичного методу для встановлення оптимального режиму роботи гідроциклонної установки

Наведена у попередньому розділі методика є незручною для використання у польових умовах. Для спрощення її застосування розробимо графоаналітичний метод, в якому параметри режиму роботи гідроциклонної установки визначалися б за допомогою номограми.

Відомий графо-аналітичний метод [7] визначення типорозміру та кількості гідроциклонів, а також тиску у входному колекторі залежно від фізико-реологічних параметрів промивальної рідини (густини та в'язкості), геометричних параметрів гідроциклонів та мінімально необхідного діаметру сепарованих частинок. Проте ця методика не враховує значення густини вибуреної породи, а також значно ускладнює розрахунки при регулюванні режиму роботи гідроциклонної установки шляхом зміни частоти обертання робочого колеса шламового насоса.

Отже, ставимо собі за мету розробити графо-аналітичний метод, за допомогою якого, за відомих значень густини промивальної рідини  $\rho_{\text{пр}}$  і її умовної в'язкості  $T$ , густини вибуреної породи  $\rho_{\text{п}}$ , мінімально необхідному розмірі сепарованих частинок  $\delta$  визначалися б параметри пропускної здатності  $Q$ , тиску у входному колекторі  $P_{\text{в.к.}}$  і частоту обертання робочого колеса шламового насоса  $n_p$ .

Розглянемо рівняння (1) і запишемо його таким чином:

$$\delta = K_{\text{констр1}} \sqrt{\frac{\mu}{\Delta\rho \cdot Q}}, \quad (29)$$

де  $K_{\text{констр1}}$  – коефіцієнт, що залежить лише від конструктивних параметрів гідроциклонної установки і рівний:

$$K_{\text{констр1}} = 0,132 \sqrt{\frac{z \cdot D \cdot d_{\text{вих}}^2 \cdot \text{tg} \frac{\alpha}{2}}{\alpha^{0,6}}}. \quad (30)$$

Залежність визначення різниці густин  $\Delta\rho$  вибуреної породи і промивальної рідини розпишемо так:

$$\Delta\rho = f(\rho_{\text{п}}, \rho_{\text{пр}}) = \rho_{\text{п}} - \rho_{\text{пр}}. \quad (31)$$

Побудуємо графічну залежність  $\Delta\rho = f(\rho_{\text{пр}})$  для різних значень  $\rho_{\text{п}}$  (рисунок 3).

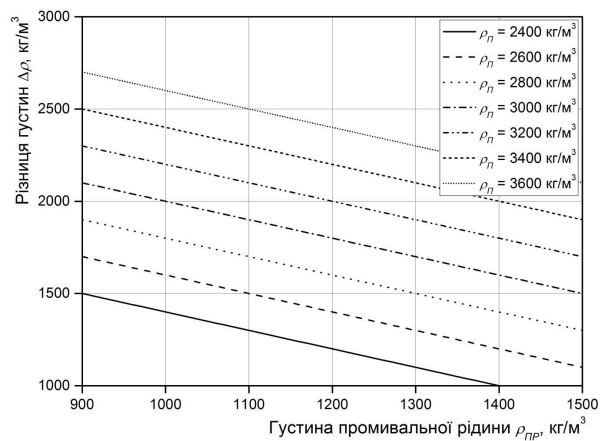


Рисунок 3 – Залежність різниці густин вибуреної породи і промивальної рідини від густини промивальної рідини за різних значень густини вибуреної породи

В рівняння (29) введемо допоміжну функцію

$$y = f(\Delta\rho, \mu) = \sqrt{\frac{\mu}{\Delta\rho}}. \quad (32)$$

З іншого боку дана функція рівна

$$y = f(Q, \delta) = \frac{\delta \sqrt{Q}}{K_{\text{констр1}}}. \quad (33)$$

В польових умовах в'язкість промивальної рідини вимірюється значенням умовної в'язкості, яка зв'язана з динамічною наступною залежністю [5]:

$$T \approx \mu_{\text{пр}} + 15, \quad (34)$$

де  $T$  – умовна в'язкість, с;

$\mu_{\text{пр}}$  – динамічна в'язкість промивальної рідини, мПа·с.

Використовуючи рівняння (34) і підставивши його у залежність (32), отримаємо:

$$y = f(\Delta\rho, T) = \sqrt{\frac{(T-15) \cdot 10^{-3}}{\Delta\rho}}. \quad (35)$$

Згідно останнього рівняння побудуємо графічну залежність  $y = f(\Delta\rho)$  за різних значень умовної в'язкості  $T$  (рисунок 4).

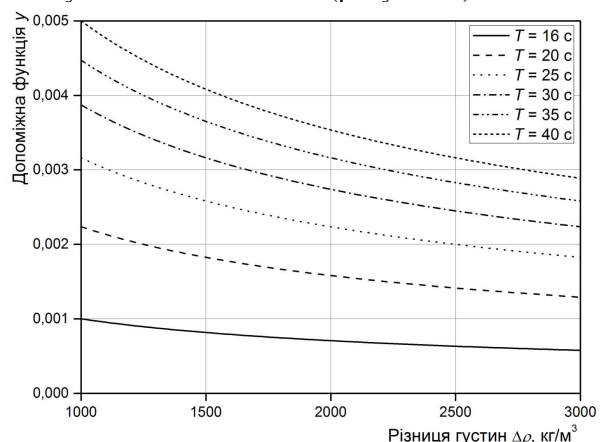
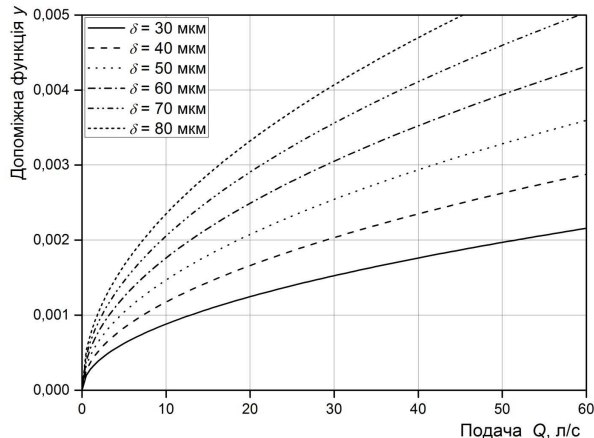


Рисунок 4 – Залежність допоміжної функції від різниці густин вибуреної породи і промивальної рідини при різних значеннях умовної в'язкості промивальної рідини

Використовуючи залежність (33), побудуємо графік залежності допоміжної функції  $y = f(Q)$  від пропускної здатності  $Q$  за різних значень мінімального діаметру сепарованих частинок  $\delta$  (рисунок 5).



**Рисунок 5 – Залежність допоміжної функції від пропускної здатності гідроциклонної установки за різних значень мінімального діаметру сепарованих частинок**

Розглянемо вираз (23) і запишемо його у вигляді:

$$n_p = n_{ном} \sqrt{\frac{P_2(Q)}{P_1(Q)}}, \quad (36)$$

де  $P_1(Q)$  і  $P_2(Q)$  – функції, що зв'язують тиск з подачею (пропускною здатністю) відповідно шламового насоса та гідроциклонної установки.

Приймаємо, що

$$P_1(Q) = P_n^{PP}(Q) = \rho_{PP} g (a_{PP} - b_{PP} \cdot Q^2). \quad (37)$$

Залежність тиску від подачі для гідроциклонної установки запишемо наступним чином:

$$P_2(Q) = \rho_{PP} \cdot g \cdot h_{геом} + \frac{1}{g} \cdot \left( \frac{Q}{K_{констр2}} \right)^2, \quad (38)$$

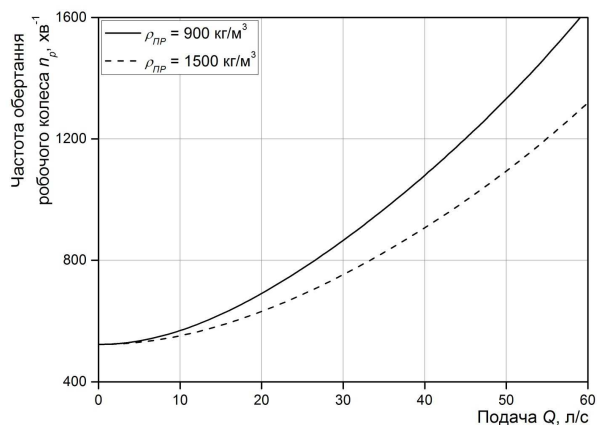
де  $K_{констр2}$  – коефіцієнт пропорційності, що залежить від конструктивних параметрів гідроциклонної установки і знаходиться за формулою:

$$K_{констр2} = 0,83 \cdot 10^{-3} \cdot K_D \cdot K_\alpha \cdot d_{вих} \cdot d_{вх} \cdot z. \quad (39)$$

Рівняння (38) не враховує втрат тиску на рух рідини в ділянці трубопроводу між шламовим насосом та вхідним колектором, оскільки розрахунки свідчать, що вони становлять менше 10 % від загальних втрат тиску. Підставляючи (37) і (38) у (36), отримаємо:

$$n_p = f(Q, \rho_{PP}) = n_{ном} \sqrt{\frac{\rho_{PP} \cdot g \cdot h_{геом} + \frac{1}{g} \cdot \left( \frac{Q}{K_{констр2}} \right)^2}{\rho_{PP} g (a_{PP} - b_{PP} \cdot Q^2)}}. \quad (40)$$

Побудуємо графічну залежність  $n_p = f(Q)$  за різних значень густини промивальної рідини  $\rho_{PP}$  (рисунок 6).

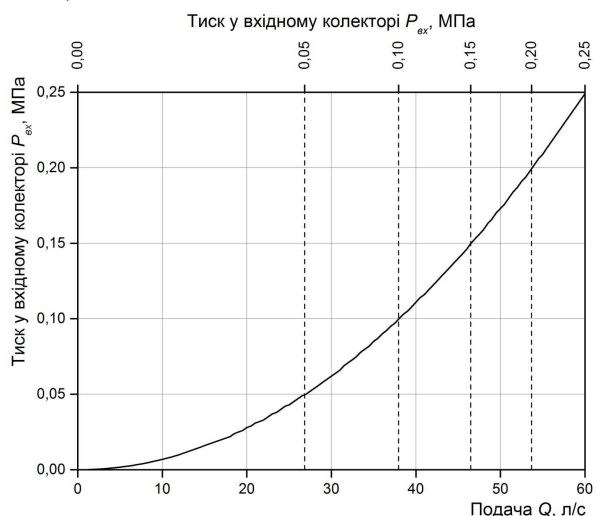


**Рисунок 6 – Залежність частоти обертання робочого колеса насоса від подачі за різних значень густини промивальної рідини**

Для побудови графіка залежності тиску у вхідному колекторі від пропускної здатності розглянемо рівняння (7) і запишемо його у вигляді:

$$P_{в.к.}(Q) = \frac{1}{g} \cdot \left( \frac{Q}{K_{констр2}} \right)^2. \quad (41)$$

Побудуємо графік за рівнянням (41) (рисунок 7).



**Рисунок 7 – Залежність тиску у вхідному колекторі батареї гідроциклонів від подачі шламового насоса**

Окрім того, додатково градуємо верхню горизонтальну шкалу в одиницях, які еквівалентні осі ординат. Таким чином, отримуємо залежність тиску у вхідному колекторі від подачі промивальної рідини на одній лінії.

Зводячи графіки, що зображені на рисунках 3-7 в суміжних діапазонах значень осей координат, отримаємо номограму (рисунок 8) для вибору параметрів (подачі шламового насоса/пропускної здатності батареї гідроциклонів

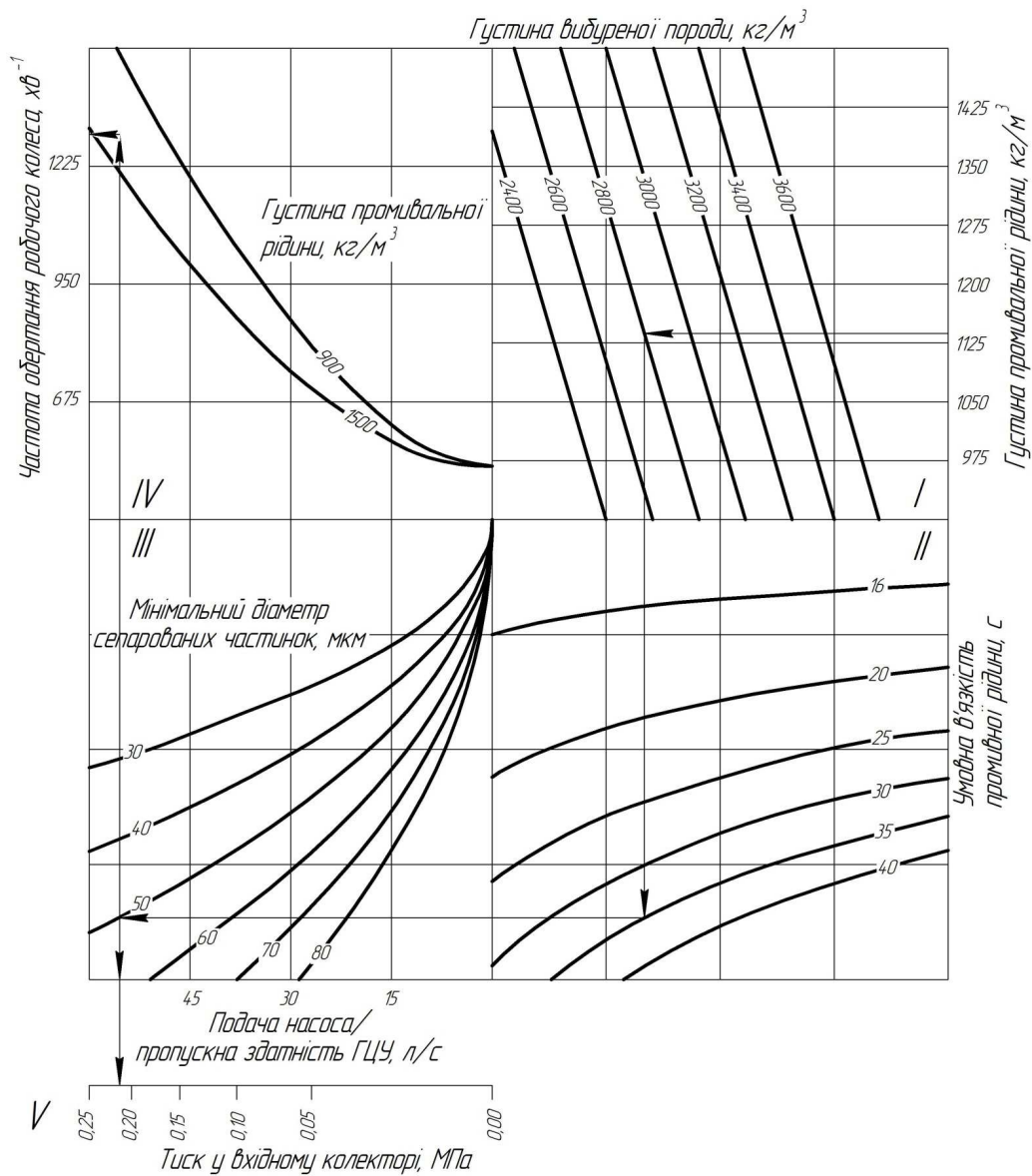


Рисунок 8 – Номограма для визначення оптимальних значень параметрів режиму роботи гідроциклонної установки

$Q$ , частоти обертання  $n_p$  робочого колеса шламowego насоса, тиску у вхідному колекторі  $P_{в.к.}$ ) оптимального режиму роботи гідроциклонної установки з врахуванням фізико-реологічних параметрів промивальної рідини (густини  $\rho_{ПР}$  та умовної в'язкості  $T$ ), густини вибуреної породи  $\rho_{П}$  та експлуатаційного параметру – мінімального розміру сепарованих частинок  $\delta$  в гідроциклонній установці, зменшуючи при цьому енергоспоживання шламowego насоса.

Розглянемо приклад користування номограмою (рисунок 8) для визначення оптимальних параметрів режиму роботи гідроциклонної установки.

Нехай від промивальної рідини густиною  $\rho_{ПР} = 1145 \text{ кг}/\text{м}^3$  і умовною в'язкістю  $T = 35$  с необхідно відділити частинки вибуреної поро-

ди густиною  $\rho_{П} = 2800 \text{ кг}/\text{м}^3$  і розміром  $\delta = 50 \text{ мкм}$ . У першому квадранті на осі координат, через точку, що відповідає за значення густини промивальної рідини  $\rho_{ПР} = 1145 \text{ кг}/\text{м}^3$  проводимо паралельну осі абсцис пряму до перетину з лінією густини вибуреної породи  $\rho_{П} = 2800 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Зі знайденої точки опускаємо перпендикуляр до осі абсцис у другий квадрант до перетину з лінією, що відповідає значенню умовної в'язкості промивальної рідини  $T = 35$  с. Після цього проводимо пряму паралельну осі абсцис через знайдену точку у третій квадрант до лінії, що відповідає мінімальному діаметру сепарованих частинок  $\delta = 50 \text{ мкм}$ . Із точки перетину проводимо пряму, що перпендикулярна до осі абсцис у четвертий квадрант та на п'яту шкалу. В четвертому квадранті до лінії, що відповідає густині промивальної рідини  $\rho_{ПР} = 1145 \text{ кг}/\text{м}^3$  і далі від знайденої точки про-

водимо горизонтальну лінію до перетину з віссю частот обертання робочого колеса шламового насоса і знаходимо необхідну частоту  $n_p = 1300 \text{ хв}^{-1}$ . З п'ятої шкали визначаємо тиск у вхідному колекторі  $P_{в.к.} = 0,22 \text{ МПа}$ .

Отже, розроблений графо-аналітичний метод полегшить користування методикою для визначення оптимальних параметрів режиму роботи гідроциклонної установки для забезпечення ефективної сепарації твердої фази від промивальної рідини, зменшуючи при цьому енергоспоживання шламового насоса.

### **Висновки**

Таким чином, в результаті теоретичних досліджень розроблено аналітичну модель для визначення оптимальних параметрів режиму роботи гідроциклонної установки, які забезпечуватимуть ефективні умови сепарації твердої фази у гідроциклонах. Використання даної моделі дасть змогу зменшити. Окрім того, запропоновано графо-аналітичний метод, що забезпечує оперативне визначення параметрів режиму роботи гідроциклонної установки згідно розробленої аналітичної моделі, а саме частоти обертання робочого колеса шламового насоса, тиску у вхідному колекторі батареї гідроциклонів та її пропускної здатності.

### **Література**

1 Фадєєва І.Г. Прогнозування собівартості буріння нафтових і газових свердловин на засадах синергетики / І.Г. Фадєєва // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. – № 4 – С. 144-152.

2 Чудик І.І. Наукові основи та методологія буріння скерованих свердловин з мінімальними витратами енергії : дис. ... док. техн. наук : 5.15.10 / Чудик Ігор Іванович. – Івано-Франківськ, 2011. – 347 с.

3 Енергозбереження в промисловості. Частина 1 / [Праховник А.В., Суходоля О.М., Денисюк С.П., Прокопенко В.В.]. – К.: КПІ, 2001. – 517 с.

4 Булатов А.И. Справочник по промывке скважин / А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1981. – 317 с.

5 Мищенко В.И. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов / Мищенко В.И., Кортунов А.В. – Краснодар: Издательство «Арт Пресс», 2008. – 336 с.

6 Касьянов В. Гидромашини и компрессора / В. Касьянов. – М.: Недра, 1974. – 256 с.

7 Гидравлика бурения / Маковой Н. ; [пер. с румынского А.И. Литвинов]. – М.: Недра, 1986. – 537 с.

8 Мустафаев А.М. Гидроциклоны в нефтедобывающей промышленности / А.М. Мустафаев, Б.М. Гутман. – М.: Недра, 1981. – 260 с.

9 Михайлов А.К. Лопастные насосы. Теория, расчет и конструирование / А.К. Михайлов, В.В. Малюшенко. – М.: Машиностроение, 1977. – 289 с.

10 Айзенштейн М.Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности / М. Айзенштейн. – М.: Госптехиздат, 1957. – 363 с.

11 Вакина В.В. Машиностроительная гидравлика. Примеры расчетов / В.В. Вакина, И.Д. Денисенко, А.Л. Столяров. – К.: Вища шк. Головное идз-во, 1986. – 208 с.

12 Резниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов / Резниченко И.Н. – М.: Недра, 1982. – 301 с.

13 Коваль П.В. Гидравлика и гидропривод горных машин / Коваль П.В. – М.: Машиностроение, 1979. – 319 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
17.10.13*

*Рекомендована до друку  
професором Івасівим В.М.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Гасюком І.М.*

*(Прикарпатський національний університет  
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

## МЕТОДОЛОГІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН У ВИПАДКУ НЕБЕЗПЕКИ ПАРАФІНОВІДКЛАДАННЯ

*В.С. Бойко, В.Д. Середюк*

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

*Досліджуються принципи встановлення термодинамічного режиму привибійної зони під час припливу до свердловини газованої нафти (механічної суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу) формулюється методологія експлуатації нафтових свердловин за небезпеки парафіновідкладання з уточненням методики оцінки радіуса області можливого відкладання парафіну. Роботу виконано з використанням основних положень і методів підземної гідрогазомеханіки і термодинаміки нафтового пласта. Показано, що з метою отримання більшого дебіту свердловини доводиться встановлювати технологічний режим із підвищеною депресією тиску (на 10-40%) і, як наслідок виникають великі зони розгазування нафти (по радіусу до 20% від області дренажування), зниження температури потоку газованої нафти, фазовий перехід нафта-твердий парафін за певних термобаричних умов, відкладання парафіну в каналах фільтрації і зниження поточного дебіту. Розроблено уточнену методичку оцінки температурного стану привибійної зони нафтового пласта і розрахунку радіуса області можливого відкладання парафіну. Отримано залежність для температури газонафтового потоку, із якої виведено критерії за величиною газового фактора, на основі яких рекомендовано встановлювати оптимальний, допустимий або граничний технологічний режим експлуатації свердловини. Вперше обґрунтовано, що кольматація парафіном привибійної зони супроводжується випаданням останнього й на двох ділянках стовбура свердловини – безпосередньо над фільтровою зоною і з розривом (через певний інтервал) вище рівня температури насичення нафти парафіном. Подано приклад розрахунків стосовно одного із родовищ, результати яких задовільно підтверджуються практикою.*

*Ключові слова: технологічний режим роботи нафтової свердловини, кольматація пласта парафіном, температурний стан привибійної зони.*

*Исследуются принципы установления термодинамического режима призабойной зоны при притоке к скважине газированной нефти (механической смеси газонасыщенной нефти и свободного нефтяного газа), формулируется методология эксплуатации нефтяных скважин в случае опасности парафиноотложения в призабойной зоне с уточнением методики оценки радиуса области возможного отложения парафина. Работу выполнено с применением основных положений и методов подземной гидрогазомеханики и термодинамики нефтяного пласта. Показано, что с целью получения большего дебита скважины приходится устанавливать технологический режим с повышенной депрессией давления (на 10-40%) и, как следствие, возникает большая зона разгазирования нефти (по радиусу до 20% от области дренирования), снижение температуры потока газированной нефти, фазовый переход нефть-твердый парафин при определенных термодинамических условиях, отложение парафина в каналах фильтрации и снижение текущего дебита. Разработана уточненная методика оценки температурного состояния призабойной зоны нефтяного пласта и расчета радиуса области возможного отложения парафина. Получена зависимость для температуры газонефтяного потока, из которой выведены критерии по величине газового фактора, на основании которых рекомендовано устанавливать оптимальный, допустимый или предельный технологический режим эксплуатации скважины. Впервые обосновано, что кольматация парафином призабойной зоны сопровождается отложением его еще на двух участках ствола скважины – непосредственно над фильтровой зоной и с разрывом (через определенный интервал) выше уровня температуры насыщения нефти парафином. Представлен пример расчетов применительно к одному из месторождений, результаты которых удовлетворительно подтверждаются практикой.*

*Ключевые слова: технологический режим работы нефтяной скважины, кольматация пласта парафином, термодинамическое состояние призабойной зоны.*

*The article deals with the study of principles of the bottom-hole zone thermodynamic regime setting when the inflow of gas-cut oil (mechanical mixture of the gas-saturated oil and free petroleum gas) to the well takes place and the oil wells operation methodology in case of paraffin deposition risk is formed with the specification of the radius assessment methodology of the area where paraffin deposition is possible. The article has been written by using the main points and methods of the subsurface hydraulic-and-gas mechanics and thermodynamics of oil reservoir. It has been shown that in order to increase the well flow rate it is needed to set a technical regime with an increased pressure depression (by 10-40%) and, as a result, great oil degassing zones (along the radius up to 20% from the drainage area), decrease of gas-cut oil flow temperature, phase transition of oil-paraffin wax under certain pressure and temperature conditions, paraffin deposition in filtration channels and current flow rate decrease emerge. Corrected methodologies for temperature state assessment of the oil reservoir bottom-hole zone and radius calculation of the possible paraffin deposition area have been developed. The oil and gas flow temperature dependence has been obtained. The criteria according to the gas factor value have been developed on its basis. Based on these criteria it has been recommended to set an optimal, allowable or boundary technological regime of well operation. It has been grounded for the first time that the bottom-hole paraffin colmatation is accompanied*

by its sedimentation in both sections of the well bore, i. e. directly above the filtration zone and with the fracture (after a certain interval) higher than the temperature level of the oil saturation by paraffin. An example of one field calculations has been provided. Their results are satisfactorily confirmed by practice.

Key words: oil well operation technological regime, formation paraffin colmatation, bottom-hole zone temperature state.

## Вступ

Підвищення поточних дебітів свердловин і, відповідно, зниження собівартості видобування нафти в Україні та загалом у світі, є однією з найактуальніших проблем у нафтовидобувній галузі [1]. Це є важливим напрямком збільшення поточного видобутку власної нафти в Україні, у чому в даний час маємо велику потребу. Не другорядною причиною зниження дебітів є наявність парафіну в нафтах, що зумовлює небезпеку парафіновідкладання у привибійних зонах і стовбурах свердловин. Так, на ряді нафтових родовищ України експлуатація нафтових свердловин ускладнюється випаданням із нафти і відкладанням у привибійних зонах і стовбурах свердловин твердого парафіну разом із асфальтено-смолами [2].

## Аналіз сучасних досліджень

Нафти ряду родовищ Передкарпаття і Дніпровсько-Донецької западини характеризуються високим вмістом парафіну (8-14%) та близькістю пластової температури і температури насичення нафти парафіном [3]. Звідси дослідження виконувалися щодо визначення складу нафт по окремих родовищах [4], виведення емпіричних залежностей температури насичення нафти парафіном від впливових чинників [5], умов випадання парафіну у стовбурі свердловини [2,5] та в привибійних зонах [2, 3, 4, 6], розроблення технологій видалення відкладів і попередження парафіновідкладання [2] тощо.

Видалення відкладів парафіну проводиться тепловими обробленнями за різними технологіями або обробленням вуглеводневими розчинниками [2, 6, 8]. Оцінку радіуса зони можливого відкладання парафіну дано в роботах [6, 7]. Технологічний режим експлуатації свердловин на таких та інших родовищах встановлюють тільки на основі гідродинамічних характеристик без належного урахування термодинамічного чинника [9, 10], тобто практично зовсім не враховується термодинамічний чинник через недостатню повноту його вивчення [2, 8] в аспекті безпеки парафіновідкладання в привибійній зоні (основна увага зосереджена на температурному режимі стовбура свердловини і виділення зони відкладання парафіну в ньому [10]), а можливість відкладання парафіну в привибійній зоні констатується за фактором зниження дебіту свердловини в часі і потребою в операціях з видалення парафіну, або, в кращому випадку, на основі зіставлення значин вибітної температури потоку і пластової температури.

## Виділення невирішених питань

Потребують розгляду питання впливу великої депресії тиску на ступінь розгазування нафти в пласті і відповідно на випадання парафіну із нафти, встановлення допустимої депресії тиску в аспекті можливого парафіновідкладання із урахуванням співвідношення температури газонафтового потоку у нафтовому пласті і температури насичення нафти парафіном.

## Формулювання цілей статті

У даній роботі досліджуються принципи встановлення термодинамічного режиму привибійної зони при припливі до свердловини газованої нафти (механічної суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу), формулюється методологія експлуатації нафтових свердловин за безпеки парафіновідкладання в привибійній зоні з уточненням методики оцінки радіуса області можливого відкладання парафіну (у випадку економічної доцільності встановлення режиму роботи із відкладанням парафіну).

## Висвітлення основного матеріалу

Відомо [2, 10], що при видобуванні нафти температура потоку флюїдів знижується, а зниження її нижче від температури насичення нафти парафіном призводить до виділення із нафти і відкладання вздовж шляху руху асфальтено-смоло-парафінових речовин і, як результат, зменшення поточних дебітів свердловин.

У низькопродуктивних свердловинах з метою отримання більшого дебіту доводиться встановлювати технологічний режим із великою депресією тиску на продуктивний пласт. Це може призводити до зниження тиску в частині пласта навколо свердловини нижче від тиску насичення нафти газом, до виділення із нафти вільного газу і, як наслідок до відкладання парафіну. Експлуатація свердловини з малими дебітами виявляється економічно нерентабельною.

Початковий і поточний пластовий тиски у покладах Передкарпаття в основному є рівними або близькими до тиску насичення нафти газом  $p_{нас}$ . За таких умов видобування нафти супроводжується зниженням тиску в покладі нижче від тиску насичення, виділенням із нафти вільного газу і збільшенням фільтраційного опору. Для оцінки впливу фазового переходу нафта-газ зіставляємо втрати тиску в пласті з виділенням газу вздовж шляху фільтрації газованої нафти і втрат тиску при фільтрації негазованої нафти, використовуючи відомі положення підземної гідрогазомеханіки [11], тобто:

Таблиця 1 – Зв'язок  $\bar{H}(\bar{p})$  і значини коефіцієнта  $A$

$\alpha$	Інтервали $\bar{p}$	$\bar{H}(\bar{p})$	$A$
0,005	0-15	$\bar{H} = 0,375 \bar{p}$	0,375
	15-20	$\bar{H} = 0,649 \bar{p} - 4,175$	0,649
	50-200	$\bar{H} = 0,852 \bar{p} - 16,231$	0,852
0,010	0-15	$\bar{H} = 0,390 \bar{p}$	0,390
	15-30	$\bar{H} = 0,623 \bar{p} - 3,306$	0,623
	30-100	$\bar{H} = 0,814 \bar{p} - 10,030$	0,814
0,015	0-20	$\bar{H} = 0,428 \bar{p}$	0,428
	20-66,7	$\bar{H} = 0,784 \bar{p} - 7,219$	0,784
0,020	0-13,8	$\bar{H} = 0,383 \bar{p}$	0,383
	13,8-50	$\bar{H} = 0,751 \bar{p} - 5,372$	0,751
0,030	0-7	$\bar{H} = 0,278 \bar{p}$	0,278
	7-33,3	$\bar{H} = 0,697 \bar{p} - 3,273$	0,697
0,040	0-7	$\bar{H} = 0,285 \bar{p}$	0,285
	7-25	$\bar{H} = 0,683 \bar{p} - 3,013$	0,683
0,050	0-7	$\bar{H} = 0,301 \bar{p}$	0,301
	7-20	$\bar{H} = 0,678 \bar{p} - 2,746$	0,678

$$\varphi_{\Gamma} = \frac{\Delta p}{\Delta p_0} = \frac{\ln \frac{R_k}{R} + \frac{1}{A} \ln \frac{R_0}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (1)$$

де  $\varphi_{\Gamma}$  – коефіцієнт збільшення депресії тиску;  
 $\Delta p, \Delta p_0$  – втрати тиску відповідно в пласті з двома зонами фільтрації однорідної негазованої нафти та фільтрації газованої нафти і в зіставимому пласті з однією зоною фільтрації негазованої нафти;

$R_k, r_c$  – радіуси, відповідно, контуру живлення пласта і свердловини;

$R$  – радіус зони фільтрації газованої нафти;

$A$  – коефіцієнт, що враховує двофазність потоку.

Коефіцієнт  $A$ , за звичай розраховують за наближеною формулою М.М. Глоголовського і М.Д. Розенберга [11]:

$$A = 0,944 - 21,43\alpha; \quad (2)$$

де  $\alpha$  – безрозмірний коефіцієнт, який залежить від властивостей нафти і газу,

$$\alpha = \alpha_{рн} \mu_{г} / \mu_{н};$$

$\alpha_{рн}$  – коефіцієнт розчинності газу в нафті;

$\mu_{г}, \mu_{н}$  – динамічні коефіцієнти в'язкості відповідно газу і нафти за пластових умов, причому  $0,015 \geq \alpha \geq 0,005$  (або  $0,2 \leq p_{в} / p_{пл} \leq 1$ );

$p_{в}, p_{пл}$  – вибіийний і пластовий тиски.

Коефіцієнт  $A$  встановлено в такому вигляді за І.А. Чарним з використанням методу апроксимації, причому залежність безрозмірної фун-

кції Христиановича  $\bar{H}$  від безрозмірного тиску  $\bar{p}$  за великих значин тиску  $\bar{p}$  ( $\bar{p} > 20-30$ ), а коефіцієнт  $A$  визначається як тангенс кута нахилу лінії  $\bar{H}(\bar{p})$ . При зменшенні тиску  $\bar{p}$  коефіцієнт  $A$  істотно зменшується (у 2-2,5 рази), тобто  $A(\bar{p})$ .

Зменшення коефіцієнта  $A$  при падінні тиску призводить до зростання коефіцієнта  $\varphi_{\Gamma}$  у формулі (1).

Тому для оцінки впливу фазового переходу нафта-газ пропонуємо коефіцієнт  $A$  визначати із таблиці 1, складеної за даними І.Д. Амеліна [12], причому

$$\bar{H} = A \Delta \bar{p}; \quad (3)$$

$$H = A \Delta p; \quad (4)$$

де  $\Delta \bar{H} = \bar{H}_1 - \bar{H}_2, \Delta \bar{p} = \bar{p}_1 - \bar{p}_2,$

$$\Delta H = H_1 - H_2, \Delta p = p_1 - p_2,$$

індекси 1 і 2 позначають 2 стани газованої нафти (механічної суміші газонасиченої нафти і вільного газу);

$H_i$  – розмірні функції Христиановича;

$p_i$  – розмірні тиски;

$$\bar{H} = \frac{H}{\epsilon p_0}; \quad (5)$$

$$\bar{p} = \frac{P}{\epsilon p_0}; \quad (6)$$

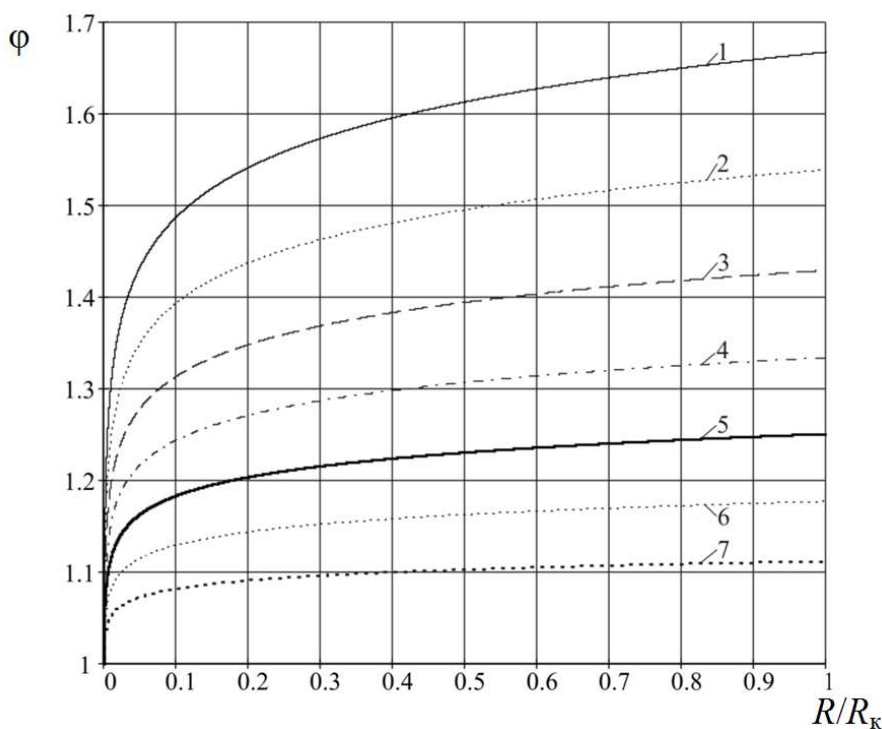


Рисунок 1 – Залежність відношення  $\varphi = \Delta p / \Delta p_0$  від відношення  $R/R_k$  за  $R_k = 500$  м,  $r_c = 0,1$  м і різних значин  $A$ : 1 – 0,6; 2 – 0,65; 3 – 0,7; 4 – 0,75; 5 – 0,8; 6 – 0,85; 7 – 0,9

де  $\varepsilon = G_0 \frac{\mu_r}{\mu_n}$ ;

$G_0$  – газовий фактор;

$p_0$  – стандартний тиск.

У даний час зручно користуватися аналітичними залежностями  $\bar{H}(\bar{p})$  для відповідних інтервалів зміни  $\bar{p}$ , враховуючи, що коефіцієнт  $A$  є функцією тиску  $\bar{p}$ .

За методичним підходом І.Д. Амеліна [12], коли пластовий тиск знижується до 40% нижче  $p_{нас}$ , а вибійний - до 50%, різницю функцій  $\Delta H$  можна розрахувати наближено, де  $p_{нас}$  – тиск насичення нафти газом. З цією метою попередньо будують прямолінійні графіки  $G_0(p)$  за формулою:

$$G_0 = \left[ \frac{\mu_n(p_{нас})}{\mu_r(p_{нас}) \bar{p}_{пер}} \right] p, \quad (7)$$

де  $\bar{p}_{пер}$  – значина безрозмірного тиску, якій відповідають переломи ліній залежності  $\bar{H}(\bar{p})$  при даній значині  $\mu_r/\mu_n$ .

Якщо точки для розглядуваного режиму (по тисках і газовому фактору) розміщуються в одній області залежностей  $G_0(p)$ , тобто не розділяються прямою, то величина  $\Delta H$  визначається за формулою:

$$\Delta H = \frac{A}{\mu_n b_n(\bar{p})} \Delta p, \quad (8)$$

де  $A$  – кутовий коефіцієнт залежності  $\bar{H}(\bar{p})$  у відповідній області;

$\bar{p}$  – середній тиск в цьому інтервалі тисків;

$b_n(\bar{p})$  – об’ємний коефіцієнт нафти в залежності від тиску.

Якщо точки розглядуваного режиму роботи розташовані по різних сторонах від розмежувальної прямої, то величини  $\bar{H}_1$  і  $\bar{H}_2$  треба розраховувати по табл. 1 у залежності від тисків  $p_1$  і  $p_2$ .

Величина  $\Delta H$  при цьому визначається так:

$$\Delta H = \frac{\varepsilon(\bar{H}_1 - \bar{H}_2)}{\mu_n b_n(\bar{p})}. \quad (9)$$

Аналіз свідчить (рис. 1), що неминуче розгазування нафти в пласті зумовлює необхідність різкого збільшення депресії тиску на 10-40% за радіуса зони розгазування  $R < 0,2R_k$ , а подальший ріст величини радіуса  $R$  вже слабо впливає на підвищення депресії тиску.

Разом із тим розгазування нафти супроводжується зміною температури потоку газованої нафти і, як результат, може викликати фазовий перехід нафта – твердий парафін, що призведе до накопичення твердого парафіну в привибійній зоні пласта, збільшення гідравлічного опору потокові і відповідно до збільшення втрат тиску за постійного дебіту (коли продуктивність свердловинного насоса є меншою від можливого припливу рідини із пласта з великим зануренням насоса під динамічний рівень). Так, за даними експериментальних досліджень [3] зниження температури моделі пласта Луквинського родовища нижче від температури насичення нафти парафіном усього на 2-3 К (різниця між пластовою температурою та температурою насичення нафти парафіном становить

1-4 К) призводить до зниження швидкості фільтрації в 7 разів, тоді як динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зростає тільки в 2,4 рази, при цьому градієнти тиску, за яких витісняється нафта із моделі пласта, значно перевищують (на порядок) реально існуючі градієнти тиску на родовищі. Це свідчить, з одного боку, про збільшення фільтраційного опору, а з другого боку, про відсутність кольтатації всіх пор, інакше свердловини припинили б свою роботу через зменшення припливу рідини до нуля.

Зміна тиску вздовж шляху руху газованої нафти супроводжується зміною температури, що може спричинити виділення з нафти твердого парафіну. У роботах Г.Д. Савенкова, В.С. Бойка, В.М. Дорошенка [6, 7] вивчався процес парафінізації (виділення і накопичення парафіну) привибійної зони. Для обґрунтування технологічного режиму роботи свердловин, коли відсутня промислова інформація, яка необхідна для аналізу процесу парафінізації, нами розглянуто роботу системи пласт – свердловина в початковий (граничний) момент.

Ці роботи уточнено нами щодо урахування залежності температури насичення нафти газом від тиску і поточної газонасиченості нафти та зміни впливу двофазності газонафтового потоку на термодинамічний стан привибійної зони і розподіл тисків у пласті із зменшенням біжучого тиску.

Зазначимо, що залежно від сформульованої мети досліджень тут і надалі бралася до уваги постановка задачі з повнотою і ступенем урахування впливових факторів у розумних межах, які забезпечили можливість одержання прийнятних технологічних рішень.

У разі припливу газованої нафти (механічної суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу) депресія тиску на пласт для обох фаз є однаковою, при цьому через вплив дросельного ефекту (ефект Джоуля-Томсона) нафта нагрівається, а газ охолоджується.

Усталені зміни температури нафти і вільного газу внаслідок дроселювання визначаємо за формулами робіт [6, 7]:

$$T_{пл} - T_H = -\varepsilon_H (p_{пл} - p_B); \quad (10)$$

$$T_{пл} - T_G = -\varepsilon_{гг} (p_{пл} - p_B), \quad (11)$$

а результатну температуру суміші нафти і вільного газу на вибої свердловини без урахування конвективних, теплопровідних та інших теплових змін знаходимо згідно із законом Ріхмана за калометричною формулою:

$$c_H Q_H (T_H - T_c) + c_G Q_G (T_G - T_c) = 0, \quad (12)$$

де  $\varepsilon_H, \varepsilon_G$  – інтегральні коефіцієнти Джоуля-Томсона відповідно для нафти і газу, К/Па;

$T_{пл}$  – початкова пластова температура, К;

$p_{пл}$  – пластовий тиск, Па;

$p_B$  – поточний тиск нафти і газу (вибійний тиск), якому відповідають температури окремо нафти  $T_H$  і газу  $T_G$ , Па;

$(p_{пл} - p_B)$  – депресія тиску на пласт, Па;

$c_H, c_G$  – теплоємності відповідно нафти і газу;

$T_c$  – температура суміші, К;

$Q_H, Q_G$  – масові витрати нафти і газу, кг/с.

Витрату вільного газу виражаємо як функцію вибійного тиску рівнянням відповідно до закону Генрі, а саме:

$$Q_G = (G_0 - \alpha_p p_B) \frac{Q_H b_H \rho_G}{\rho_H}, \quad (13)$$

де  $G_0$  – експлуатаційний газовий фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $\alpha_p$  – коефіцієнт розчинності газу в нафті, м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup>·Па);

$b_H$  – об'ємний коефіцієнт нафти;

$\rho_H, \rho_G$  – густини нафти і газу за нормальних умов, кг/м<sup>3</sup>.

Підставляючи рівняння (13) у рівняння (12), отримуємо наступну оцінювальну формулу для температури газонафтової суміші:

$$\frac{T_c - T_{пл}}{p_{пл} - p_B} = \frac{\varepsilon_H c_H \rho_H + \varepsilon_G c_G \rho_G b_H (G_0 - \alpha_p p_B)}{c_H \rho_H + c_G \rho_G b_H (G_0 - \alpha_p p_B)}. \quad (14)$$

Звідси одержуємо для температури  $T_c = T_{пл}$  величину експлуатаційного газового фактора, за якого не зумовлюється зміна початкової температури пласта (нагрівання і охолодження взаємно компенсується), тобто:

$$G'_0 = \alpha_p p_B - \frac{\varepsilon_H c_H \rho_H}{\varepsilon_G c_G \rho_G b_H}. \quad (15)$$

Визначимо умови, за яких змінюється (зменшується) початкова пластова температура і може випадати твердий парафін у фільтраційних каналах пласта.

При температурі суміші  $T_c \leq T_{нас}$  з (14) встановлюємо умову виділення твердого парафіну з розчину нафти (без урахування теплоти виділення парафіну і метастабільного стану, який залежить від багатьох неконтрольованих факторів). Тут  $T_{нас}$  означає температуру насичення нафти парафіном при пластових умовах. У роботах [6, 7] температуру  $T_{нас}$  взято незмінною. Відомо [15], що температура насичення нафти парафіном залежить від тиску і газового фактора, точніше газонасиченості нафти. З урахуванням цього уточнюємо методику розрахунку температурних змін. Тоді температура насичення  $T_{нас}$  може бути визначена за рівнянням (у наших позначеннях) [15]:

$$T_{нас} = T_{нас.роз} + a_1 (p_B - p_0) - a_2 \alpha_p (p_B - p_0), \quad (16)$$

де  $T_{нас.роз}$  – температура насичення розгазованої нафти парафіном, К;

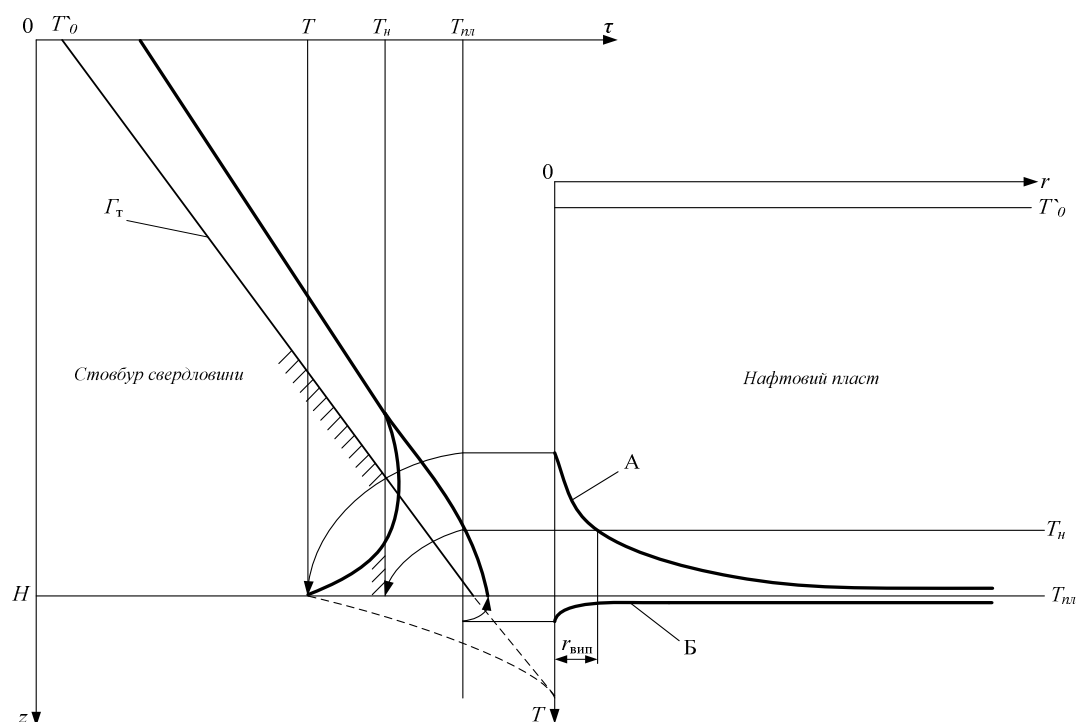
$p_0$  – атмосферний тиск, Па;

$a_1, a_2$  – дослідні коефіцієнти (усереднені значини  $a_1 = 0,019 \cdot 10^{-5}$  Па<sup>-1</sup> К;  $a_2 = 0,088$  К·м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> для нафтових родовищ Передкарпаття).

Умову виділення парафіну, яка справедлива при  $p_{пл} - p_B \neq (T_{нас} - T_{пл})/\varepsilon_G$ , записуємо за експлуатаційним газовим фактором у вигляді:

$$G''_0 \geq \left\{ \left[ (\varepsilon_G c_G \rho_G \alpha_p p_B - \varepsilon_H c_H \rho_H) (p_{пл} - p_B) - (c_G \rho_G b_H \alpha_p p_B - c_H \rho_H) (T_{нас} - T_{пл}) \right] \times \right. \\ \left. \times [\varepsilon_G c_G \rho_G b_H (p_{пл} - p_B) - c_G \rho_G b_H (T_{нас} - T_{пл})]^{-1} \right\}. \quad (17)$$

Відкладання парафіну може настати в привибійній зоні нафтового пласта й у стовбурі свердловин, коли температура потоку знахо-



**Рисунок 2 – Схематичне подання розподілу температури потоку в нафтовому пласті із нагріванням (Б) та охолодженням (А) з можливим випаданням парафіну в зоні радіусом  $r_{\text{вип}}$  і у стовбурі свердловини. Інтервали випадання парафіну у стовбурі показано штриховкою;  $G_T$  – геотерма**

диться нижче від температури насичення нафти парафіном (ефектом перенасичення, як це прийнято, нехтуємо).

У привибійній зоні пласта випадання парафіну із нафти пов'язано із дросельним ефектом, тобто із зниженням температури потоку внаслідок зниження тиску. Зміна температури потоку, як це показав Е.Б. Чекалюк, стосовно пружного режиму фільтрації [13], є адекватною зміні тиску. Звідси припускаємо, що створюється лійка (“воронка”) депресії температури в пласті із охолодженням (у разі фільтрації газованої нафти) або із нагріванням потоку (у разі фільтрації негазованої нафти). Нагрівання зазвичай неістотне, а охолодження потоку може бути нижчим від температури насичення нафти парафіном  $T_{\text{нас}}$  на певній відстані  $r_{\text{вип}}$  від свердловини, що супроводжуватиметься виділенням парафіну з нафти і парафіновою кольматацією привибійної зони, починаючи із цієї відстані (рис. 2, координати  $T - r$ ). На вибій свердловини надходить потік із зміненою температурою відносно пластової температури  $T_{\text{пл}}$  ( $T > T_{\text{пл}}$  або  $T < T_{\text{пл}}$ ).

У стовбурі свердловини глибиною  $H$  (див. рис. 2, координати  $T - z$ ) потік при підніманні на поверхню (для простоти подання без ускладнювальних чинників розглядаємо фонтанну свердловину) також змінюється, а саме:

а) при  $T > T_{\text{пл}}$  охолоджується, віддаючи теплоту верхнім холоднішим гірським породам, температура яких відповідає геотермі;

б) при  $T < T_{\text{пл}}$  спочатку нагрівається до температури, рівної геотермічній температурі, а відтак аналогічно попередньому охолоджується.

У стовбурі свердловини, коли температура потоку  $T$  стане рівною температурі насичення нафти парафіном  $T_{\text{нас}}$ , то в обидва випадки вище від цього рівня розпочнеться випадання парафіну (зображено на рисунку штриховкою).

Якщо на вибій свердловини надходить нафта з температурою  $T < T_{\text{нас}}$ , то як це видно із рисунка, випадання парафіну спостерігається у стовбурі на деякому інтервалі над фільтровою зоною (див. рис. 2). Звідси вперше виснуємо наступне: кольматація парафіном привибійної зони супроводжується випаданням його ще й на двох ділянках стовбура свердловини – безпосередньо над фільтровою зоною (звичайно, і фільтрова зона сюди входить як вихід із пласта) і вище з розривом (через певний інтервал) рівня температури насичення нафти парафіном.

На основі розглянутого формулюємо методологію експлуатації нафтових свердловин у разі небезпеки відкладання парафіну в привибійній зоні пласта. Вона повинна полягати у встановленні одного із таких технологічних режимів:

1) оптимального, коли температура  $T_c$  суміші газонасиченої нафти та вільного газу (вибійна температура) і пластова температура  $T_{\text{пл}}$  є рівними, тобто робота свердловини не супроводжується зміною початкової пластової температури ( $T_c = T_{\text{пл}}$ );

2) допустимого, коли допускається зниження вибійної температури  $T_c$  до температури насичення нафти парафіном  $T_{\text{нас}}$  ( $T_{\text{пл}} > T_c \geq T_{\text{нас}}$ );

3) граничного, що супроводжується виділенням твердого парафіну із нафти у привибійній зоні ( $T_c < T_{\text{нас}}$ ).

Ці умови для встановлення технологічного режиму роботи конкретної свердловини (дебіт, вибійний тиск) визначаються за значиною експлуатаційного газового фактора  $G_0$ .

Зміна температури суміші газонасиченої нафти і вільного газу (газованої нафти) в залежності від вибійного тиску  $p_v$  як результат дросельного ефекту описується оціночною формулою (6).

Умовою оптимального режиму беремо значину газового фактора  $G'_0$  (критерій оптимізації), за якої робота свердловини не супроводжується зміною температурного стану пласта і яку визначаємо із умови  $T_c = T_{пл}$ , тобто беремо за формулою (7).

Умовою допустимого технологічного режиму буде значина газового фактора  $G''_0$  при  $T_{пл} > T_c \geq T_{нас}$ .

Умовою граничного режиму, що супроводжується виділенням твердого парафіну із нафти в привибійній зоні, коли  $T_c < T_{нас}$ , беремо за величиною газового фактора  $G''_0$ , використовуючи формулу (17).

Для практичного встановлення технологічного режиму роботи конкретної свердловини з урахуванням термодинамічного чинника рекомендуємо виконати розрахунки експлуатаційного газового фактора у записах  $G'_0$  і  $G''_0$ , зіставити з існуючими параметрами і прийняти рішення щодо підвищення чи зниження вибійного тиску, узгоджуючи з даними гідродинамічного дослідження свердловини, тобто задати оптимальний, допустимий або граничний режими.

Виділення із нафти твердого парафіну і накопичення його в безпосередній околиці свердловини зумовлює необхідність здійснення періодичних оброблень вуглеводневими розчинниками чи оброблень теплотою привибійної зони нафтового пласта. Для проектування процесу оброблення необхідно знати радіус зони випадання парафіну [2].

Радіус зони виділення і можливого відкладання парафіну можна визначити за формулою, коли нехтувати наявністю зони парафінової кольматації [6, 7]:

$$R = \frac{H_{пл} - H_{вип}}{H_{пл} - H_v} R_k \left( \frac{r_c}{R_k} \right), \quad (18)$$

де  $H_{пл}$ ,  $H_v$  – функції Христиановича на контурі області впливу свердловини з радіусом  $R_k$  і на контурі свердловини з радіусом  $r_c$ ;

$H_{вип}$  функція Христиановича на зовнішній границі зони випадання парафіну, як відповідає тиску  $p_{вип}$  на цій границі.

Тиск  $p_{вип}$  знаходимо за  $T_c = T_{нас}$  із (14) прийнявши  $p_v > p_{вип}$ , методом послідовних наближень або в машинній програмі MathCad з використанням оператора Given-Find, скориставшись описаним вище методичним підходом І.Д. Амеліна щодо визначення різниць функцій Христиановича.

Якщо припустити  $A = \text{const}$ , що справедливо в одному інтервалі зміни безрозмірного тис-

ку  $p$ , як це прийнято в роботах [6, 7], то отримуємо вираз:

$$R = \frac{p_{пл} - p_{вип}}{p_{пл} - p_v} R_k \left( \frac{r_c}{R_k} \right). \quad (19)$$

Якщо для спрощення розрахунків додатково ще припустити, що  $T_{нас} \approx T_{нас.роз}$ , як це також прийнято в роботах [6, 7], то тиск на зовнішній границі випадання парафіну визначимо так:

$$p_{вип} = -\frac{c}{2} - \sqrt{\left(\frac{c_1}{2}\right)^2 - c_2}, \quad (20)$$

де

$$c_1 = \frac{(T_{нас.роз} - T_{пл}) c_r \rho_r b_n \alpha_p - \varepsilon_n c_n \rho_n}{\varepsilon_r c_r \rho_r b_n \alpha_p} - \frac{G_0}{\alpha_p} - p_{пл}, \quad (21)$$

$$c_2 = \frac{p_{пл} (\varepsilon_n c_n \rho_n + G_0 \varepsilon_r c_r \rho_r b_n)}{\varepsilon_r c_r \rho_r b_n \alpha_p} - \frac{(T_{нас.роз} - T_{пл}) (c_n \rho_n + G_0 c_r \rho_r b_n)}{\varepsilon_r c_r \rho_r b_n \alpha_p}. \quad (22)$$

Отже, якщо має місце приплив газованої нафти, то умовна геотерма зміщується відносно геотерми вліво або вправо залежно від охолодження чи нагрівання газонафтового потоку згідно із записаною вище формулою. З використанням цієї формули, яка описує зміну температури, можна оцінити або умову відсутності зміни температури ( $T_v = T_{пл}$ ), або умову випадання парафіну з нафти в пласті внаслідок охолодження ( $T_v \leq T_{нас}$ ).

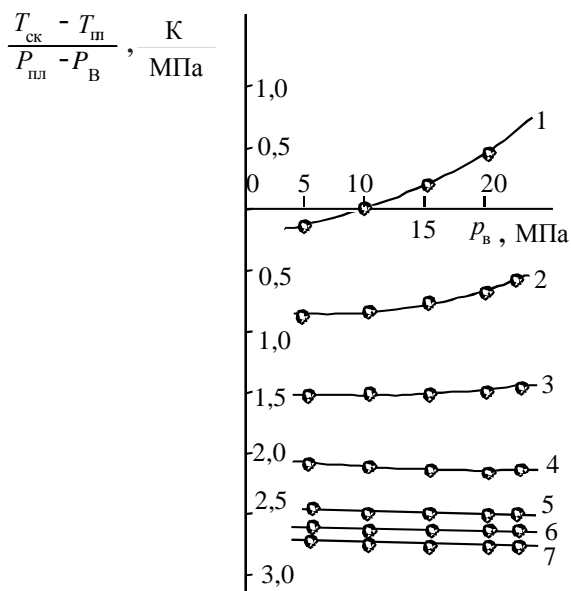
Температурні умови у привибійних зонах свердловин залежать від вибійного тиску і газового фактора, а газовий фактор може бути постійним або змінюватися з часом.

За даними, уточненими формулами, виконано розрахунки для умов Битківського нафтового родовища, зокрема взято:  $T_{нас.роз} = 318$  К,  $\varepsilon_r = -0,3 \cdot 10^3$  К/Па;  $\rho_n = 867$  кг/м<sup>3</sup>;  $b_n = 1,287$ ;  $\alpha_p = 0,492 \cdot 10^{-5}$  м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup>·Па);  $\rho_r = 1,443$  кг/м<sup>3</sup>;  $\varepsilon_n = 4,6 \cdot 10^{-7}$  К/Па;  $c_n = 2093,4$  Дж/(кг·К);  $c_r = 3140,1$  Дж/(кг·К),  $R_p = 350$  м;  $r_c = 0,05$  м. Результати розрахунків подано на рис. 3-5.

Із аналізу одержаних співвідношень і результатів розрахунків можна зробити наступні висновки:

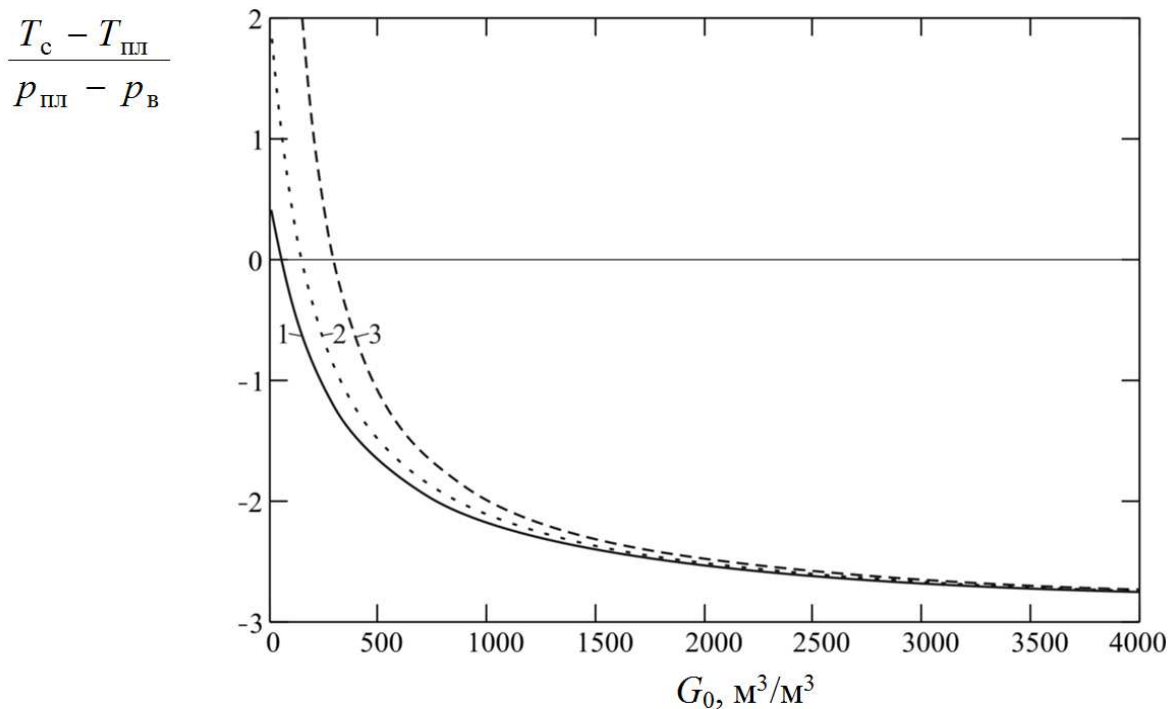
За високих експлуатаційних газових факторів ( $G_0 > 1000-1500$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) зниження температури на вибої свердловини ( $T_c - T_{пл}$ ) практично не залежить ні від його величини (див. рис. 3), ні від вибійного тиску  $p_v$  (див. рис. 4), а визначається, головним чином, депресією тиску  $\Delta p$ .

За малих значин експлуатаційних газових факторів ( $G_0 < 500-1500$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) градієнт зниження температури на вибої  $(T_v - T_{пл}) / (p_{пл} - p_v)$  переважно залежить від газового фактора  $G_0$  (див. рис. 3) і незначно – від вибійного тиску  $p_v$  (див. рис. 4). За газових факторів менше 100-150 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> залежно від величини вибійного тиску  $p_v$  може спостерігатися незначне підвищення вибійної температури  $T_c$  (див. рис. 4).



**Рисунок 3 – Градієнт зміни температури на вибої свердловини  $(T_c - T_{пл}) / (P_{пл} - P_{виб})$  залежно від вибійного тиску  $P_{виб}$  за експлуатаційного газового фактора  $G_0$ , рівного  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (1),  $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (2),  $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (3),  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (4),  $2000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (5),  $3000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (6),  $4000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (7)**

Рис. 5 ілюструє величину газового фактора  $G'_0$ , за якого не відбувається зміна початкової пластової температури, тобто  $T_c = T_{пл}$ , залежно від вибійного тиску  $P_v$  за різних коефіцієнтів розчинності газу в нафті.



**Рисунок 4 – Залежність величини градієнту зміни температури, К до депресії тиску, МПа  $\frac{T_c - T_{пл}}{P_{пл} - P_v}$  від величини газового фактора  $G_0, \text{ м}^3/\text{м}^3$  при різних значеннях вибійного тиску  $P_v, \text{ МПа}$ : 1 – 1; 2 – 20; 3 – 50**

Залежність і відповідні криві газового фактора  $G''_0$  на рис. 4 визначають області стану парафіну в розчиненому вигляді (лівіше ізотерми пластової температури  $T_{пл}$ ) і у твердому вигляді (правіше ізотерми пластової температури  $T_{пл}$ ).

Рисунок 6 ілюструє значини експлуатаційного газового фактора  $G''_0$  залежно від депресії тиску  $\Delta p$ , за яких пласт не охолоджується (області нижче відповідних ліній). Зменшення депресії тиску на пласт  $\Delta p$  за певних значин газового фактора  $G''_0$  призводить до зменшення інтенсивності кристалізації парафіну, а відтак практично виключає її.

Звідси виснуємо, що у привибійних зонах свердловин Битківського нафтового родовища ( $T_{пл} = 331 \text{ К}$ ,  $P_{пл} - P_v = 6-10 \text{ МПа}$ ) випадання парафіну можливе за газових факторів  $G_0 \geq 50-1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Зона можливого випадання парафіну оцінюється радіусом 0,5-1,5 м.

Зіставлення результатів розрахунків за запропонованими тут формулами і за формулами робіт [6, 7] стосовно Битківського нафтового родовища показала розбіжність у 9-21%.

Результати розрахунку задовільно підтверджуються практикою. Як свідчить промисловий досвід [6], у працюючих свердловинах Битківського родовища експлуатаційні газові фактори перевищують вказані вище значини, що викликає охолодження вибоїв у межах інтервалів припливу на 10-20 К і призводить до значного зниження їх продуктивності.

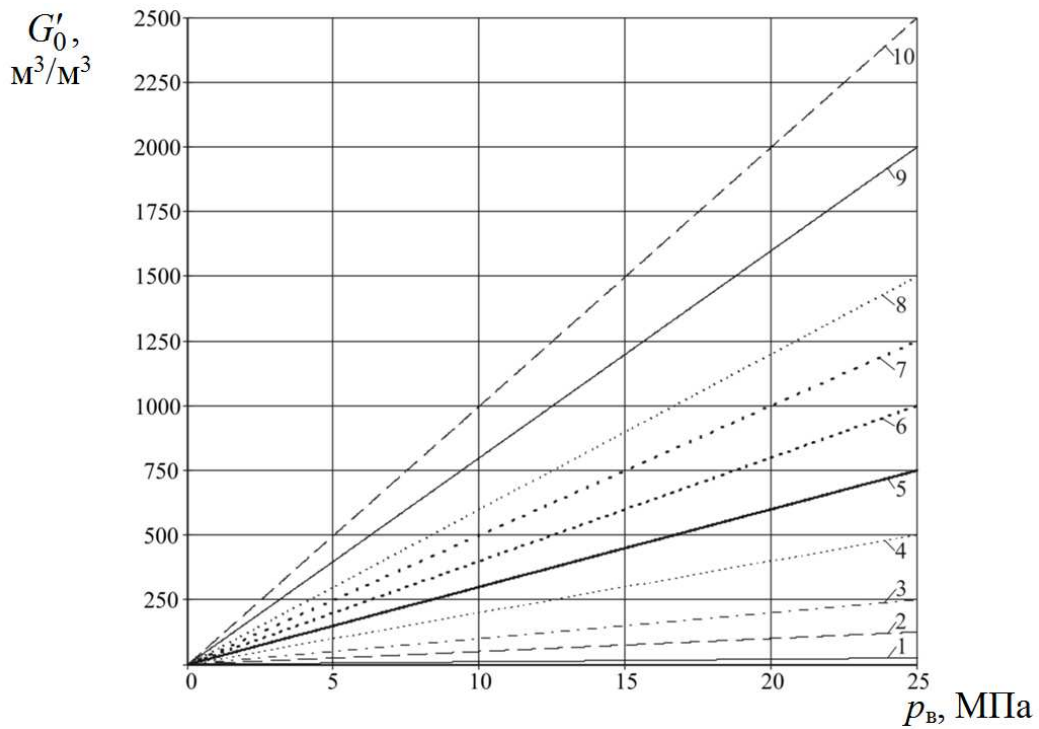


Рисунок 5 – Залежність величини газового фактора  $G'_0$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , від вибійного тиску  $p_B$ , МПа при різних значеннях коефіцієнта розчинності  $\alpha_p$ ,  $10^{-6} \text{Па}^{-1}$ :  
1 – 1; 2 – 5; 3 – 10; 4 – 20; 5 – 30; 6 – 40; 7 – 50; 8 – 60; 9 – 80; 10 – 100

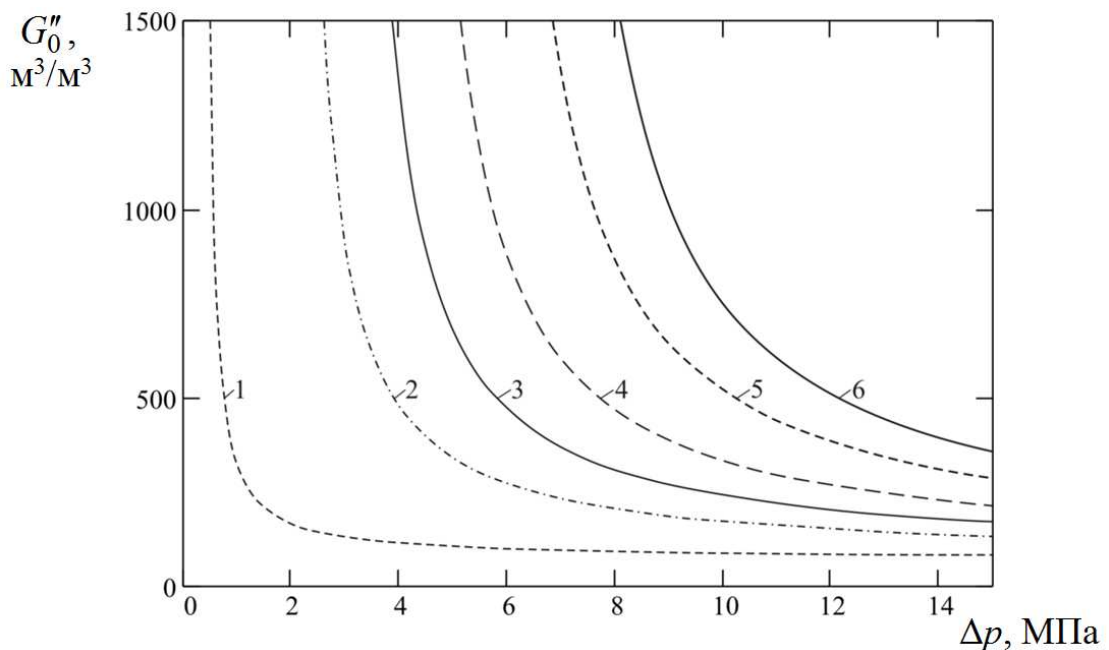


Рисунок 6 – Залежність величини експлуатаційного газового фактора  $G''_0$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , в разі перевищення якої відбувається порушення фазового стану нафти, від депресії тиску  $\Delta p$ , МПа при різних значеннях пластової температури  $T_{\text{пл}}$ , К:  
1 – 336; 2 – 333; 3 – 329; 4 – 326; 5 – 323; 6 – 318

Аналогічні розрахунки виконано стосовно свердловин Луквинського, Стинавського, Струтинського, Гвіздецького, Спаського і Бугруватівського родовищ. Характер залежностей подібний, а результати розрахунків мають тільки практичну цінність для видобувних підприємств і тут не подаються через великий обсяг матеріалу.

### Висновки

Одним із напрямків підвищення поточного видобутку нафти в Україні і загалом у світі є встановлення обґрунтованих технологічних режимів роботи видобувних свердловин, у т. ч. і таких, що продукують парафіністи нафти в умовах близькості пластової температури і те-

мператури насичення нафти парафіном. Можливість відкладання парафіну в привибійній зоні констатується за фактом зниження дебіту свердловини в часі і потребою в операціях з видалення парафіну або, в кращому випадку, на основі зіставлення значин вибійної температури потоку і пластової температури. У роботі досліджено вплив великої депресії тиску на ступінь розгазування нафти в пласті, принципи оцінки термодинамічного стану привибійної зони внаслідок прояву дросельного ефекту під час припливу суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу, сформульовано методологію експлуатації свердловин за даних умов, рекомендовано встановлювати оптимальний, допустимий і граничний режим роботи за критерієм відповідного газового фактора та дано оцінку радіуса зони можливого випадання парафіну. Вперше встановлено, що кольматація парафіном привибійної зони супроводжується випаданням його ще й на двох ділянках стовбура свердловини – безпосередньо над фільтровою зоною і з розривом вище рівня температури насичення нафти парафіном. Результати розрахунків за запропонованими формулами задовільно підтверджуються практикою.

Урахування температурного чинника дає змогу встановити або “безпарафінистий” режим експлуатації свердловини, або, зіставляючи витрати на періодичне усунення відкладів парафіну в привибійній зоні та “дохід” від додатково видобутої нафти, наприклад за методикою [14], встановити термодинамічний режим із відкладанням парафіну в привибійній зоні.

Невирішеними питаннями залишаються визначення проникності в запапарафінованій зоні пласта і розрахунку зміни дебіту свердловини з часом у зв'язку із парафіновою кольматацією.

### Література

1 Обводнення газових і нафтових свердловин у 3-х томах. Том I. Технологічні матеріали і способи ізоляції. За ред. В.С. Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. – 792 с. – ISBN 966-96506-2-3.

2 Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин: підручник для студентів ВНЗ з грифом Міносвіти і науки України; у 4-х частинах. – Частина II. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 586 с. – ISBN 966-7327-39-6.

3 Яремійчук Р.С. Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей / Яремійчук Р.С., Світлицький В.М., Савбюк Г.П. – Киев: Укрпипроиннефть, 1993. – 226 с. – ISBN 5-7707-4648-3.

4 Атлас родовищ нафти і газу України: у 6-ти томах / За заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федина, Б.І. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. – Львів, 1998.

5 Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підручник. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. – Частина 1. – 231 с.

6 Савенков Г.Д. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин / Савенков Г.Д., Бойко В.С. – Львов: Вища школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1986. – 160 с.

7 Савенков Г.Д. Расчет температурных изменений в призабойной зоне в зависимости от режима работы скважины / Савенков Г.Д., Бойко В.С., Дорошенко В.М. // Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 10. – С.15-17.

8 Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Книга перша / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с. – ISBN 996-7022-40.

9 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник; 4-е доповнене видання. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 448 с.

10 Бойко В.С. Технологія видобування нафти: підручник для студентів ВНЗ. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827 с.

11 Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: підручник; 2-е видання / Бойко В.С., Бойко Р.В. – Львів: Априорі, 2007. – 452 с.

12 Справочная книга по добыче нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – Москва: Недра, 1974. – 702 с.

13 Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта / Чекалюк Э.Б. – Москва: Недра, 1965. – 238 с.

14 Оптимізація тривалості часу роботи нафтових свердловин між повторними тепловими обробленнями / В.С. Бойко, С.П. Поліщук, А.І. Піта, В.С. Орлів // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – № 3 (12). – С.67-75.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
19.11.13

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

## ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ

I. I. Чудик

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,  
e-mail: chudoman@ukr.net

Розглядаються важливі питання промислового дослідження енергетичних витрат процесу буріння свердловини і апробації науково-методичних основ проектування і вибору оптимальної енергоефективної продуктивності бурового насоса. Охарактеризовано вплив основних техніко-технологічних чинників на енергетичні затрати процесу буріння свердловин роторним способом. Проведено оцінку вартості енергоносіїв при бурінні свердловин роторним способом і визначено їх частку в загальних витратах процесу спорудження гірничої нафтогазової виробки. Визначено коефіцієнти корисної дії по окремих технологічних процесах в порівнянні із загальними енергетичними витратами. Отримано функції енергозатрат процесу буріння свердловини в часі. За величиною витраченої на процес буріння свердловини енергії визначено необхідні і фактичні масові витрати дизпалива, потрібні для забезпечення процесу поглиблення вибою свердловини і виконання спуско-підіймальних операцій. Встановлено ефективність використання режиму промивання свердловини із зменшеною продуктивністю бурового насоса, яка максимально наближена до реальних умов буріння і відображається в зменшенні енергетичних витрат процесу та отриманні кількісно і якісно вищих показників буріння. Теоретичним шляхом отримано величини, які характеризують загальні енергетичні витрати процесу буріння свердловини, в тому числі буріння і спуско-підіймальні операції. На основі їх порівняння визначено загальний коефіцієнт корисної дії процесу поглиблення вибою свердловини і встановлено основні причини надмірних затрат енергії.

Ключові слова: бурильна колона, проектування, сила, вісь, опір, свердловина

Рассматриваются важные вопросы промышленного исследования энергетических затрат бурения скважины и апробации научно-методических основ проектирования и выбора оптимальной энергоэффективной производительности бурового насоса. Охарактеризованы влияние основных технико-технологических факторов на энергетические затраты процесса бурения скважин роторным способом. Проведена оценка стоимости энергоносителей при бурении скважин роторным способом и определено их долю в общих затратах процесса сооружения горной нефтегазовой выработки. Определены коэффициенты полезного действия по отдельным технологическим процессам по сравнению с общими энергетическими затратами. Получены функции энергозатрат процесса бурения скважины во времени. По величине затраченного на процесс бурения скважины энергии определены массовые расходы дизтоплива, необходимые для обеспечения процесса углубления забоя и выполнения спускоподъемных операций. Установлена эффективность использования режима промывки скважины с уменьшенной производительностью бурового насоса, которая максимально приближена к реальным условиям бурения и отражается в уменьшении энергетических затрат процесса и получении количественно и качественно более высоких показателей бурения. Теоретическим путем получены величины, характеризующие общие энергетические затраты процесса бурения скважины, в том числе бурение и спускоподъемные операции. На основе их сравнения определен общий коэффициент полезного действия процесса углубления забоя скважины и установлены основные причины чрезмерных затрат энергии при этом.

Ключевые слова: бурильная колонна, проектирование, сила, ось, сопротивление, скважина

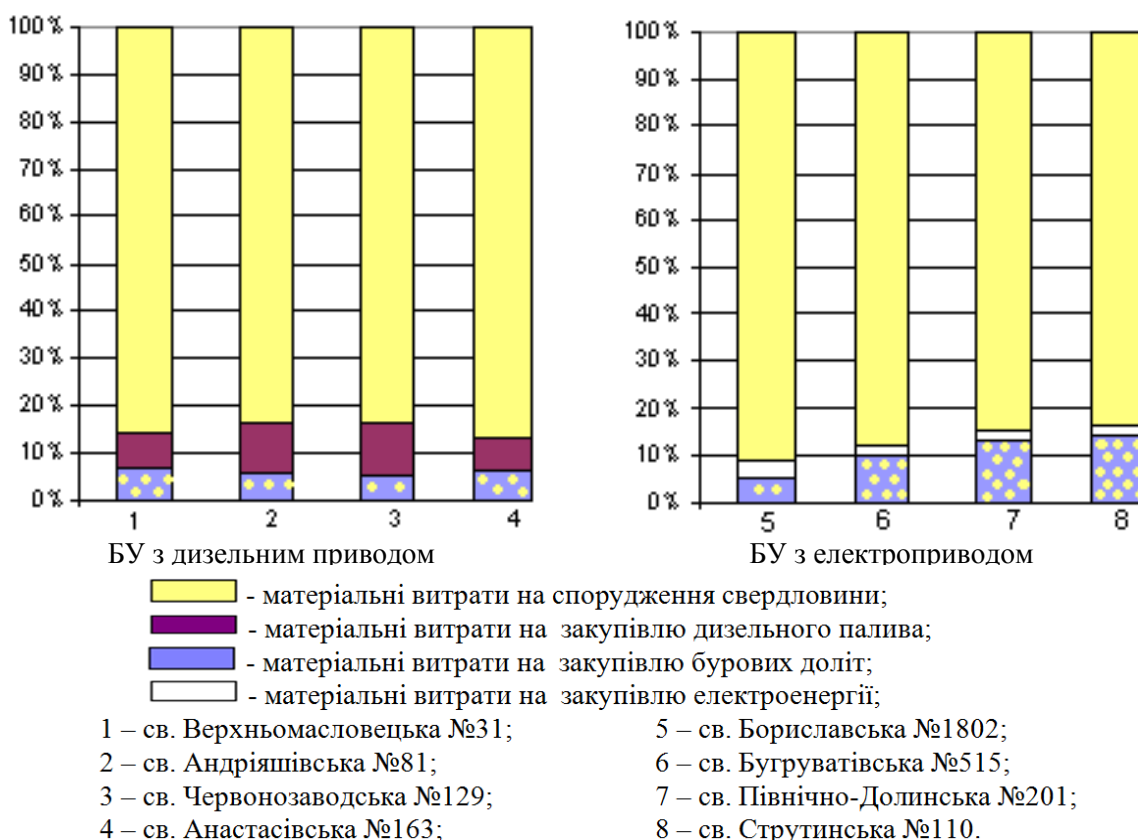
This article deals with important issues of industrial study of well drilling process energy consumption and testing of scientific and methodological fundamentals of design and selection of optimal energy-efficient performance of a mud pump. The influence of the basic technical and technological factors onto the energy consumption of the well rotary drilling process has been characterized. The evaluation of the energy sources cost for rotary drilling method has been done and their share in the total costs of oil and gas borehole drilling has been calculated. The efficiency coefficients of individual production processes in comparison with the overall energy consumption have been determined. The functions of energy consumption of well drilling in time have been obtained. The required and real diesel fuel consumption needed for the processes of bottom-hole deepening and tripping have been calculated in accordance with the value of consumed energy for well drilling. The efficiency of regime for well washing by a reduced mud pump productivity, which is as close as possible to real drilling conditions and which is shown in the energy consumption reduction for the process and obtaining of quantitatively and qualitatively higher drilling indices, has been determined. The values characterizing the overall energy consumption for well drilling process, including drilling and tripping operations, have been obtained by theoretical methods. Based on their comparison the overall efficiency coefficient of the bottom-hole deepening process has been calculated and the main causes of excessive energy consumption have been determined.

Keywords: drill string, designing, force, axis, resistance, well

**Вступ.** Особливості технології буріння свердловини характеризується певним набором параметрів процесу, якісні та кількісні значення яких підбирають відповідно до гірничо-геологічних умов, технічних характеристик бурової

установки та інших чинників. При цьому, пріоритетним показниками є техніко-економічні показники буріння та енергетичні витрати.

Аналіз передового світового досвіду буріння вказує саме на комплексний характер те-



**Рисunek 1 – Нормовані діаграми співвідношень витрат на спорудження свердловини, закупівлю енергоносіїв і бурових доліт**

нденцій щодо розвитку підходів до енергоефективного спорудження свердловин. Це стосується використання сучасних інноваційних технологій і високопродуктивного бурового інструменту, якісних бурових розчинів, систем контролю і керування процесом буріння.

Високі темпи економічного, науково-технічного та соціального розвитку людства зумовили різке підвищення попиту на нафту та газ і збільшили об'єми їх споживання. Першочергово освоювалися перспективні родовища з великими запасами вуглеводневої сировини, що дозволяло в найкоротші терміни отримати великі дебіти нафти і газу із продуктивних пластів. Економічний розвиток держав, високий рівень споживання нафти і газу поступово призвели до зростання кількості освоєних і вичерпаних нафтогазових родовищ і послабили основу енергетичної безпеки багатьох держав, в тому числі і України. Це призвело до необхідності пошуку джерел поповнення основних енергоресурсів – нафти і газу [1-3].

За таких умов основний нафтогазовидобуток було зосереджено на родовищах суходолу із складними гірничо-геологічними умовами буріння, а також на родовищах в зоні морських акваторій. Останнім часом почали набувати широкого розвитку роботи з вилучення вуглеводнів із дрібних, законсервованих і законсервованих покладів вуглеводнів, а також розпочалася розробка родовищ сланцевого газу і вугільного метану з використанням великої кількості свердловин різних типів профілю.

**Актуальність проблеми.** У перспективних зонах видобутку нафти і газу, із зовнішнім рельєфом в зоні континентального шельфу, глибоководних морських акваторій і гірської місцевості, в якості енергоносіїв для буріння свердловин використовується переважно дизельне паливо, оскільки подавання електроенергії за таких умов є практично неможливим. На інших територіях суходолу у процесі буріння свердловин використовують бурові установки (БУ) з дизельним, електричним та змішаним видами енергоносіїв.

За годину роботи на БУ споживається в середньому від 80 до 150 літрів дизельного пального або 750-1000 кВт електроенергії [4, 5]. В порівнянні із 70-80 роками минулого століття вартість дизельного палива зросла в 150 раз, а електроенергії – в 15. Така ситуація значною мірою вплинула на механізм формування собівартості метра проходки і, в порівнянні із затратами на обладнання, поставило вартість паливо-мастильних матеріалів і електроенергії (рис. 1) в одну нішу з грошовими витратами на придбання бурових доліт.

Як показано на рис. 1, а) і б), вартість енергоносіїв (на прикладі свердловин пробурених на різних родовищах на території України) складає від 8 до 13,5% від загальної кількості грошових витрат, необхідних для будівництва свердловини з використанням БУ, оснащеної дизельним приводом, і від 2,3 до 8% – для електропривода. При цьому, у першому випадку

Таблиця 1 – Бурове обладнання та інструмент, що використовуються в процесі буріння свердловини

Технологічний процес	Основні елементи технічного оснащення для реалізації процесу буріння
Робота бурового інструменту в свердловині з передачі крутного моменту від ротора до долота	Долото
	Обважені бурильні труби з опорно-центрувальними елементами
	Стиснена і розтягнута частини бурильної колони
	Вертлюг (верхній привод)
Промивання свердловини	Долото
	Буровий насос і його обв'язка
	Звичайні і обважені бурильні труби, кільцевий простір за ними
Руйнування гірської породи	Долото
	Опорно-центрувальні елементи

Таблиця 2 – Чинники енерговитрат процесу буріння свердловини

Технологічний процес	Чинники енергетичних витрат
Обертання БК	Подолання сил тертя БК до стінки свердловини, БР в циркуляційній системі і опорі вертлюга
	Фрезування стінок свердловини опорно-центрувальними елементами
	Коливання БК
Промивання свердловини	Очищення вибою свердловини від шламу та його переміщення на устя потоком БР
	Подолання гідравлічних опорів в елементах циркуляційної системи під час промивання свердловини
	Забезпечення необхідної гідравлічної потужності на долоті
Руйнування гірської породи	Руйнування гірської породи вибою свердловини
	Поздовжні коливання долота
	Фрезування боковою поверхнею долота стінки свердловини
Спуско-підймальні операції	Вилучення бурильної колони із свердловини

вартість дизельного палива перевищує навіть затрати на придбання бурових доліт [4, 5].

**Ціль дослідження.** Враховуючи вищеведене, підвищення енергоефективності спорудження нафтогазових свердловин вимагає створення підходу для прогнозування і оцінки енергетичних затрат процесу буріння для подальшого проектування і вибору енергетичних ресурсів, обладнання і режимів його експлуатації за критерієм мінімального енергоспоживання.

#### Виклад основного матеріалу

Процес буріння свердловини забезпечується одночасним виконанням кількох технологічних операцій, основними з яких є: руйнування гірської породи (ГП) і поглиблення вибою свердловини, його промивання з винесенням шламу на устя [4-6] (табл. 1).

У процесі буріння свердловини роторним способом (верхнім приводом) вибійна потужність генерується у верхній частині бурильної колони (БК) за певного крутного моменту та

кутової швидкості і бурового насоса (БН) у вигляді гідравлічної потужності потоку бурового розчину (БР), який циркулює в свердловині за відповідного тиску і продуктивності. Сучасне бурове і енергетичне обладнання повною мірою забезпечують виконання процесу буріння свердловини, але основна її частина витрачається на подолання тертя БК до стінки свердловини і гідравлічні втрати в елементах циркуляційної системи тощо (табл. 2).

Для визначення фактичних енерговитрат процесу буріння проводився промисловий експеримент на свердловині Славецька-7 в інтервалі буріння 174,6÷301,8 м. Реалізація мети дослідження проводилася в два етапи. На першому етапі, в інтервалі буріння свердловини 174,6÷292,8 м під час промивання свердловини була встановлена подача насоса на вибій величиною 0,03 м<sup>3</sup>/с (табл. 3). У відповідності до конструкції свердловини і гірничо-геологічних умов в процесі буріння свердловини використовувалися такі долота:

– для буріння під кондуктор діаметром 295,3 мм: III – 295,3 М – ЦВ;

**Таблиця 3 – Параметри буріння свердловини під кондуктор під час проведення першого етапу промислового експерименту**

Інтервал, м	Параметри режимів буріння					Техніко-економічні показники буріння				
	Осьове навантаження на долото, кН	Частота обертання ротора, с <sup>-1</sup>	Продуктивність насоса, м <sup>3</sup> /с	Тиск насоса, МПа	Діаметр втулок, мм	Проходка на долото, м	Тривалість механічного буріння, год	Тривалість проведення СПО, год	Тривалість технологічних простоїв, год	Механічна швидкість, м/год
174.6-210.4	7	60	0.03	20-25	140	35.8	15 <sup>00</sup>	5 <sup>00</sup>	-	2.38
210.4-292.8						82.4	21 <sup>30</sup>	2 <sup>30</sup>		3.83

**Таблиця 4 – Показники буріння свердловини за результатами проведення другого етапу промислового експерименту**

Інтервал, м	Параметри режимів буріння					Техніко-економічні показники буріння				
	Осьове навантаження на долото, кН	Частота обертання ротора, с <sup>-1</sup>	Продуктивність насоса, м <sup>3</sup> /с	Тиск насоса, МПа	Діаметр втулок, мм	Проходка на долото, м	Тривалість механічного буріння, год	Тривалість проведення СПО, год	Тривалість технологічних простоїв, год	Механічна швидкість, м/год
292.8-301.8	7	60	0.026	20-25	140	9.0	0 <sup>30</sup>	8 <sup>10</sup>	-	4.51

– для буріння під експлуатаційну колону діаметром 146 мм: Ш – 215,9 МС – АУ (діаметр насадок 14; 16; 19 мм).

Дана величина продуктивності бурового насоса ( $Q = 0,03 \text{ м}^3/\text{с}$ ) при встановлених техніко-технологічних і гірничо-геологічних умовах буріння (табл. 1) для встановлення ефективності малолітражного режиму промивання свердловини була примусово завищеною, оскільки:

а) для промивання вибою свердловини достатньою є величина продуктивності бурового насоса  $0,026 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

б) для винесення шламу кільцевим простором свердловини із умови недопущення налипання шламу на стінках свердловини достатньою є величина продуктивності бурового насоса  $0,025 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

в) для дотримання граничнодопустимої концентрації частинок шламу у висхідному потоці БР достатньою є величина  $0,026 \text{ м}^3/\text{с}$ .

На основі встановленого було прийняте рішення про доцільність використання під час наступного добування в інтервалі 292.8-301.8 м продуктивності бурового насоса величиною  $0,026 \text{ м}^3/\text{с}$ , при якій і було проведено другий етап експериментального дослідження в промислових умовах в інтервалі 292.8-301.8 м. В

результаті було встановлено такі показники буріння (табл. 4).

Під час буріння другого інтервалу довжиною 9 м за тих же геологічних і техніко-технологічних умов механічна швидкість складала  $4,51 \text{ м/год}$ , що на  $39,6\%$  вище швидкості буріння попереднього інтервалу. При цьому тільки під час промивання свердловини було отримано економію  $4600 \text{ МДж}$  енергії, які визначалися з використанням наступної залежності:

$$A_{\text{ОП}} = \int_{t_1}^{t_2} N(t) dt, \quad (1)$$

де  $t_1$  і  $t_2$  – час виконання роботи;

$N(t)$  – виробнича потужність БУ в процесі буріння свердловини.

В результаті розрахунку за отриманими даними було визначено величину максимально необхідної потужності для буріння кожного з інтервалів свердловини Славецька-7 для окремих ланок бурового верстата, які беруть участь в процесі буріння (табл. 5) та відсоткове співвідношення кожного із складових величин окремого технологічного процесу в порівнянні із загальним.

Таблиця 5 – Максимально необхідна потужність для буріння свердловини

Глибина свердловини, м	Корисна потужність при роботі різних агрегатів БУ під час поглиблення вибою свердловини, кВт					
	Робота			Тертя в опорі вертлюга	Забезпечення промивання свердловини	Сумарно
	долото	КНБК	БК			
22.7	3.11	0.16	0.03	4.58	18.53	26.41
52.7	3.2	0.16	0.1	4.83	17.07	25.36
105.2	3.8	0.15	0.22	5.17	22.02	31.36
174.6	4.6	0.13	0.56	5.47	27.0	37.76
210.4	4.7	0.13	0.66	5.68	44.92	56.09
292.8	4.8	0.12	0.95	5.89	53.93	65.69
302.0	0.9	0.12	0.10	5.71	55.9	62.73
320.0	4.14	0	0.12	6.06	22.69	33.01
340.0	4.4	0	0.14	6.51	8.53	19.58

Таблиця 6 – Відсоткове співвідношення потужності при роботі різних агрегатів БУ до загальних енерговитрат

Глибина свердловини, м	Робота			Тертя в опорі вертлюга	Забезпечення промивання свердловини
	долото	КНБК	БК		
22.7	11.7	0.6	0.1	17.4	70.2
52.7	12.6	0.6	0.4	19.0	67.4
105.2	12.2	0.4	0.7	16.5	70.2
174.6	12.2	0.3	1.4	14.5	71.6
210.4	8.3	0.2	1.1	10.2	80.2
292.8	7.3	0.2	1.4	9.0	82.1
302.0	1.4	0.2	0.2	9.1	89.1
320.0	12.5	0	0.4	18.4	68.7
340.0	22.5	0	0.7	33.2	43.6

Згідно з даними табл. 3 побудовано графічні залежності зміни в часі максимально необхідної загальної потужності під час буріння свердловини в загальному (рис. 2) та потужностей кожної із супутніх операцій технологічного процесу.

Шляхом апроксимації даних за допомогою редактора електронних таблиць Excel за даними рис. 2 було встановлено математичні залежності з достовірністю  $R^2 = 0.948$ :

$$N(t_{мб}) = 2 \cdot 10^{-5} t_{мб}^2 \left[ 10^{-17} t_{мб}^3 - 10^{-11} t_{мб}^2 + 4.510^{-6} t_{мб} - 1 \right] + 1,1709 t_{мб} + 511,58, \quad (2)$$

де  $H$  – глибина свердловини.

Згідно із залежністю (2) шляхом інтегрування отримано функцію енергетичних затрат процесу буріння свердловини  $E_{ЗАТ}^{БVP}$ :

$$E_{ЗАТ}^{БVP}(t_{мб}) = 3.3 \cdot 10^{-23} t_{мб}^6 - 4 \cdot 10^{-17} t_{мб}^5 + 2.25 \cdot 10^{-11} t_{мб}^4 - 6.67 \cdot 10^{-6} t_{мб}^3 + 0,589 t_{мб}^2 + 511,58 t_{мб}. \quad (3)$$

Аналогічно, шляхом математичних розрахунків згідно з [4, 5] було отриманого значення енергії, необхідної для поглиблення проектною свердловини (табл. 7).

Енергія, спожита під час проведення СПО, обумовлюється загальною потужністю бурової установки та часом виконання бурових і допоміжних робіт. Основні енергозатрати процесу СПО пов'язані із підніманням бурильного інструменту для заміни долота і визначається за формулами:

$$E_{СПО} = E_{П} + E_{К}, \quad (4)$$

де  $E_{П}$  і  $E_{К}$  – відповідно потенціальна і кінетична енергії, витрачені на піднімання бурильного інструменту із свердловини.

$$E_{П} = G_{БК} l_{СВ}, \quad (5)$$

де  $l_{СВ}$  – довжина однієї свічки БК або висота, на яку піднімається кронблок бурової установки.

$$E_{К} = G_{БК} \left[ \vartheta_{П}^2 / 2g \right], \quad (6)$$

де  $\vartheta_{П}$  – швидкість піднімання бурового інструменту із свердловини;

$G_{БК}$  – сила, яка діє на гак талевої системи під час піднімання бурового інструменту із свердловини і визначається:

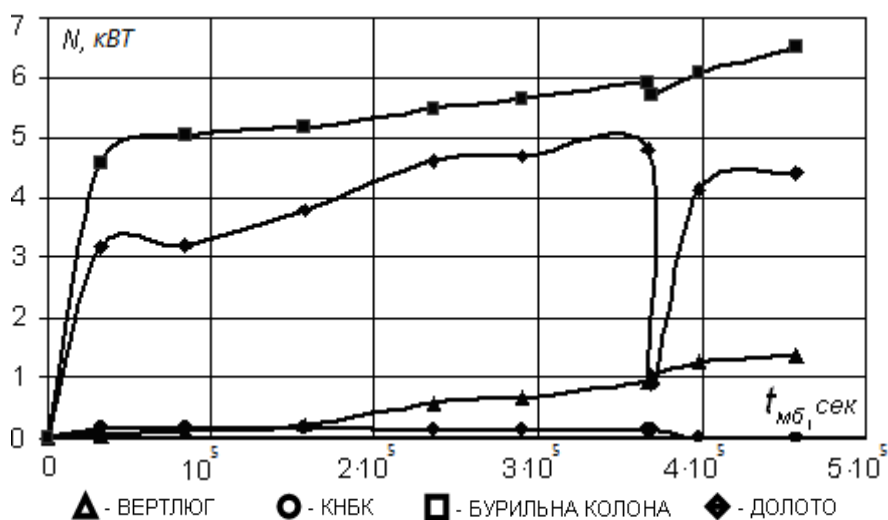


Рисунок 2 – Зміна у часі втрат потужності привода БУ в окремих ланках бурового обладнання

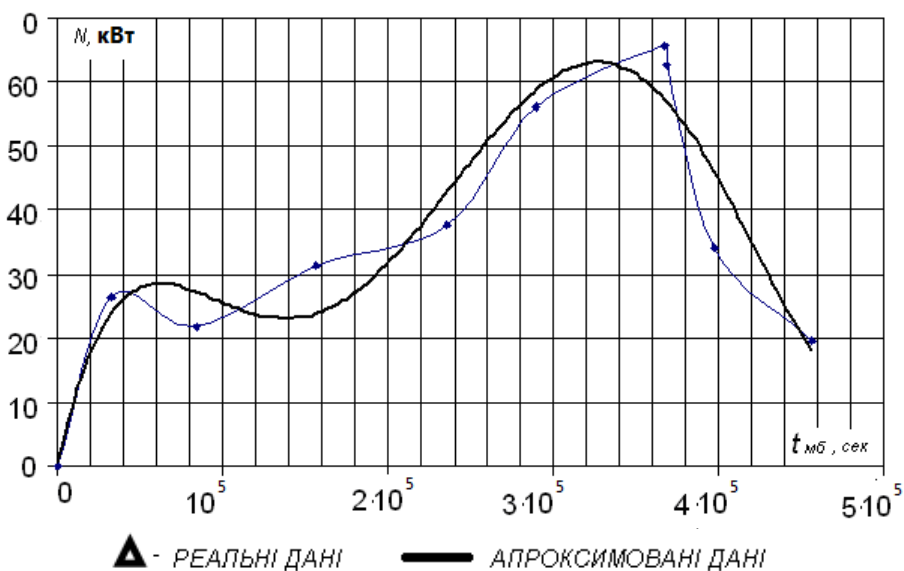


Рисунок 3 – Зміна втрат потужності привода БУ від часу механічного буріння свердловини

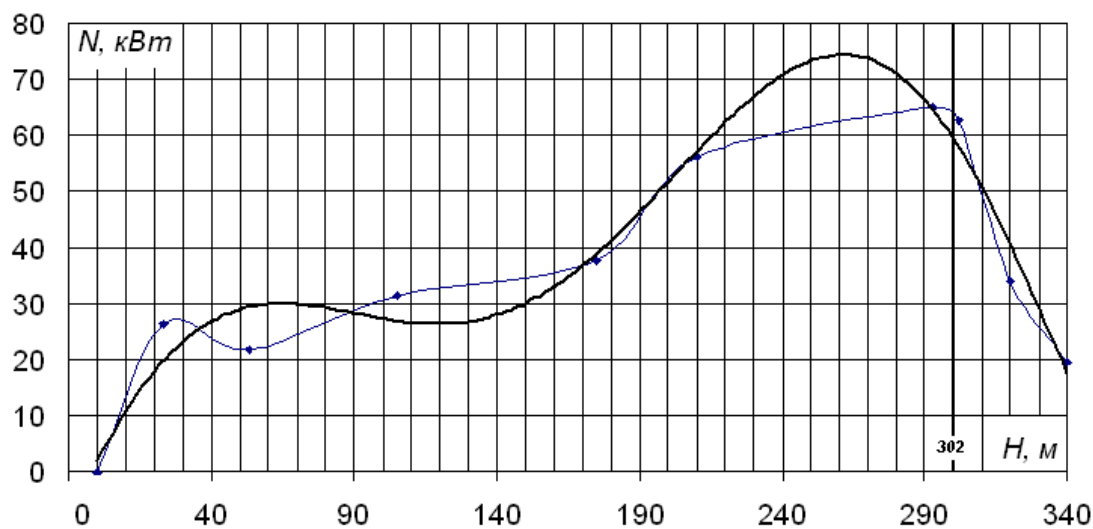


Рисунок 4 – Зміна втрат потужності привода БУ від глибини свердловини

**Таблиця 7 – Витрати енергії у процесі буріння свердловини**

$H_{CB}$ , м	$t_{MB}$		$E_{ЗАТ}^{БУР}$ , МДж
	год	сек	
22.7	9 <sup>00</sup>	32400	432
52.7	14 <sup>15</sup>	52300	783
105.2	20 <sup>15</sup>	72900	2024
174.6	22 <sup>00</sup>	79200	7568
210.4	15 <sup>00</sup>	54000	7569
292.8	21 <sup>30</sup>	77400	10716
301.8	0 <sup>30</sup>	1800	192
320.0	8 <sup>00</sup>	14400	2259
340.0	16 <sup>30</sup>	59400	3934
СУМАРНО			35486

$$G_{БК} = \frac{q_{БК}}{2} [l_{ВИК}(n_{ВИК} + 1)(\cos \alpha + \mu \sin \alpha) + l_B(n_B + 1) + l_{ПП}(n_{ПП} + 1) \left( \cos \frac{\Delta\alpha}{2} + \mu \sin \frac{\Delta\alpha}{2} \right)] \quad (7)$$

де  $l_B$ ,  $l_{ВИК}$ ,  $l_{ПП}$  – відповідно довжини вертикальної, викривленої і похило-прямолинійної інтервалів буріння свердловини;

$\Delta\alpha$  – зміна зенітного кута в інтервалі викривлення стовбура свердловини;

$n_{ПП}$ ,  $n_{ВИК}$ ,  $n_B$  – кількість свічок БК у вертикальній, викривленій і похило-прямолинійній ділянках свердловини.

Кількість теплоти  $K_{ДП}$ , яка виділяється під час згорання 1 кг дизельного палива становить 40–43.5 МДж. Коефіцієнт корисної дії дизельного двигуна становить  $\eta_{ДИЗ} = 38–40\%$ , коробки передач зі всіма передавальними ланками від привода до ведучої труби бурильної колони коливається в межах  $\eta_{КПП} = 83–90\%$ . При цьому кількість енергії, яка передається від двигуна на ведучу трубу при згорянні одного кілограма дизельного палива, становить:

$$E_{ВТ} = K_{ДП} \eta_{ДИЗ} \eta_{КПП} = 41 \cdot 0.38 \cdot 0.85 = 13.2 \text{ МДж} \quad (8)$$

Сумарні витрати **корисної** енергії у процесі буріння свердловини включаючи СПО становлять.

$$E_{КОР}^{БУР} = E_{КОР}^{СПО} + E_{КОР}^{БУР} = 0.05 \cdot 10^{10} + 3.5486 \cdot 10^{10} \approx 35.5 \text{ НДж} \quad (9)$$

За величиною витраченої енергії на буріння свердловини встановлено теоретичні масові витрати дизпалива, необхідного для забезпечення процесу поглиблення вибою, СПО і їх сумарну величину:

$$M_{КОР}^{БУР} = \frac{E_{КОР}^{БУР}}{E_{ВТ}} = \frac{3.5486 \cdot 10^{10}}{13.2 \cdot 10^6} = 2687 \text{ кг} \quad (10)$$

$$M_{КОР}^{СПО} = \frac{E_{КОР}^{СПО}}{E_{ВТ}} = \frac{492.2 \cdot 10^6}{13.2 \cdot 10^6} = 37 \text{ кг} \quad (11)$$

$$M_{КОР}^{СУМ} = M_{КОР}^{БУР} + M_{КОР}^{СПО} = 2687 + 37 = 2724 \text{ кг} \quad (12)$$

Проте величина **витраченої** енергії становила:

$$E_{ЗАТ}^{СПО} = K_{ДП} t_{СПО} w_{СПО} \rho_{ДП} = 41 \cdot 10^6 \cdot 0.022 \cdot 850 \cdot 44.91 = 3.44 \cdot 10^{10} \text{ Дж} \quad (13)$$

де  $t_{СПО} = 44.91 \text{ год}$  – час підймання бурильної колони;

$w_{СПО} = 0.022 \text{ л/год}$  – середня витрата дизпалива палива при СПО;

$\rho_{ДП} = 850 \text{ кг/м}^3$  – густина дизельного палива.

$$E_{ЗАТ}^{БУР} = K_{ДП} t_{MB} w_{MB} \rho_{ДП} = 41 \cdot 10^6 \cdot 0.038 \cdot 850 \cdot 127 = 1.68 \cdot 10^{11} \text{ Дж} \quad (14)$$

$$E_{ЗАТ}^{СУУ} = E_{ЗАТ}^{СПО} + E_{ЗАТ}^{БУР} = 3.44 \cdot 10^{10} + 1.68 \cdot 10^{11} = 2.024 \cdot 10^{11} \text{ Дж} \quad (15)$$

**Таблиця 8 – Витрати енергії під час проведення СПО**

$H_{CB}$ , м	$t_{СПО}$		Вага погонного метра БК, Н/м	Довжина свічки, м	Швидкість підймання БК, м/с	$E_{КОР}^{СПО}$ , МДж		
	год	с						
22.7	1 <sup>00</sup>	3600	1296	24	1.2	1.388		
52.8	3 <sup>30</sup>	12600	1420			6.896		
105.2	3 <sup>15</sup>	11700	724			12.9		
174.6	2 <sup>00</sup>	7200	591			28.43		
210.4	5 <sup>00</sup>	18000	529			36.38		
292.8	2 <sup>30</sup>	9000	448			59.35		
301.8	8 <sup>10</sup>	29520	442			62.15		
320.0	6 <sup>00</sup>	21600	431			67.95		
323.6	6 <sup>30</sup>	23400	429			69.31		
334.8	2 <sup>00</sup>	7200	422			72.83		
340.0	5 <sup>00</sup>	18000	420			74.84		
						492.2		

За часом механічного буріння свердловини та годинній масовій витраті дизельного пально-го теоретичні витрати енергоносія становлять:

$$M_{ЗАТ}^{БУР} = w_{БУР} t_{МБ} \rho_{ДП} = 0.038 \cdot 127 \cdot 850 = 4102 \text{ кг}; \quad (16)$$

$$M_{ЗАТ}^{СПО} = w_{СПО} t_{СПО} \rho_{ДП} = 0.022 \cdot 44.91 \cdot 850 = 840 \text{ кг}; \quad (17)$$

$$M_{ЗАТ}^{СУУ} = M_{ЗАТ}^{БУР} + M_{ЗАТ}^{СПО} = 4102 + 840 = 4942 \text{ кг}; \quad (18)$$

$$\frac{M_{КОР}^{СУУ}}{M_{ЗАТ}^{СУУ}} \cdot 100\% = \frac{2719}{4942} \cdot 100\% = 55\% . \quad (19)$$

За сумарними величинами спожитої  $E_{ЗАТ}^{СУУ}$  і корисної  $E_{КОР}^{СУУ}$  енергій в процесі буріння свердловини встановлено ККД по кожному із технологічних процесів:

СПО:

$$\eta_{СПО} = \frac{E_{КОР}^{СПО}}{E_{ЗАТ}^{СПО}} \cdot 100\% = \frac{0.04922 \cdot 10^{10}}{3.44 \cdot 10^{10}} \cdot 100\% = 1.43\% . \quad (20)$$

Буріння:

$$\eta_{БУР} = \frac{E_{КОР}^{БУР}}{E_{ЗАТ}^{БУР}} \cdot 100\% = \frac{0.355 \cdot 10^{11}}{1.68 \cdot 10^{11}} \cdot 100\% = 21.1\% . \quad (21)$$

Сумарно:

$$\eta = \frac{E_{КОР}^{СУУ}}{E_{ЗАТ}^{СУУ}} \cdot 100\% = \frac{3.583 \cdot 10^{10}}{2.024 \cdot 10^{11}} \cdot 100\% = 17.7\% . \quad (22)$$

Процентні відношення витрат енергії двох технологічних процесів (СПО і механічного буріння) становлять:

корисна:

$$\frac{E_{КОР}^{СПО}}{E_{КОР}^{БУР}} \cdot 100\% = \frac{0.04922 \cdot 10^{10}}{0.355 \cdot 10^{11}} \cdot 100\% = 1.38\% ; \quad (23)$$

витрачена:

$$\frac{E_{ЗАТ}^{СПО}}{E_{ЗАТ}^{БУР}} \cdot 100\% = \frac{3.44 \cdot 10^{10}}{1.68 \cdot 10^{11}} \cdot 100\% = 20.4\% . \quad (24)$$

### Висновки

1. Встановлено ефективність використання режиму промивання свердловини із зменшеною продуктивністю бурового насоса (максимально наближеною до реальних умов буріння), яка відображається в зменшенні енергетичних витрат процесу і отриманні кількісно і якісно вищих показників буріння.

2. Теоретичним шляхом отримано величини, які характеризують загальні енергетичні витрати процесу буріння свердловини, в тому числі буріння і СПО. На основі їх порівняння визначено, що загальний ККД процесу поглиблення вибою свердловини становив 17,7%, в тому числі при СПО – 1,43%, а при механічному бурінні свердловини – 21,1%.

3. Визначено співвідношення енергетичних витрат двох процесів: СПО і механічного буріння свердловини, які по параметру «корисної енергії» становлять 1,38%, а по показнику «витраченої енергії» – 20,4%.

4. Встановлено причини надмірних затрат енергії при бурінні свердловини, до яких відносяться: постійне використання під час буріння нерегульованої подачі бурового насоса із суттєво завищеними значеннями, зниження швидкості проходки бурових доліт через зношування, відсутністю методики прогнозування енергії і енергоносіїв для виконання тих чи інших технологічних процесів.

### Література

1 Енергетична безпека держави: високо-ефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є.І. Крижанівський, М.І. Гончарук, В.Я. Грудз [та ін.]. – К.: Інтерпрес ЛТД. – 2006. – 286 с.

2 Європейська Енергетична хартія [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.uazakon.com/document/tpart15/isx15243.htm>.

3 Горяча Ю. П. Нові ініціативи ЄС у сфері правового регулювання енергетичних відносин: актуальні питання для України / Ю. П. Горяча // Стратегічні пріоритети. – 2010. – № 1. – С. 147-152.

4 Энергоемність буріння свердловин і шляхи її зменшення [Текст]: матеріали другої міжнародної науково-технічної конференції молодих вчених "Проблеми енергоефективності в нафтогазовому комплексі" (Гурзуф, АР Крим, 2007). – 2007. – С. 339-342.

5 Чудик І. І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини [Текст] / І. І. Чудик // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.

6 Чудик І. І. Дослідження величини подачі насоса для промивання скерованих свердловин [Текст] / І. І. Чудик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 4(37). – С. 39-46.

Стаття надійшла до редакційної колегії 20.11.13

Рекомендована до друку професором **Івасівим В.М.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром техн. наук **Бондаренком М.О.** (Інститут надтвердих матеріалів ім. В.М.Бакуля НАН України, м. Київ)

## ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН НАРІЖНЯНСЬКОГО ТА ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

<sup>1</sup>В.Б. Воловецький, <sup>2</sup>О.М. Щирба, <sup>2</sup>В.В.Величко, <sup>3</sup>О.Ю. Витязь, <sup>3</sup>Я.В. Дорошенко

<sup>1</sup>ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, 63011, Харківська обл. Валківський р-н, смт. Старий Мерчик;  
тел. (05753) 52378; e-mail: vvb11@ukr.net

<sup>2</sup>Український науково-дослідний інститут природних газів; 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20;  
тел. (057) 7304521, 7304628, e-mail: omschyrba@ukr.net, viktor\_velichko@mail.ru

<sup>3</sup>ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073,  
e-mail: vytyaz@nung.edu.ua

Висвітлено основні ускладнення, які виникають під час експлуатації свердловин Наріжнрянського і Юліївського нафтогазоконденсатних родовищ та запропоновано комплекс заходів для їх усунення. Так, для газоконденсатних свердловин Наріжнрянського НГКР рекомендовано облаштування лінії для продувок свердловин через сепаратор, періодичні закачування ПАВ, виконання водоізоляції та шляхи підвищення ефективності КРС. Для нафтової свердловини - поступове переведення її на періодичний газліфтний спосіб експлуатації та утилізація попутного газу шляхом його подачі на АГРС або за допомогою ежекторного пристрою. Запропоновано оптимізувати роботу газоконденсатних свердловин, підключених до УППГ Східного блоку Юліївського НГКР, шляхом їх пуску в роботу трьома міжпромисловими газопроводами, що дасть можливість понизити тиск першої ступені сепарації та тиск на виході з технологічної установки в результаті чого вдасться збільшити видобуток. Проаналізовано роботу свердловин, що експлуатуються методом накопичення тиску. Для забезпечення стабільної роботи свердловин, пропонується приділити значну увагу до вибору оптимального технологічного режиму їх роботи, що приведе до збільшення видобутку вуглеводнів. Для контролю параметрів роботи свердловин необхідно встановити, як на гирлі так і на входних нитках датчики тиску та температури, за допомогою яких ми зможемо здійснювати постійний моніторинг за роботою свердловин на персональному комп'ютері, тобто чітко відображати на екрані, фіксувати і архівувати цифрові значення тиску та температури. Виконання наведених рішень дозволить стабілізувати видобуток вуглеводнів.

Ключові слова: свердловина, накопичення рідини, гідратоутворення, парафіновідкладення, метанол, продувка, сепаратор, міжпромисловий газопровід.

Освещены основные осложнения, возникающие при эксплуатации скважин Нарижнянском и Юльевского нефтегазоконденсатных месторождений и предложен комплекс мер по их устранению. Так, для газоконденсатных скважин Нарижнянского НГКМ рекомендуется обустройство линии для продувок скважин через сепаратор, периодическая закачка ПАВ, выполнение водоизоляции, пути повышения эффективности КРС. Для нефтяной скважины - постепенный перевод ее на периодический газлифтный способ эксплуатации и утилизация попутного газа путем его подачи на АГРС или с помощью эжекторного устройства. Предложено оптимизировать работу газоконденсатных скважин, подключенных к УППГ Восточного блока Юльевского НГКМ, путем их пуска в работу тремя междупромисловыми газопроводами, что позволит снизить давление первой ступени сепарации и давление на выходе из технологической установки в результате чего удастся увеличить добычу. Проанализирована работа скважин, эксплуатируемых методом накопления давления. Для обеспечения стабильной работы скважин, предлагается уделить значительное внимание для выбора оптимального технологического режима их работы, что приведет к увеличению добычи углеводородов. Для контроля параметров работы скважин необходимо установить, как на устье так и на входных нитях датчики давления и температуры, с помощью которых можно осуществлять постоянный мониторинг за работой скважин на персональном компьютере, то есть четко отображать на экране, фиксировать и архивировать цифровые значения давления и температуры. Выполнение приведенных решений позволит стабилизировать добычу углеводородов.

Ключевые слова: скважина, накопление жидкости, гидратообразования, парафиноотложения, метанол, продувка, сепаратор, междупромисловый газопровод.

The basic complications that emerge during well operation of the Narizhnianske and Yuliivske oil and gas condensate fields have been characterized and a group of actions to eliminate them has been developed. Thus, blow-down line equipping for well blowing down through the separator, periodic surfactants injection, water isolation implementation, and ways to improve well workover have been recommended for the gas condensate wells of the Narizhnianske oil and gas condensate field. Gradual well switching to gas-lift method and associated gas utilization by its feeding to AGDS or by using ejectors have been recommended for oil wells. It has been suggested to optimize operation of gas condensate wells connected to the PGPT of the Yuliivske OGCF Eastern Block by their starting with the help of three gathering gas pipelines, which will provide an opportunity to reduce the pressure of the first separation stage and pressure at the process unit outlet and thus it will allow us to increase production. Analysis of wells, operated by the accumulation of pressure, has been conducted. To ensure stable operation of the wells, it is suggested to pay special attention to the selection of the optimum technological regime of their operation, which will lead to an increase of the hydrocarbons production. To control the parameters of the wells

operation it is needed to mount pressure and temperature gauges both on the wellhead and on the input pipelines. With their help we will be able to carry out continuous PC monitoring of wells operation, i. e. it will allow us to clearly display on the screen, record, and archive pressure and temperature digital values. The implementation of the abovementioned solutions will stabilize hydrocarbons production.

Keywords: well, fluid accumulation, hydrate formation, paraffin deposition, methanol, blow-down, separator, gathering gas pipeline.

Потреби України в природному газі та нафті значно перевищують можливості їх видобутку із родовищ нашої держави, тому перед нафтогазовидобувними підприємствами виникає завдання забезпечення максимального видобутку вуглеводнів.

Враховуючи стратегічну спрямованість на максимальне забезпечення внутрішніх потреб у вуглеводнях за рахунок власного видобутку, особливу роль відіграє державна зацікавленість у запровадженні різних заходів щодо стабільного видобутку та перспективи його збільшення. Гостро виникає проблема належного фінансування задля підтримки виснажених родовищ, особливо, які знаходяться на завершальній стадії розробки. Нажаль альтернативним джерелом забезпечення внутрішніх потреб є імпортування вуглеводнів значної вартості, що безумовно негативно впливає на економіку держави.

Розробка газоконденсатних родовищ у режимі виснаження пластової енергії призводить до низьких коефіцієнтів вуглеводневидачі, тобто супроводжується випаданням з газу вуглеводневого конденсату, заземлення газу водою, припинення фільтрації газу, тощо. Тому основним напрямом підвищення коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення при розробці родовищ на виснаження газоконденсатних родовищ є забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин.

Проблемам підвищення вуглеводневилучення нафтогазоконденсатних пластів на виснажених родовищах завершальної стадії розробки присвячені роботи К.С. Баснієва, С.Н. Бузінова, А.І. Гріценко, С.Н. Закирова, Г.А.Зотова, Р.М. Кондрата, Р.Т. Тер-Саркисова, П.Т. Шмиглі, У. Блеклі та інших дослідників.

Метою даної роботи є розроблення заходів, спрямованих на підвищення ефективності розробки виснажених родовищ, в яких значна кількість запасів вже видобута, розроблення шляхів стабілізації видобування вуглеводнів та способів зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних та нафтових свердловин.

Авторами проведено детальне вивчення багатьох проблемних питань, які виникають на виснажених родовищах. На прикладі двох родовищ Юліївського цеху з видобутку нафти і газу (нафтогазопромислу) наведемо ряд запропонованих рішень, які будуть корисними для стабільного видобування вуглеводнів.

Наріжниське нафтогазоконденсатне родовище (ННГКР) відкрито в 1984 році свердловиною 1 і розробляється на виснаження.

Пошукове буріння на Наріжниській площі розпочато в 1982 році. Всього тут пробурено 15 пошуково-розвідувальних свердловин, 14 з яких ліквідовано з геологічних причин (св. 2, 3,

4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 18 ), св. 1 передано в експлуатацію.

На сьогодні загальний експлуатаційний фонд свердловин Наріжниського НГКР складає 5 одиниць (чотири газоконденсатні свердловини 1, 21, 33, 35 та одна нафтова свердловина 34). Свердловини 1, 21, 33, 35 підключені до УППГ Наріжниського НГКР.

Системою облаштування Наріжниського родовища передбачено збирання газу від свердловин за променевою схемою на УППГ. До кожної свердловини прокладено індивідуальні шлейфи діаметром 114 мм та інгібіторопроводи діаметром 32 мм.

На установці попередньої підготовки газу Наріжниського НГКР здійснюється одноступенева сепарація газу від газового конденсату, води та механічних домішок у вертикальному сепараторі  $D_y=1000$  мм,  $P_y=16,0$  МПа. Лінія для дослідження продуктивності свердловин обладнана сепаратором того ж типу. Дебіт свердловини вимірюється витратоміром "Циклон-2" на виході з дослідницького сепаратора, а кількість води та газового конденсату – у дегазаторі вимірювання рідини. Для збору рідини з дослідницького сепаратора передбачена ємність Є-8. Температура газу на виході становить 57–62°C, що досягається підігріванням відсепарованого газу у двох теплообмінниках-підігрівачах площею  $S=28$  м<sup>2</sup> кожен. Як теплоносії у теплообмінниках використовується гаряча вода температурою до 85°C, що підігрівается у блоці підігрівання теплоносія.

Вилучена з газу рідина розділюється в розділювачі (Р) та ємності (Є-2) і дегазується до тиску 0,1 МПа. Газовий конденсат накопичується у ємності зберігання конденсату (ЄК-1, ЄК-2), звідки насосами завантажується у автоцистерни і перевозиться на склад конденсату Юліївського НГКР. Пластова вода збирається у ємності промислових зливів, звідки автоцистернами вивозиться на очисні споруди Юліївського НГКР.

Для подавання газу з Наріжниського НГКР установку попередньої підготовки газу підключено міжпромисловим газопроводом діаметром 114 мм і довжиною  $L = 19360$  м до установки комплексної підготовки газу УКПГ-2 Юліївського НГКР (з них  $L=13840$  м – до УППГ Східного блоку та  $L=5520$  м – до УКПГ-2 Юліївського НГКР).

У зв'язку з природним виснаженням покладів спостерігається поступове зниження дебіту свердловин, тому були розглянуті заходи щодо стабілізації видобутку вуглеводнів.

Для стабілізації видобутку з газоконденсатних свердловин Наріжниського НГКР необхідно розглянути можливість виконання таких заходів:

1) Облаштування лінії для продування підключених до УППГ Наріжнрянського НГКР газоконденсатних свердловин через сепаратор ГС-2 на факельну лінію.

У ході експлуатації газоконденсатних свердловин Наріжнрянського НГКР виникають ускладнення, пов'язані з відкладенням гідратів та накопиченням рідини в колоні НКТ та шлейфі. Дані ускладнення призводять до нестабільної роботи свердловин або ж до їх зупинки. Боротьба з гідратуутворенням полягає у подаванні метанолу в затрубний простір та шлейф інгібіторопроводами за допомогою змотованих на технологічній установці насосів НД. Видалення рідини з вибою свердловини та її шлейфу здійснюється шляхом продування на гирлі або на амбар технологічної установки. При цьому спалюється природний газ та рідина, до складу якої входить газовий конденсат.

Виходячи з наведеного пропонується змонтувати газопровід із засувом від лінії виходу газу з сепаратора ГС-2 та підключити її у факельну лінію (рис. 1). Дане впровадження дасть змогу продувати свердловини на факельний амбар технологічної установки для винесення рідини зі шлейфа та збирання її в сепараторі, стравлювати тиск з шлейфів у випадку утворення гідратних пробок, що зменшить час простою свердловин. Найбільш актуально в осінньо-зимовий період, коли внаслідок збільшення кількості опадів та зниження температури навколишнього середовища відбувається охолодження шлейфів, і газоконденсатні свердловини працюють нестабільно.

2) Підвищення продуктивності свердловин 33, 35.

У процесі експлуатації газоконденсатних свердловин частина конденсату та сконденсованої води випадає на вибої, що призводить до зменшення видобутку. Ефективним методом підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин є періодичне оброблення привибійної зони розчинами ПАР і хімреагентами, що забезпечує очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів і гідрофілізацію поверхні породи. ПАР поступово адсорбується з поверхнею породи, що забезпечує значну тривалість міжопераційного періоду між обробками свердловин. Для цього необхідно ретельно підходити до вибору типу ПАР, рецептури його приготування та закачування його у кожну свердловину. Необхідно відмітити, що періодичні закачування розчину ПАР дозволяють підвищити термін стабільної роботи свердловин, що дає змогу зменшити кількість продувань.

3) Ізолювання водоприпливу у свердловині 1.

Свердловина 1 введена в експлуатацію 11.11.2000 р. (горизонт Б-12) із тисками  $P_{тр}/z_{тр} = 21,0/22,5$  МПа та початковим дебітом газу - 74 тис. м<sup>3</sup>/доб. На сьогодні свердловина заводнюється і потребує періодичного продування. Ефективним шляхом вирішення даної проблеми буде проведення водоізоляційних робіт.

Вирішальними чинниками виконання водоізоляційних робіт у свердловинах є визначення точного місця знаходження водоприпли-

ву в свердловину і причини його виникнення. Наступним важливим чинником є правильний вибір ізоляційного матеріалу, технології і технічних засобів для проведення водоізоляційних робіт, для чого необхідно провести промислово-геофізичні дослідження. Отже, першочерговим заходом є проведення в свердловині промислово-геофізичних досліджень. Другою важливою задачею є правильний вибір ізоляційного матеріалу і технології його застосування у відповідності, з типом виявленого обводнення. Оскільки водоізоляційні роботи є відносно дорогими і складними заходами, тому для боротьби з водоприпливами доцільно застосовувати вітчизняні розробки, які враховують особливості експлуатації свердловин і базуються на вітчизняних хімічних реагентах, що є відносно дешевими. У відповідності з причинами виникнення водоприпливів необхідно застосовувати ізоляційні матеріали і технології. Так наприклад, для ізолювання водоприпливів, які виникли в результаті прориву крайових вод, або підняття підшовних вод необхідно застосовувати селективні матеріали на основі амонійно силікатних розчинів. У разі виникнення колонних перетоків ефективні нафтоцементні водоізоляційні розчини, удосконалена технологія застосування яких дозволяє відновлювати герметичність цементного кільця за експлуатаційною колоною в межах технічно доступних для буріння глибин і температури. Нафтоцементи також застосовуються для ліквідації водоприпливів при невеликих за розміром ушкодженнях експлуатаційної колони. Отже, кожна свердловина потребує індивідуального підходу для визначення методу проведення ліквідації водоприпливу.

4) Проведення КРС свердловини 21.

Свердловина закінчена бурінням 24.07.2001 р. Під час проведення випробування з горизонту С-5-7 отримали промисловий приплив газу з дебітом 235 м<sup>3</sup>/доб на шайбі діаметром 8 мм за тиску  $P_{тр}/P_{зтр}=24,3/25,3$  МПа. Статичний тиск становив 26,0 МПа.

Свердловина введена в експлуатацію 12.09.2001 р. із  $P_{тр}/z_{тр} = 26,0/26,4$  МПа та початковим дебітом газу 118 тис. м<sup>3</sup>/доб. В початковий період експлуатації вміст води в продукції свердловини був незначним. У ході експлуатації видобуток пластової води збільшився з 1,7 до 60 м<sup>3</sup>/доб зі зниженням дебіту газу до 65 тис. м<sup>3</sup>/добу.

3 15.05.2009 р. свердловина перебуває в капітальному ремонті з метою вилучення обірваних НКТ. У ході проведених ремонтних робіт у свердловині залишено 12 штук НКТ. Голова обірваних НКТ на глибині 3523 м. В поточний час ремонтні роботи тривають (процес вилучення труб ускладнюється прихопленням лопольного інструменту).

В подальшому для вилучення аварійних НКТ доцільно буде за допомогою печатки встановити стан кінця аварійних труб. У випадку пошкодження голови аварійних труб необхідно профрезерувати її торцевим фрезером до цілісної частини. Після цього за допомогою



внутрішнього або зовнішнього трубоуловлювача вилучити обірвані НКТ [1], провести ГДС з метою встановлення джерела надходження води в свердловину та визначення перспективних газонасичених пластів. Після виявлення джерела надходження води в свердловину слід ліквідувати водоприплив, а також розглянути можливість переведення свердловини на вищезалігаючі горизонти.

Нафтова свердловина 34 експлуатується фонтанним способом і підключена до установки підготовки нафти (УПН). Свердловина 34 введена в експлуатацію 24.09.2010 р. (горизонт В-20) із тисками Ртр/зтр – 17,5/11,0 МПа та початковим дебітом нафти - 18 т/доб.

Нафтогазоконденсатна суміш з свердловини 34 надходить через кавітатор на вертикальний сепаратор загального потоку СН-1, де відбувається попередня сепарація розчиненого газу від рідини (нафтоконденсатної суміші). З сепаратора СН-1 нафтоконденсатна суміш надходить на кінцеву сепараційну установку КСУ, де остаточно відокремлюється газу від нафтоконденсатної суміші. Надалі системою збору передбачене подавання “жирного” газу із сепаратора СН-1 та КСУ до вертикального газового сепаратора СГ-1, де відбувається його остаточна сепарація від рідкої фази. Дегазована нафтоконденсатна суміш з КСУ подається в атмосферні ємності ЕН-1,2 (50 м<sup>3</sup>) та ЕН-5 (100 м<sup>3</sup>). Відсепарований “сухий” газ з газового сепаратора СГ-1 частково надходить до вогневого підігрівача ВП-1, де використовується для нагрівання теплоносія, решта газу надходить на амбар.

УПН укомплектована двома насосними установками. Перша насосна установка призначена для перекачування нафти з ємностей ЕН-1, ЕН-2, ЕН-5 на наливний стояк з якого нафта наливається в автоцистерни та вивозиться на УКПН Юліївського НГКР. Друга насосна установка призначена для подавання конденсату на гирло свердловини 34 за допомогою насосів типу НД 100/250 з ємностей ЕК-3, ЕК-4.

Під час експлуатації свердловини 34 Наріжниського НГКР спостерігається відкладання парафіну на підземному обладнанні (колона НКТ), що призводить до порушення стабільної роботи свердловини та її зупинки.

Під час руху рідини по НКТ на певних глибинах її температура і тиск зменшується до критичних величин, що сприяє випадінню з нафти парафіну і його відкладанню на стінках труб. Основними факторами, які обумовлюють випадіння парафіну, є:

- зменшення температури рідини до температури початку кристалізації парафіну;
- зниження тиску по стовбуру свердловини до тиску насичення і поступове розгазування нафти;
- обводнення свердловин і можливе утворення емульсії;
- компонентний склад нафти;
- швидкість висхідного потоку рідини і його режим;
- шорсткість стінок труб і наявність механічних домішок.

З практичного досвіду відомо, що парафіновідкладення всередині колони НКТ може розпочатись на різних глибинах. Кількість парафіну у міру наближення до устя свердловини збільшується внаслідок більш інтенсивного переходу його в тверду фазу з рідини і за рахунок перенесення його на оболонках газових бульбашок із нижніх шарів потоку нафти, де він викристалізувався. Крім цього, температура плавлення парафіну, що відкладається, зменшується знизу угору, оскільки в нижній частині випадають кристали більш тугоплавких парафінів, а у верхній – менш термостійкі парафіни, що необхідно враховувати під час проведення заходів з депарафінації підземного обладнання свердловин.

Методи, які використовують для боротьби з парафіном, за технологічною ознакою можна поділити на декілька основних груп:

- механічне очищення (застосуванням стаціонарних або рухомих скребоків тощо);
- тепла дія (закачування гарячої нафти, води, пари; застосування електронагрівачів, прогрівання вибою свердловини за допомогою газових або рідинних пальників, термокислотна обробка привибійної зони та ін.);
- хімічна дія (застосування розчинників, ПАР, інгібіторів парафіновідкладення та ін.).

Також можна запобігти відкладенню парафіну шляхом: застосування покриття на НКТ (наприклад лакофарбові матеріали (лаки бекелітовий, епоксидний, бакеліто-епоксидний модифікований), скло, склоемалі); використання магнітних депарафінізаторів [2].

Необхідно відмітити, що згідно з результатами досліджень нафти свердловини 34 свідчать про те, що вона втрачає текучість за температури приблизно +20°C, тому необхідно розглядати комплексний підхід заходів щодо ефективної експлуатації та боротьби з ускладненнями.

З практичного досвіду експлуатації свердловини 34 відомо, що ефективним методом боротьби з парафіновідкладеннями є періодичне закачування в затрубний простір гарячої нафти за допомогою АДПМ (агрегат для депарафінації пересувний механізований). Для ефективного проведення даного методу необхідно розробити графік виконання робіт з депарафінації. У випадку відкладення глухих парафінових пробок досягти позитивного результату можна депарафінацією НКТ за допомогою тенового нагрівача.

Враховуючи те, що видобування нафти є постійним, а щоденне проведення депарафінації є технологічно складним виникло питання про необхідність проведення підбору хімічних реагентів для покращання видобутку. В зв'язку з цим фахівцями УкрНДІгазу проведено відповідні дослідження властивостей нафти.

Аналіз одержаних результатів свідчить про те, що для нафти свердловини 34 буде ефективним застосування реагенту Асперол, який забезпечує зниження температури втрати плинності і повного застигання нафти. Використання даного реагенту запобігає утворенню кри-

талів парафіну за від'ємних температур, а вже утворені осади парафіну можуть бути відмиті шляхом його розтанення, що сприяє відновленню роботоздатності свердловини. Доведено, що реагент Асперол інгібує утворення кристалів парафіну за температури нижче – 25 °С. Попередня оцінка швидкості корозії зразків зі сталі НКТ марки Д електрохімічним методом поляризаційного опору в системі 90% об. середовища NACE – 10% об. газового конденсату свідчить про те, що додавання до такої системи реагенту Асперол зменшує швидкість корозії з 3,312 мм/рік до 0,1194 мм/рік. Отже, реагент проявляє властивості інгібітора корозії [3].

На сьогодні з метою запобігання відкладанню парафіну в колоні НКТ, зниження в'язкості нафти у свердловині 34 використовується 2% розчин інгібітора парафіновідкладення (асперол та газовий конденсат). Необхідно відмітити, що закачування розчину інгібітора парафіновідкладення здійснюється безперервно. Підвищення концентрації інгібітора може призвести до незначного покращення результату, однак це економічно не доцільно через високу вартість хімреагентів.

Застосування механічних методів боротьби з АСПВ є ефективним, однак він вимагає зупинки свердловини. Крім того, можливі застрягання скребків, обриви їхніх кріплень, нерівномірне притискання різальних кромek ножів до стінок НКТ й деякі інші ускладнення.

Для підвищення ефективності експлуатації нафтової свердловини 34 необхідно розглянути можливість проведення таких заходів:

1) Переведення свердловини 34 на періодичний газліфтний спосіб експлуатації. З метою забезпечення стабільної роботи свердловин і запобігання зниженню дебітів.

Для подавання газу на свердловину будемо використовувати кільцеву систему підйомника. В такому випадку у затрубний простір нагнітають газ високого тиску, який надходить на газліфтні клапани, в результаті чого рівень рідини в затрубному просторі буде знижуватися, а в НКТ - підвищуватися. Отже, густина такої газорідинної суміші стає нижчою густини рідини, що надходить з пласта, а рівень в НКТ буде підвищуватися. Чим більше буде введено газу, тим менше буде густина суміші і тим на більшу висоту вона підніметься. При безперервній подачі газу в свердловину рідина піднімається до гирла, і надходить у шлейф, а з продуктивного пласта надходить у свердловину нова порція рідини. Дебіт газліфтної свердловини залежить від кількості та тиску нагнітання газу, кількості газліфтних клапанів, глибини занурення НКТ у рідину, їх діаметра, в'язкості рідини тощо [4].

Подачу газу для газліфтного способу експлуатації можна забезпечити з міжпромислового газопроводу, яким у даний час газ із Наріжнського УППГ надходить на Юліївське УКПГ-2, який проходить біля УПН (рис. 2).

Газліфтний спосіб видобування нафти дасть змогу: отримати високі відбори рідини із свердловин за великих газових факторів; уникнути додаткових ускладнень, які відбуваються

при інших способах експлуатації; спростити регулювання режиму роботи свердловин; проводити дослідження і різного роду обробки привійної зони пласта без підняття обладнання; ефективно вирішувати питання одночасно-роздільної експлуатації декількох пластів однією свердловиною; спростити обслуговування та ремонт газліфтних свердловин і тривалий міжремонтний період їх роботи з використанням сучасного обладнання; забезпечить високу надійність наземного обладнання та ін. [5].

2) Утилізація попутного газу, який спалюється на амбарі свердловини.

Одним із варіантів утилізації попутного газу є його подавання на АГРС, яку в перспективі можна встановити на УПН. Враховуючи те, що частина попутного газу свердловини спалюється на амбарі, доцільно буде змонтувати блочну автоматизовану газорозподільну станцію (АГРС) для подавання газу місцевим споживачам у навколишні села (Войтенки, Бараново та інші). У випадку недостатньої його кількості можна подавати газ із міжпромислового газопроводу. Даний захід дозволить виключити спалювання попутного газу та забезпечить енергоносіями навколишні села.

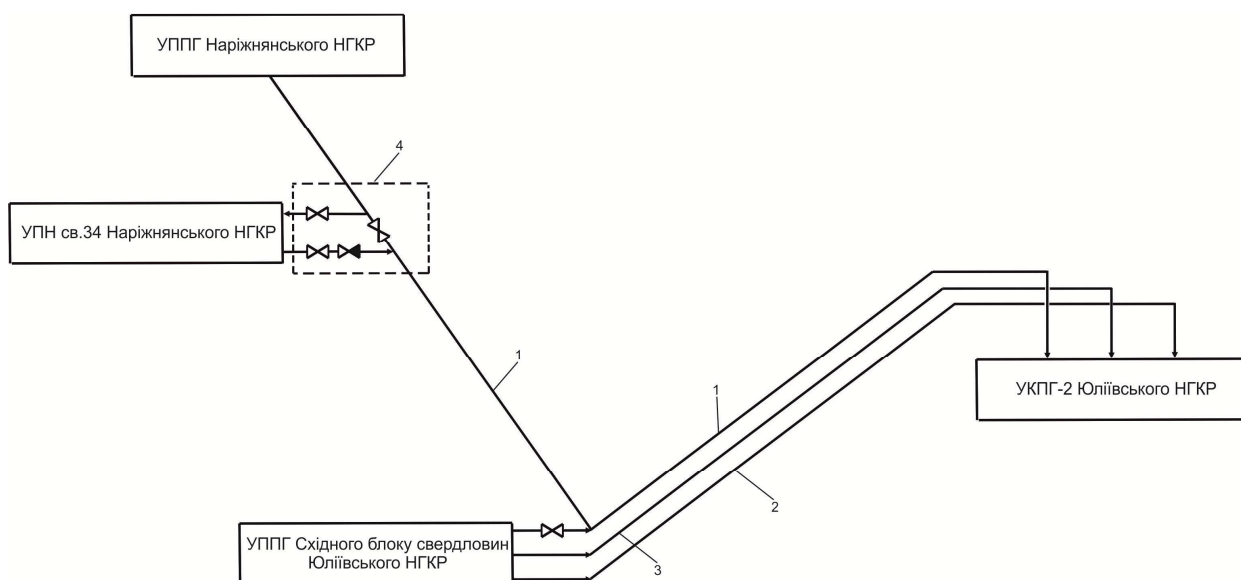
Іншим варіантом утилізації газу може бути встановлення ежекторно-дроселюючого струминного пристрою (ЕДСП) на УПН. Обв'язати його необхідно таким чином, щоб з міжпромислового газопроводу подавати газ високого тиску, який буде всмоктувати попутний газ із подальшим подаванням суміші газів у газопровід. Ускладненням в роботі ЕДСП є складність підбору ефективних робочих параметрів. Необхідно досягти певних умов щодо тиску, особливо тиску високонапірного газу, який подається на ежектор для всмоктування низьконапірного газу.

На сьогоднішні Юліївське НГКР розробляється на виснаження при газовому режимі. З родовища відібрано більше 75% запасів, наслідком чого є природне виснаження пластової енергії покладів, що призводить до падіння видобутку газу та вуглеводневого конденсату.

Враховуючи наведене авторами розглянуто один із перспективних варіантів стабілізації видобутку на прикладі УППГ та ПЗН-2 Східного блоку Юліївського НГКР.

До УППГ та ПЗН-2 Східного блоку ЮНГКР підключено одинадцять газоконденсатних (4, 81, 33, 14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83) та чотири нафтових (62, 110, 111, 112) свердловини. Групи свердловин 80 і 32, а також 84 та 23 працюють в один шлейф.

Газ із газоконденсатних свердловин (4, 81, 33) надходить у вертикальний сепаратор С-1-2. Оптимальний та допустимий режим роботи свердловин становить від 165 до 195 тис.м<sup>3</sup>/доб. Наступні свердловини 14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83 працюють через вертикальний сепаратор С-1-1, оптимальний та допустимий режим роботи свердловин становить від 161,2 до 218,4 тис.м<sup>3</sup>/доб. Також на сепаратор С-1-1 надходить попутний газ з ПЗН-2 свердловини 111 близько 36,7 тис.м<sup>3</sup>/доб.



- 1 - міжпромисловий газопровід від УППГ Наріжнрянського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР;
- 2 - міжпромисловий газопровід від УППГ Східного блоку свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР;
- 3 - конденсатопровід, яким заплановано транспортувати газ із УППГ Східного блоку свердловин на УКПГ-2 Юліївського НГКР;
- 4 - вузол, який треба змонтувати для подавання газу на УПН св.34 Наріжнрянського НГКР із міжпромислового газопроводу

**Рисунок 2 – Схема підключення міжпромислових газопроводів, конденсатопроводу до УКПГ-2 Юліївського НГКР**

На УППГ Східного блоку забезпечується одноступенева сепарація газу. Рідина з сепараторів потрапляє у розділювач Р-1, де розділяється на газовий конденсат та воду. З розділювача Р-1 газовий конденсат потрапляє у Е-4 ПЗН-2 Східного блоку, а потім в ємності Е-5-1, Е-5-2 та на розбавлення нафти в резервуари. У випадку заповнення резервуарів нафтоконденсатну суміш перекачують за допомогою насосів на Юліївську УКПН конденсатопроводом.

Після сепараторів газ потрапляє на блок заміру газу (БЗГ). Пройшовши попередню підготовку на УППГ Східного блоку, газ двома міжпромисловими газопроводами зовнішнім діаметром 114 мм надходить на УКПГ-2 ЮНГКР.

Необхідно зазначити, що в один із даних міжпромислових газопроводів підключено міжпромисловий газопровід з УППГ Наріжнрянського НГКР, де працюють свердловини (1, 33, 35). Загалом на УКПГ-2 по даних газопроводах надходить понад 410 тис.м<sup>3</sup>/доб з УППГ Східного блоку Юліївського НГКР та з УППГ Наріжнрянського НГКР.

В зв'язку зі зниженням робочих тисків газоконденсатних свердловин, тиск на вході практично дорівнює тиску першої ступені сепарації (5,1-5,2 МПа), наслідком чого є періодичне накопичення рідини в шлейфах. Дані ускладнення призводять до зниження дебітів та зупинок свердловин, що негативно впливає на виконання планових обсягів видобутку вуглеводнів.

В даний час тиск на виході з УППГ Східного блоку ЮНГКР становить 4,9-5,0 МПа, а на вході в УКПГ-2 Юліївського НГКР – 3,9-4,1 МПа, тобто перепад тиску по міжпромисловому газопроводу становить 0,9-1,0 МПа.

Для оптимізації роботи газоконденсатних свердловин рекомендується свердловини (4, 81, 33) пустити в роботу через сепаратор С-1-2 по одному із газопроводів, свердловини (80 (32), 63, 111) з більшими тисками та дебітами газу пустити через сепаратор С-1-1 по другому газопроводу і відповідно свердловини (83, 84 (23), 70, 14) пустити через сепаратор С-1-3 по третьому газопроводу.

Враховуючи наведене, пониження тиску першої ступені дозволить покращити роботу свердловин. Для реалізації даного заходу як газопровід доцільно використати існуючий конденсатопровід діаметром 114 мм. Даний захід дасть змогу газ із УППГ Східного блоку пустити по трьох газопроводах (рис. 2), тим самим забезпечити стабільну роботу свердловин та понизити тиск першої ступені сепарації до 4,7-4,8 МПа, тиск на виході з УППГ Східного блоку Юліївського НГКР до 4,4-4,5 МПа, тобто перепад тиску по міжпромисловому газопроводу становитиме 0,4-0,5 МПа. Виходячи з цього буде підібрано оптимальний режим роботи свердловин. Очікуваний додатковий видобуток газу може скласти 30-40 тис.м<sup>3</sup>/доб.

Переважна більшість родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки, тому актуально буде розглянути та детально вивчати проблемні питання сьогодення та шляхи їх вирішення.

Обв'язка гирла свердловини

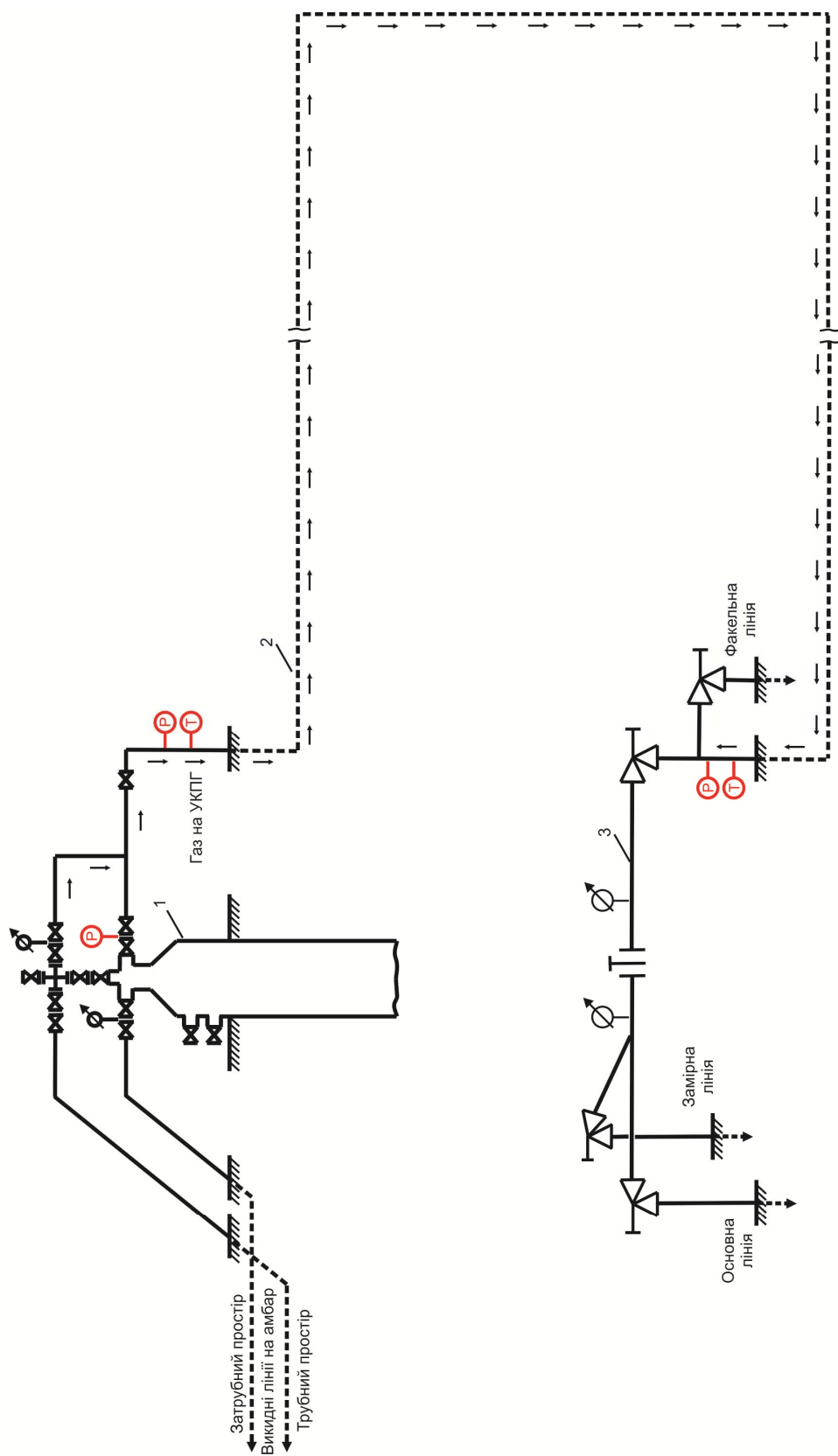


Рисунок 3 – Схема розміщення давачів тиску і температури на гирлі свердловини та вхідній нитці на УКПГ

Одним з методів підвищення газовидобування є робота газоконденсатних свердловин, що експлуатуються методом накопичення тиску (МНТ). Для забезпечення стабільної експлуатації даних свердловин необхідно провести детальний аналіз роботи, тобто визначити реальний період роботи та зупинки. Для цього необхідно дослідити роботу свердловин за різних тисків пуску в роботу та причини їх зупинки, також слід врахувати геолого-промислові характеристики та умови збору і підготовки вуглеводневої продукції, що безумовно впливає на період роботи кожної свердловини [5].

На сьогодні контроль за параметрами роботи свердловин здійснюється за допомогою технічних манометрів, проте, в окремих випадках на точність зняття даних впливає людський фактор [5].

Авторами пропонується розглянути можливість встановлення приладів КВП для контролю параметрів роботи свердловин, а саме встановити, як на гирлі, так і на входних нитках давачі тиску та температури. За допомогою даних давачів в комплексі з системою відображення (модулі зв'язку з об'єктом, персональний комп'ютер з відповідним програмним забезпеченням), дозволить чітко відображати на екрані, фіксувати і архівувати цифрові значення тиску та температури.

Впровадження даного заходу необхідно здійснити в два етапи.

Як варіант насамперед слід розглянути, можливість встановлення давачів тиску і температури вітчизняного виробництва, наприклад серії Сафір М (ЗАТ "Манометр-Харків", м. Харків) та ТСПУ (ТОВ "Спецавтоматика Україна", м. Харків) відповідно. Давач тиску "Сафір М" служить для безперервного перетворення надлишкового тиску газу в уніфікований електричний сигнал постійного струму. Давач температури ТСПУ служить для безперервного перетворення температури в уніфікований електричний сигнал постійного струму. Дані давачі добре себе зарекомендували в нафтогазовій галузі: вони дають змогу контролювати технологічний процес і відрізняються від інших довговічністю, стабільними метрологічними характеристиками та є відносно недорогими і вибухозахищеними. Безперечно високою якістю характеризуються давачі тиску і температури відомих закордонних виробників Emerson, Siemens, Honeywell, Vega, Jumo.

Другим етапом буде підбір безпровідних давачів тиску і температури для встановлення на гирлі свердловини, передачу інформації з яких здійснюють по радіоканалу.

На рисунку 3 наведено схему розміщення давачів тиску та температури на гирлі свердловини та входній нитці на УКПГ.

Після цього необхідно провести дослідження кожної свердловини пустивши її на замірну лінію та створити ті ж самі умови для її роботи, які будуть на основній лінії, щоб встановити тенденцію до зниження дебіту. Завдяки цьому ми зможемо визначити період роботи свердловини від початкового до кінцевого вхі-

дного тиску (при якому відповідно пускають та зупиняють) та час набору тиску. Тому враховуючи геологічні та проведені нами дослідження дадуть змогу для кожної свердловини підібрати оптимальний технологічний режим її експлуатації, що дозволить збільшити відбір газу та забезпечити чіткий контроль за роботою свердловин. За результатами досліджень необхідно скласти графік їхньої роботи на квартал або місяць.

## Висновки

1 Для оптимізації роботи свердловин на Наріжниському НГКР необхідно:

- облаштувати лінію для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УППГ через сепаратор ГС-2 на факельну лінію;
- підвищити продуктивність свердловин 33, 35 шляхом періодичного закачування розчину ПАР;
- ізолювати водоприплив свердловини 1;
- провести КРС свердловини 21;
- перевести свердловину 34 на періодичний газліфтний спосіб експлуатації;
- утилізувати попутний газ шляхом його подавання на АГРС або ежекторно-дроселюючим струминним пристроєм.

2 Доцільно оптимізувати роботу газоконденсатних свердловин УППГ Східного блоку Юліївського НГКР шляхом їх пуску в роботу на УКПГ-2 по трьох міжпромислових газопроводах. Дане технічне рішення дозволить понизити тиск першої ступеня та тиск на виході з технологічної установки шляхом розділення потоків свердловин із високим та низьким робочим тиском. Відповідно дозволить підібрати оптимальний режим роботи газоконденсатних свердловин, у результаті чого збільшити видобуток. Після впровадження даного заходу, виконана переобв'язка конденсатопроводу дасть можливість використовувати даний трубопровід як конденсатопровід чи газопровід.

3 Для газоконденсатних свердловин, що експлуатуються методом накопичення тиску, доцільно провести дослідження їхньої роботи. Також необхідно буде здійснювати постійний контроль за параметрами роботи свердловини. Для цього на гирлі свердловини та на входній нитці необхідно встановити давачі тиску та температури, що дозволить проводити постійний моніторинг за роботою свердловин. В подальшому необхідно розглянути варіанти автоматизованого пуску та зупинки роботи свердловин, що експлуатуються методом накопичення тиску.

## Література

- 1 Ловильні роботи у свердловинах [Текст]/ [В.М. Світлицький, В.П. Троцький, С.В. Кривуля, В.І. Коцаба]: Методичний посібник. – Х.: ТОВ «Оберіг», 2010. – 192 с. – ISBN 978-966-8684-27-7.

2 Воловецький В.Б. Боротьба з ускладненнями, що виникають в процесі експлуатації нафтових свердловин Юліївського НГКР [Текст] / [В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь] // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – Вип. 2 (28). – С. 13–18.

3 Мельник А.П. Реагент для видобування асфальтосмолистих парафінистих нафт [Текст] / [А.П. Мельник, Т.В. Матвеева, Я.І. Сенишин, Є.А. Колотило, О.М. Богуславець, С.О. Крамарев] // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр.: УкрНДІгаз. – Харків, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 190-194.

4 Воловецький В.Б. Оптимізація видобутку нафти з горизонту В-20-21 Юліївського НГКР шляхом послідовного переведення свердловин на газліфтний спосіб експлуатації: Доповідь на III конференції молодих спеціалістів ДК "Укр-газвидобування". – Львів, 2003.

5 Воловецький В.Б. Комплексний підхід до збільшення видобутку вуглеводнів та вдосконалення систем підготовки та збору нафти і газу на Юліївському НГКР: Доповідь на IV конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування". – Полтава, 2005.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*28.11.13*

*Рекомендована до друку професором **Тарком Я.Б.***

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*д-ром техн. наук **Мельником А.П.***

*(Філія УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)*

## РОЗРОБКА КОНСТРУКТОРСЬКИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ТИСКУ У ГАЗОВИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ПОЛІЕТИЛЕНОВИХ ТРУБ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ

Ю.І. Дорошенко

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,  
e-mail: tzn g @ n u n g . e d u . u a

Нові газові мережі, а також реконструкція діючих систем газопостачання виконується в основному з використанням поліетиленових труб. Проектування, будівництво та експлуатація поліетиленових газових мереж має ряд особливостей, які не стали предметом наукових досліджень вітчизняних вчених і не знайшли відображення в науковій літературі. Особливістю структури поліетиленових газових мереж є велика кількість з'єднувальних деталей (фітінгів), які встановлюються в місцях повороту, відводів, зміни діаметра, місцях установки різної трубопровідної арматури. З точки зору газової динаміки фітінги є місцевими опорами. Вони безумовно впливають на загальний гідравлічний опір газових мереж.

Метою роботи є оцінка впливу місцевих опорів на гідравлічну енерговитратність поліетиленових газових мереж, а також розроблення заходів щодо зменшення втрат тиску в газових мережах.

Досягнення цієї мети передбачає вирішення наступних завдань:

- розглянути конструкції місцевих опорів поліетиленових трубопроводів;
- теоретично і експериментально дослідити динаміку руху газу терморезисторними сполуками поліетиленових трубопроводів і визначити коефіцієнти їх місцевих опорів;
- розробити конструктивні рішення для зменшення втрат енергії газового потоку в поліетиленових газових мережах.

Оброблення результатів досліджень виконувалася з використанням методів:

1. Модульного та об'єктно-орієнтованого програмування;
2. Візуального програмування.

Теоретичні дослідження динаміки руху газу місцевими опорами поліетиленових трубопроводів дали змогу виявити, що в терморезисторних з'єднаннях спостерігається вихороутворення, присутній реверсний рух газу, відбувається відривання потоку від стінки терморезисторного з'єднання, що, в свою чергу, призводить до значних втрат тиску. Теоретично визначено коефіцієнти місцевих опорів кожного терморезисторного з'єднання, адекватність чого підтверджено експериментально.

Запропоновано конструктивні напрямки зменшення коефіцієнта місцевого опору терморезисторних сполук поліетиленових трубопроводів. Теоретичними розрахунками підтверджено ефективність застосування удосконалених конструкцій терморезисторних сполук (коефіцієнт місцевого опору удосконалених конструкцій зменшується на 11,5-80 %).

Ключові слова: динаміка руху, муфта, сідловий трійник, терморезисторний трійник, коліно, редуційний перехідник, математична модель, рівняння Нав'є-Стокса.

Новые газовые сети, а также реконструкция действующих систем газоснабжения выполняется в основном с использованием полиэтиленовых труб. Проектирование, строительство и эксплуатация полиэтиленовых газовых сетей имеет ряд особенностей, которые не стали предметом научных исследований отечественных ученых и не нашли отображения в научной литературе. Особенностью структуры полиэтиленовых газовых сетей является большое количество соединительных деталей (фитингов), которые устанавливаются в местах поворота, отводов, смены диаметра, местах установки различной трубопроводной арматуры. С точки зрения газовой динамики фитинги являются местными сопротивлениями. Они безусловно влияют на общее гидравлическое сопротивление газовых сетей.

Целью работы является оценка влияния местных сопротивлений на гидравлическую энергозатратность полиэтиленовых газовых сетей, а также разработка мероприятий для уменьшения потерь давления в газовых сетях.

Достижение этой цели предполагает решение следующих задач:

- рассмотреть конструкции местных сопротивлений полиэтиленовых трубопроводов;
- теоретически и экспериментально исследовать динамику движения газа терморезисторными соединениями полиэтиленовых трубопроводов и определить коэффициенты их местных сопротивлений;
- разработать конструктивные решения для уменьшения потерь энергии газового потока в полиэтиленовых газовых сетях.

Обработка результатов исследований выполнялась с использованием методов:

1. Модульного и объектно-ориентированного программирования;
2. Визуального программирования.

Теоретические исследования динамики движения газа местными сопротивлениями полиэтиленовых трубопроводов дали возможность определить, что в терморезисторных соединениях наблюдается вихреобразование, присутствует реверсное движение газа, происходит отрывание потока от стенки терморезисторного соединения, что, в свою очередь, приводит к значительным потерям давления. Теоретически определены коэффициенты местных сопротивлений каждого терморезисторного соединения, адекватность чого подтверждена экспериментально.

Предложены конструктивные направления уменьшения коэффициента местного сопротивления терморезисторных соединений полиэтиленовых трубопроводов. Теоретическими расчетами подтверждена эффективность применения усовершенствованных конструкций терморезисторных соединений (коэффициент местного сопротивления усовершенствованных конструкций уменьшается на 11,5-80%).

Ключевые слова: динамика движения, муфта, седловой тройник, терморезисторный тройник, колено, редуцирующий переходник, математическая модель, уравнения Навье-Стокса.

*New gas networks, as well as the reconstruction of the operating gas supply systems, are mainly made of polyethylene pipes. Design, construction, and operation of polyethylene gas networks have a number of peculiarities which have not become the subject of our scientists' studies and have not been depicted in the scientific literature. The peculiarity of the polyethylene gas networks structure is a large number of fittings (pipe fittings), which are installed in the places of bends, branches, diameter changes, and in the places of various pipe fittings installation. From the point of view of gas dynamics the fittings are local resistances. They certainly affect the overall hydraulic resistance of the gas networks.*

*The aim of the study is to assess the local resistances influence onto the hydraulic energy consumption of polyethylene gas networks and also to develop the measures for pressure losses reduction in the gas networks.*

*Achieving of this aim requires solving of the following tasks:*

- considering the design of local resistances of polyethylene pipelines;*
- theoretically and experimentally studying the gas movement dynamics through the thermistor connections of polyethylene pipelines and determining the coefficients of their local resistances;*
- developing constructive solutions for reduction of the gas flow energy losses in the polyethylene gas networks.*

*Processing of the study results has been carried out using the following methods:*

- 1. Modular and object-oriented programming;*
- 2. Visual programming.*

*Theoretical studies of the gas movement dynamics through the local resistances of the polyethylene pipelines have provided an opportunity to determine the fact that in the thermistor connections vortex formation is observed, reverse gas movement is present, and the flow loses contact with the thermistor connection wall which, in its turn, leads to a significant pressure loss. The coefficients of local resistances of each thermistor connection have been calculated theoretically the adequacy of which has been confirmed experimentally.*

*Constructive ways for reduction of the local resistance coefficient of the polyethylene pipes thermistor connections have been developed. Theoretical calculations have confirmed the effectiveness of the improved thermistor connection designs (the local resistance coefficient of the improved designs is reduced by 11,5-80%).*

Key words: movement dynamics, coupling, saddle tee, thermistor tee, elbow, reducing adapter, mathematical model, Navier and Stokes equations.

Газова галузь є провідною в енергетичному комплексі України. Протяжність газотранспортної системи України складає 283,2 тис. км, із них на системи магістрального транспортування газу припадає 37,1 тис.км, а на розподільні системи газопостачання – 246,1 тис. км. Керування функціонуванням та розвитком цих систем ставить різноманітні технічні та економічні задачі, які ускладнюються з часом. Для наукового обґрунтованого розв'язку цих задач необхідною умовою є розроблення нових та удосконалення створених раніше методик, математичних моделей та програмного забезпечення.

Обсяги застосування поліетиленових труб у вітчизняній та світовій практиці спорудження, ремонту та реконструкції газових мереж з кожним роком зростають.

Поліетиленові труби усе ширше застосовуються у вітчизняній та світовій практиці спорудження, ремонту та реконструкції газових мереж. Вони є дешевші, ніж сталеві, їх легко монтувати, зварювання максимально автоматизоване, вони не піддаються корозії, дають змогу проводити реконструкцію газової мережі безтраншейними технологіями (метод “труба в трубі”). Спорудження або реконструкція газових мереж із застосуванням поліетиленових труб дає економію до 40% коштів порівняно із традиційними методами [1- 6].

Теоретичні основи проектування газових мереж зі сталевих та поліетиленових труб були закладені такими вченими як: Бер А.М., Боб-

ровський С.А., Галіулін З.Т., Євдокімов А.Г., Середюк М.Д., Сухарев М.Г., Щербаков В.І., Яковлев Є.І. [7-24]. Основним чинним нормативним документом для проектування газових мереж як зі сталевих, так і з поліетиленових труб в Україні є ДБН В.2.5 – 20 [25].

Основним чинним нормативним документом для проектування газових мереж як зі сталевих, так і з поліетиленових труб в Україні є ДБН В.2.5 – 20 [25]. Одна і та сама методика наведена у цьому нормативному документі застосовується для проектування газових мереж як зі сталевих, так і з поліетиленових труб. Такий уніфікований підхід до проектування газових мереж з труб із різною шорсткістю внутрішньої поверхні та з різними за конструкціями місцевими опорами є сумнівним і вимагає досліджень. Так місцеві опори поліетиленових трубопроводів на сьогодні практично не вивчені. Для них відсутні довідкові дані значень їх коефіцієнтів, а рекомендацій їх розрахунку немає. До того ж у ряді випадків вони мають значно складнішу конфігурацію внутрішньої поверхні, ніж аналогічні місцеві опори сталевих трубопроводів, а, отже, і їх коефіцієнти є значно більші. Тому прийняті у ДБН В.2.5 – 20 [25] припущення про те, що втрати напору у місцевих опорах рівні 10% від загальних втрат по довжині для поліетиленових трубопроводів, шорсткість внутрішньої поверхні яких у декілька разів менша, ніж сталевих, вимагає перегляду. Тільки газові мережі, проектування яких здійснюється за методиками максимально на-



Рисунок 1 – Терморезисторні з'єднання

ближеними до реальних умов є мінімально гідравлічно енерговитратні, завжди здатні забезпечити мінімально-допустимий тиск усім споживачам, мають найбільшу перспективу розвитку. Тому теоретичні та експериментальні дослідження газових мереж із поліетиленових труб на сьогодні є актуальними.

Метою роботи є оцінка впливу місцевих опорів на гідравлічну енерговитратність поліетиленових газових мереж, а також розроблення заходів щодо зменшення втрат тиску в газових мережах.

Досягнення цієї мети передбачає вирішення наступних завдань:

- розглянути конструкції місцевих опорів поліетиленових трубопроводів;
- теоретично і експериментально дослідити динаміку руху газу терморезисторними сполучками поліетиленових трубопроводів і визначити коефіцієнти їх місцевих опорів [26-28];
- розробити конструктивні рішення для зменшення втрат енергії газового потоку в поліетиленових газових мережах.

Обробка результатів досліджень виконувалася з використанням методів:

1. Модульного та об'єктно-орієнтованого програмування;
2. Візуального програмування.

**Об'єктом досліджень** є поліетиленові газові мережі довільної конфігурації (розгалужене дерево, кільцева).

**Предметом досліджень** є газодинамічні процеси в поліетиленових газових мережах низького та середнього тисків.

**Методи дослідження.** Оброблення результатів теоретичних та експериментальних досліджень виконувалась із використанням методів:

1. Модульного та об'єктно-орієнтованого програмування;
2. Візуального програмування.

**Наукова новизна результатів досліджень:**

- досліджено динаміку руху газу терморезисторними з'єднаннями поліетиленових трубопроводів, виявлено місця утворення вихорів, реверсного руху газу, відривання потоку газу від стінки терморезисторного з'єднання;
- визначено коефіцієнт місцевого опору кожного терморезисторного з'єднання поліети-

ленових трубопроводів та досліджено його залежність від типорозміра з'єднання;

- запропоновано конструктивні шляхи зменшення втрат тиску у газовій мережі із поліетиленових труб, підтверджено ефективність застосування удосконалених конструкцій терморезисторних з'єднань.

Провівши аналіз сформованої практики проектування газових мереж, було встановлено, що проектування газових мереж із сталевих та поліетиленових труб здійснюється за одними й тими ж методиками. В усіх методиках, у тому числі наведеній у нормативному документі, втрати тиску у місцевих опорах приймаються рівними 10% від втрат тиску по довжині. Таке положення для поліетиленових труб є сумнівним, оскільки шорсткість внутрішньої поверхні поліетиленових труб є в декілька разів менше, ніж сталевих, а місцеві опори в ряді випадків мають значно складнішу конструкцію, ніж аналогічні місцеві опори сталевих трубопроводів і їх коефіцієнти є значно більшими. Місцеві опори поліетиленових трубопроводів на сьогодні практично не вивчені, для них відсутні довідкові дані значень їх коефіцієнтів, а рекомендацій їх розрахунку немає.

Поліетиленові газові мережі містять різні місцеві опори. Їх конфігурація залежать від способу зварного з'єднання поліетиленових труб. Найскладнішу конфігурацію внутрішньої поверхні, а отже найбільші коефіцієнти місцевих опорів, мають терморезисторні з'єднання поліетиленових труб, дослідженню яких присвячено роботу.

Терморезисторні з'єднання зображено на рисунку 1.

Для визначення коефіцієнтів їх місцевих опорів було проведено аналіз конструкції кожного з'єднання та встановлено, що кожне з'єднання складається з декількох простих місцевих опорів, які близько розміщені один до одного (різких розширень, різких звужень, поворотів тощо). А отже, попередній місцевий опір впливає на місцевий опір розміщений за ним, що унеможливило проведення розрахунків коефіцієнтів місцевих опорів терморезисторних з'єднань поліетиленових трубопроводів.

Дослідити динаміку руху газу терморезисторними з'єднаннями поліетиленових трубо-

проводів із складною конфігурацією внутрішньої поверхні. визначити значення коефіцієнтів їх гідравлічних місцевих опорів дають змогу сучасні програмні комплекси математичного моделювання тривимірних потоків рідин та газів ANSYS CFX, Flow Vision, Flow3D. Для наших досліджень будемо застосовувати програмний комплекс Flow Vision, який базується на кінцево-об'ємному методі розв'язку рівнянь гідрогазодинаміки та містить прямокутну адаптивну сітку з локальним подібненням. Flow Vision дає можливість моделювати стаціонарні та нестаціонарні, стисливі, слабостисливі і нестисливі потоки рідин та газів. Застосування різних моделей турбулентності та адаптивної розрахункової сітки дає змогу моделювати складні потоки, включаючи потоки з сильним завихренням, горінням, потоки з вільною поверхнею.

Математичною моделлю руху рідини (газу), яка застосовується в Flow Vision, є сукупність рівнянь конвективно-дифузного переносу. У загальній диференційній формі ці рівняння мають такий вигляд:

$$\frac{\partial f}{\partial t} + \nabla(Vf) = \nabla(D\nabla f) + Q, \quad (1)$$

де  $f$  – змінна, яка розраховується;

$t$  – час;

$\nabla$  – оператор Гамільтона;

$V$  – швидкість;

$D$  – коефіцієнт дифузії;

$Q$  – вхідний параметр.

У Flow Vision застосовується метод скінчених об'ємів для розв'язку рівняння (1). У цьому методі рівняння (1) інтегрується по об'єму кожної  $i$ -ої комірки розрахункової сітки та по часу (крок часу)  $\tau$ :

$$\int_{V_i} fdV \Big|_{t=t_{n+1}} - \int_{V_i} fdV \Big|_{t=t_n} + \int_{\tau S_i} \oint fV ds dt = \int_{\tau S_i} \oint D\nabla f ds dt + \int_{\tau V_i} \oint Q dV dt, \quad (2)$$

де  $V_i$  – об'єм комірки;

$S_i$  – площа комірки;

$t_n, t_{n+1}$  – моменти початку і кінця кроку по часу

$$t_{n+1} = t_n + \tau. \quad (3)$$

Комірка розрахункової сітки має форму довільного багатогранника. Назвемо “вільними гранями” комірки ті грані, якими вона межує з іншими комірками. Площу  $j$ -тої вільної грані в  $i$ -тій комірці позначимо  $s_i^j$ . “Твердими гранями” назвемо грані комірки, які не межують з іншими комірками (містяться на вході та виході, по контакту газу з стінкою). Площу  $j$ -тої твердої грані в  $i$ -тій комірці позначимо  $g_i^j$ . Запишемо рівняння (2) в такій формі:

$$V_i(f_{n+1}^i - f_n^i) + \sum_j F_i^j s_i^j + \sum_j G_i^j g_i^j + Q_i = 0, \quad (4)$$

де  $Q_i$  – об'ємний вхідний параметр змінної  $f$ ;

$f_n$  – середнє значення змінної по об'єму комірки в момент часу  $t_n$ .

$$V_i f_i^n = \int_{V_i} fdV \Big|_{t^n}. \quad (5)$$

Середні густини потоків розрахункових змінних  $F_i^j$  і  $G_i^j$  через вільні грані  $s_i^j$  і твердої грані  $g_i^j$  за крок по часу рівні:

$$F_i^j = \int_{\tau} (fV + D\nabla f) dt \Big|_{s_i^j}, \quad (6)$$

$$G_i^j = \int_{\tau} (f_{w_j} V_{w_j} + D(\nabla f)_{w_j}) dt \Big|_{g_i^j}, \quad (7)$$

де  $w$  – індекс, який відповідає значенню відповідних величин на границі розрахункової області, яка відповідає грані  $g_i^j$ .

Другий член суми підінтегрального виразу в (6), який відповідає дифузному потоку  $f$ , апроксимується в Flow Vision другим порядком точності просторової змінної.

Першим кроком моделювання руху газу терморезисторними з'єднаннями є створення тривимірної геометричної моделі терморезисторних з'єднань із прилеглими ділянками трубопроводу. Тривимірні моделі терморезисторних з'єднань створювались в програмному комплексі MSC Nastran, після чого вони імпортувались в програмний комплекс Flow Vision. Конструкція та геометричні розміри створених тривимірних геометричних моделей терморезисторних з'єднань ідентичні промисловим зразкам.

Після імпортування геометричної моделі терморезисторного з'єднання в Flow Vision задавалась математична модель руху газу. Математична модель руху газу це система рівнянь, які визначають закони збереження (енергії, маси, імпульсу) та рівнянь стану газу. Математична модель модифікувалась через інтерфейс Flow Vision шляхом відключення частини рівнянь моделі (разом із цим і непотрібних розрахункових змінних), що зменшувало час розрахунку, та через зміну констант моделі.

Для дослідження динаміки руху газу терморезисторними з'єднаннями використано математичну модель турбулентного нестисливого потоку, яка базується на застосуванні для розв'язку задач рівняння Нав'є-Стокса, що дає змогу розрахувати розподіл швидкості та тиску вздовж трубопроводу.

Рівняння Нав'є-Стокса – система диференціальних рівнянь у часткових похідних, що описує рух ньютонівських рідин. Рівняння Нав'є-Стокса є одним із базових у гідродинаміці і застосовується в математичному моделюванні багатьох природних процесів.

Система складається з двох рівнянь:

- рівняння руху (закон збереження імпульсу);
- рівняння нерозривності (закон збереження маси).

У векторному вигляді для нестисливої рідини вони записуються таким чином:

$$\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} = -(\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} + \nu \Delta \vec{v} - \frac{1}{\rho} \nabla p + \vec{f}, \quad (8)$$

$$\nabla \cdot \vec{v} = 0, \quad (9)$$

де  $\vec{v} = (v^1, \dots, v^n)$  – векторне поле швидкостей;  
 $\nu$  – коефіцієнт кінематичної в'язкості;  
 $\Delta$  – оператор Лапласа;  
 $p$  – тиск;  
 $\vec{f}$  – векторне поле масових сил.

Невідомі  $p$  і  $\vec{v}$  є функціями часу  $t$  і координати  $x \in \Omega$ , де  $\Omega \subset R^n$ ,  $n = 2, 3$  – дво- або тривимірна область, в якій рухається газ (рідина).

Після вибору математичної моделі в програмному комплексі Flow Vision створювались граничні умови. Було створено наступні типи граничних умов:

- стінка (тверда стінка, немає протікання);
- вхід (вхідна стінка потоку);
- вихід (вихідна стінка потоку).

Під час створення граничної умови “стінка” задавався коефіцієнт шорсткості стінки поліетиленових труб. Під час створення граничної умови “вхід” задавався тиск на вході в прилеглу до терморезисторного з'єднання ділянку поліетиленового трубопроводу.

Створені граничні умови в програмному комплексі Flow Vision розставлялись на гранях імпортованої тривимірної геометричної моделі терморезисторних з'єднань із прилеглими ділянками трубопроводу.

Після розстановки граничних умов проводився вибір моделі турбулентності. У Flow Vision доступні наступні моделі турбулентності:

- стандартна k-ε модель;
- квадратична k-ε модель;
- низькорейнольдсова k-ε модель AKN;
- низькорейнольдсова k-ε модель HL;
- низькорейнольдсова k-ε модель LS;
- SST (Shear Stress Transport);
- SA (Spalart-Allmaras).

Для моделювання динаміки руху газу терморезисторними з'єднаннями поліетиленових трубопроводів було задано стандартну k-ε (k – турбулентна енергія, ε – швидкість дисипації турбулентної енергії) модель турбулентності, яка дозволяє отримати достатньо точні результати, а час розрахунку є значно менший, ніж у разі використання інших моделей турбулентності і в середньому складає 5 годин для кожного варіанта.

Для стандартної k-ε моделі турбулентності турбулентна динамічна в'язкість дорівнює:

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon}, \quad (10)$$

де  $C_\mu$  – коефіцієнт, який приймається рівним  $C_\mu = 0,09$ .

Рівняння переносу турбулентної енергії k:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla(\rho v k) = \\ = \nabla \left( \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + \mu_t G - \rho \varepsilon, \end{aligned} \quad (11)$$

де  $\mu$  – молекулярна динамічна в'язкість;  
 $\sigma_k$  – коефіцієнт (дорівнює одиниці);  
 $G$  – параметр, який визначається за формулою:

$$G = D_{ij} \frac{\partial v_i}{\partial x_j}. \quad (12)$$

Параметр  $D_{ij}$  рівний:

$$D_{ij} = S_{ij} - \frac{2}{3} \left( \nabla v + \frac{\rho k}{\mu_t} \right) \delta_{ij}, \quad (13)$$

де  $S_{ij}$  – тензор швидкостей деформації:

$$S_{ij} = \frac{\partial v_i}{\partial x_j} + \frac{\partial v_j}{\partial x_i}, \quad (14)$$

$\delta_{ij}$  – параметр, який рівний:

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ 0, & i \neq j \end{cases}. \quad (15)$$

Рівняння переносу турбулентної дисипації ε

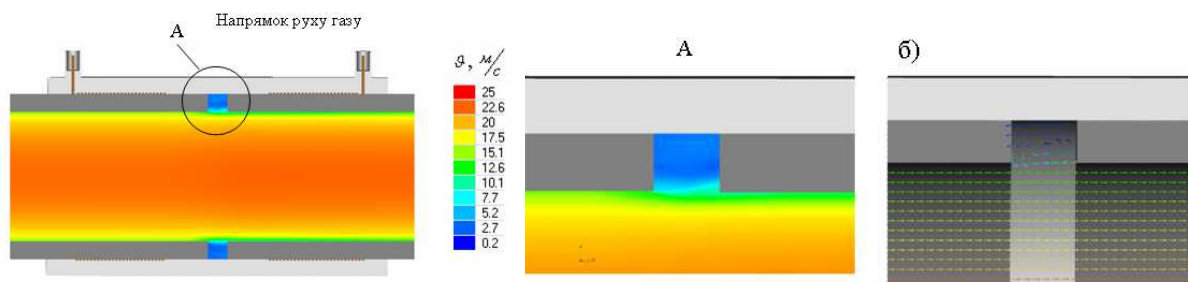
$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \nabla(\rho v \varepsilon) = \\ = \nabla \left( \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right) + C_1 \frac{\varepsilon}{k} \mu_t G - C_2 \rho \frac{\varepsilon^2}{k} \end{aligned} \quad (16)$$

де  $\sigma_\varepsilon$  – коефіцієнт, який рівний  $\sigma_\varepsilon = 1,3$ ;  
 $C_1$  – коефіцієнт, який рівний  $C_1 = 1,44$ ;  
 $C_2$  – коефіцієнт, який рівний  $C_2 = 1,92$ .

У якості досліджуваного газу з бази речовин Flow Vision було вибрано природний газ.

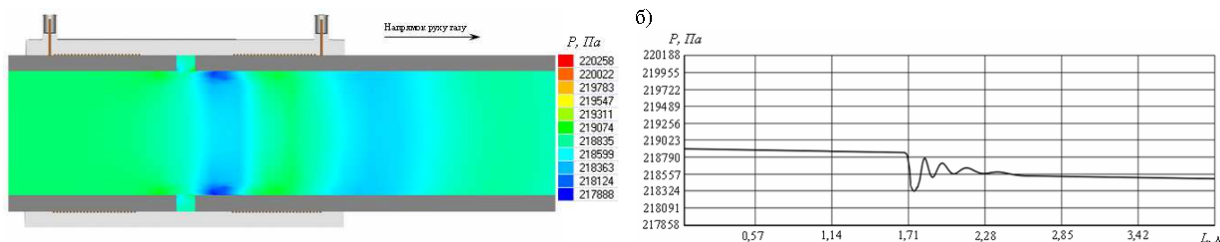
Останнім кроком перед проведенням розрахунку є задання вихідної розрахункової сітки та критеріїв її адаптації. У Flow Vision використовується прямокутна адаптивна локально подіблена сітка для розв'язку рівнянь математичної моделі. Адаптація розрахункової сітки дає змогу розраховувати деталі незначних розмірів геометрії шляхом подрібнення сітки.

За описаною вище методикою проведемо моделювання течії природного газу ділянкою поліетиленового трубопроводу довжиною  $L = 4$  м, посередині якої встановлено терморезисторне з'єднання. Зовнішній діаметр поліетиленових труб приймаємо рівним  $D_m = 40$  мм, товщину стінки  $\delta_m = 3,5$  мм.



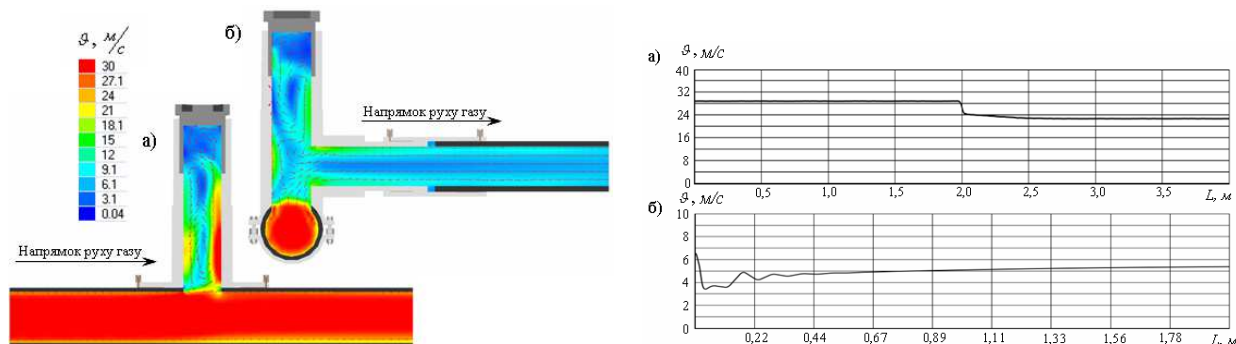
а) розподіл модуля швидкості; б) вектори швидкості

**Рисунок 2 – Розподіл модуля швидкості потоку газу та вектори швидкості газу у вертикальному повздовжньому перерізі терморезисторної муфти**



а) розподіл тиску; б) зміна тиску

**Рисунок 3 – Розподіл та зміна тиску у вертикальному повздовжньому перерізі терморезисторної муфти**



а) вздовж основної магістралі; б) вздовж відводу

**Рисунок 4 – Розподіл модуля швидкості та вектора швидкості в перерізах сідлового трійника при русі газового потоку основною магістраллю та відводом**

Результати розрахунків візуалізувались в постпроцесорі програмного комплексу шляхом тонового заливання перерізу терморезисторного з'єднання по модулю швидкості, векторів швидкості, які вказують напрям руху газу, тонової заливки перерізу терморезисторного з'єднання по тиску та графіків зміни швидкості та тиску вздовж трубопроводу.

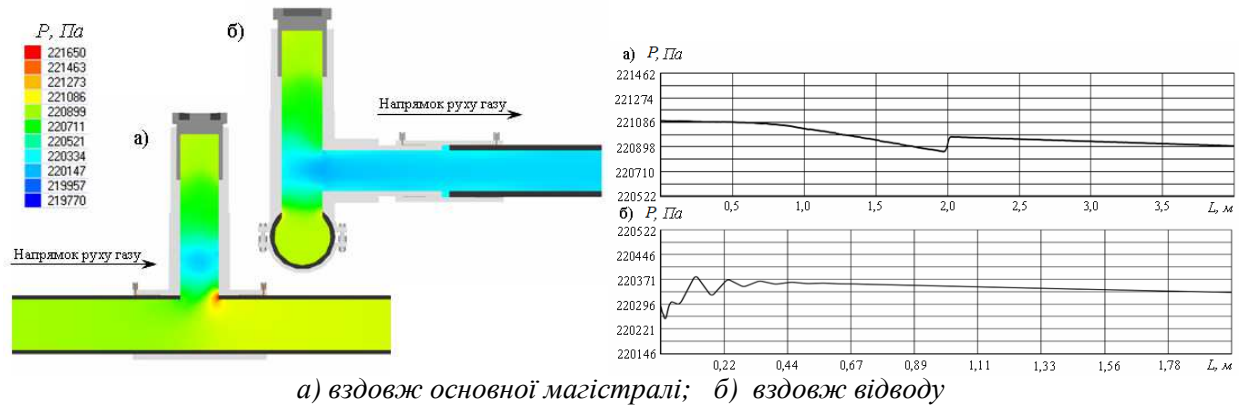
Як видно з тонової заливки перерізу терморезисторної муфти по модулю швидкості та векторів швидкості (рисунок 2) у місці встановлення терморезисторної муфти між поліетиленовими трубами утворюється стійкий вихор, який призводить до незначного падіння тиску, що видно на заливці по тиску та графіку зміни тиску вздовж трубопроводу (рисунок 3).

У сідловому трійнику при русі газу основною магістраллю та відводом у сідловині трійника на заливці перерізу по швидкості (рисунок 4) ми можемо спостерігати реверсний рух газу та відривання потоку від стінки на вході у

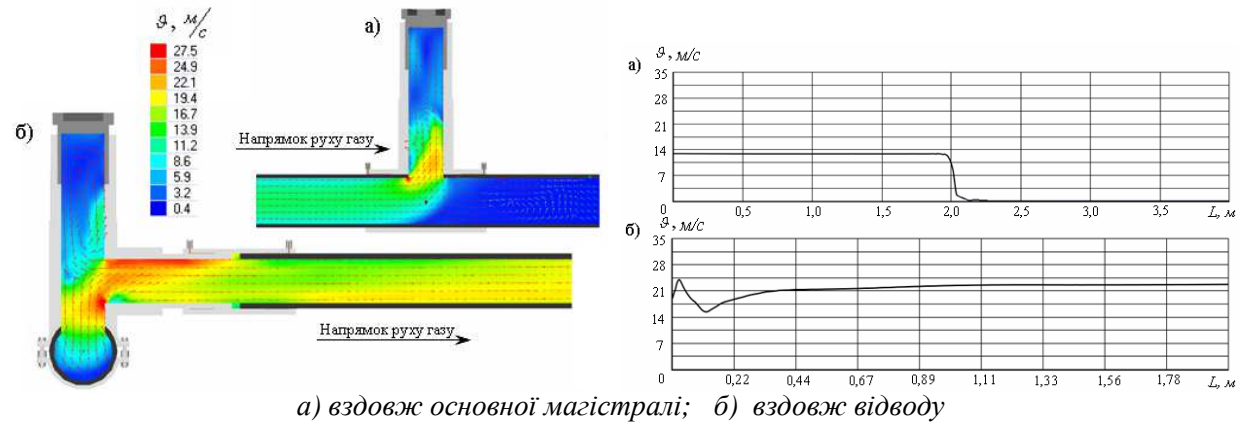
відвід, що призводить до значного зменшення швидкості та значного падіння тиску у відводі, що видно із заливки перерізу по тиску та графіків зміни тиску (рисунок 5).

Аналогічна картина спостерігається при русі газу тільки відводом сідлового трійника (рисунок 6-7).

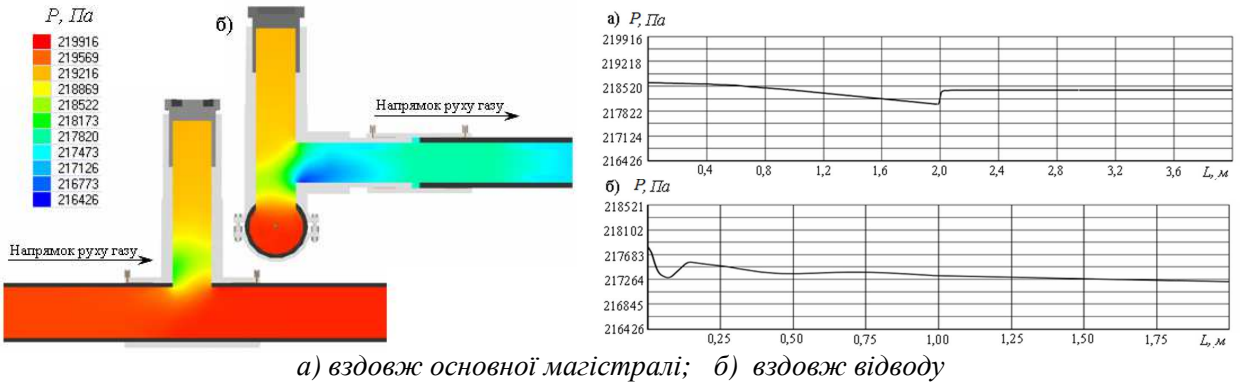
Під час проходження газового потоку терморезисторним коліном, у місці різкого розширення біля зовнішньої стінки утворюється незначний вихор, а біля внутрішньої стінки відбувається значне зниження швидкості потоку із відривом потоку від стінки і утворенням значного вихору [29-32]. Такий розподіл швидкостей є нехарактерним для колін і зумовлений наявністю різкого розширення та різкого звуження та є однією з причин значного падіння тиску на виході коліна, що видно з заливки перерізу коліна по тиску та графіку зміни тиску (рисунок 8 – 9).



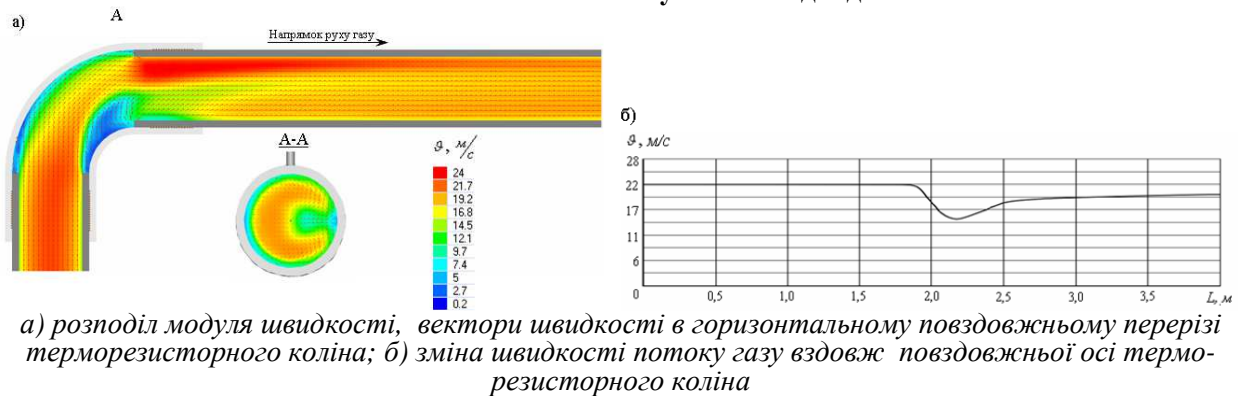
**Рисунок 5 – Розподіл тиску в перерізах сідлового трійника при русі газового потоку основною магістраллю та відводом**



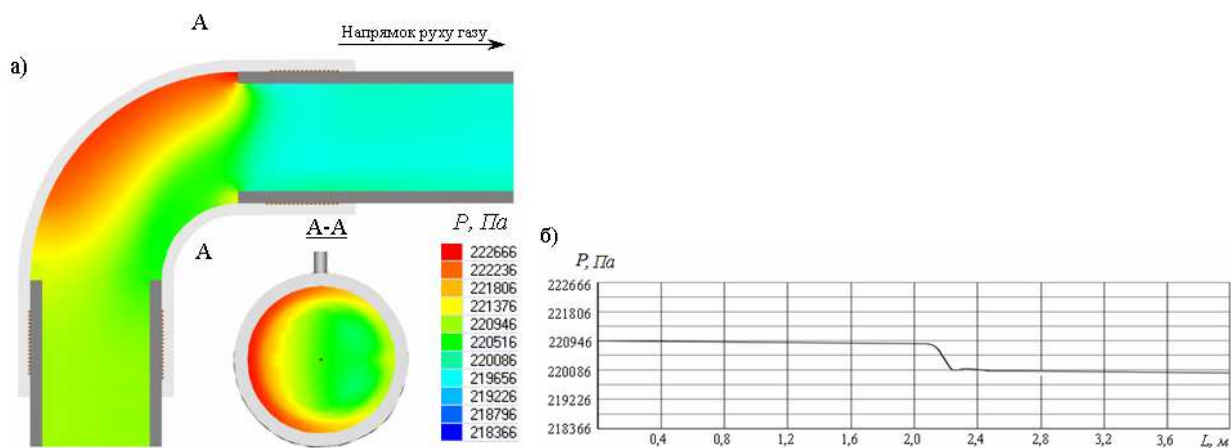
**Рисунок 6 – Розподіл модуля швидкості та вектора швидкості в перерізах сідлового трійника при русі газового потоку тільки відводом**



**Рисунок 7 – Розподіл тиску в перерізах сідлового трійника при русі газового потоку тільки відводом**

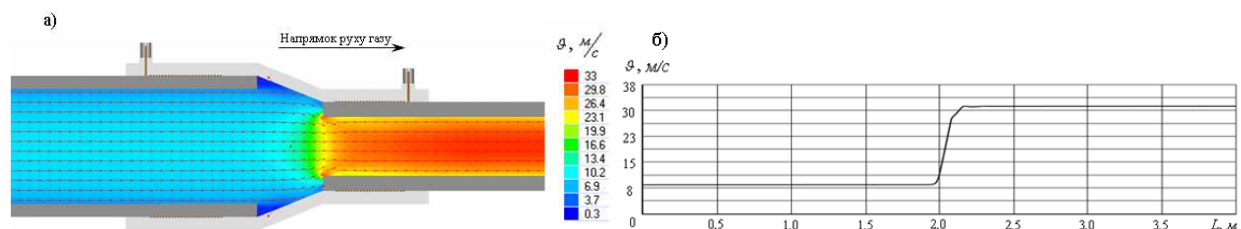


**Рисунок 8 – Розподіл модуля швидкості, вектори швидкості та зміна швидкості потоку газу в горизонтальному повздовжньому перерізі терморезисторного коліна**



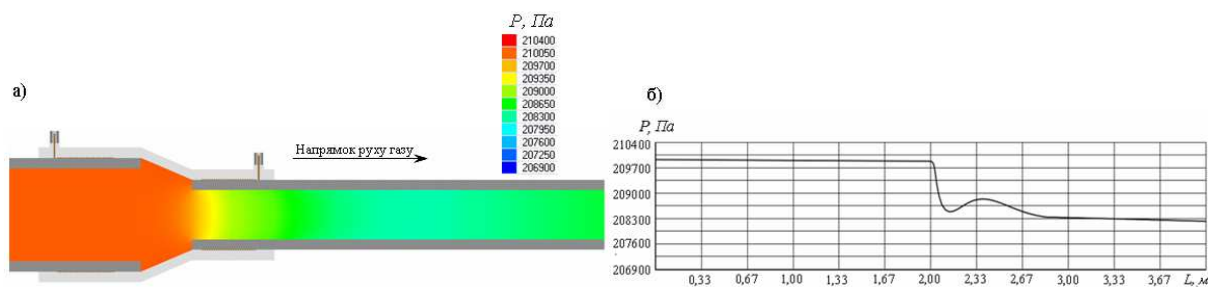
а) розподіл тиску в площині горизонтального повздовжнього перерізу терморезисторного коліна; б) зміна тиску вздовж повздовжньої осі терморезисторного коліна

**Рисунок 9 – Розподіл та зміна тиску газу в горизонтальному повздовжньому перерізі терморезисторного коліна**



а) розподіл модуля швидкості потоку газу та вектори швидкості газу в площині вертикального повздовжнього перерізу терморезисторного редуційного перехідника; б) зміна швидкості потоку газу вздовж повздовжньої осі терморезисторного редуційного перехідника

**Рисунок 10 – Розподіл модуля швидкості, вектори швидкості та зміна швидкості потоку газу у вертикальному повздовжньому перерізі терморезисторного редуційного перехідника**



а) розподіл тиску в площині вертикального повздовжнього перерізу терморезисторного редуційного перехідника; б) зміна тиску газу вздовж повздовжньої осі терморезисторного редуційного перехідника

**Рисунок 11 – Розподіл та зміна тиску газу у вертикальному повздовжньому перерізі терморезисторного редуційного перехідника**

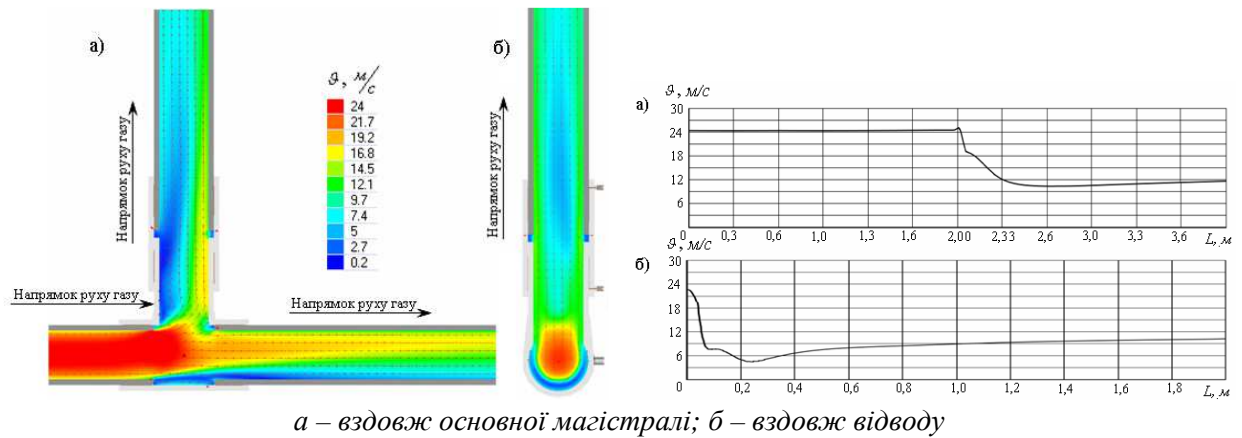
Під час проходження газового потоку редуційним перехідником у місці різкого розширення утворюється стійкий вихор та незначне відривання потоку газу від стінки на початку трубопроводу меншого діаметру, що зумовлене різким звуженням. Ці процеси є однією з причин падіння тиску на виході редуційного перехідника (рисунок 10 – 11).

Під час проходження газового потоку відводом та основною магістраллю терморезисторного трійника між поліетиленовими трубами навпроти відводу спостерігається реверсний рух газу, що є однією з причин падіння тиску у

основній магістралі, а на початку відводу відривання газового потоку від стінки, що є однією з причин падіння тиску у відводі, що видно з тонової заливки перерізу трійника по тиску (рисунок 12 – 13).

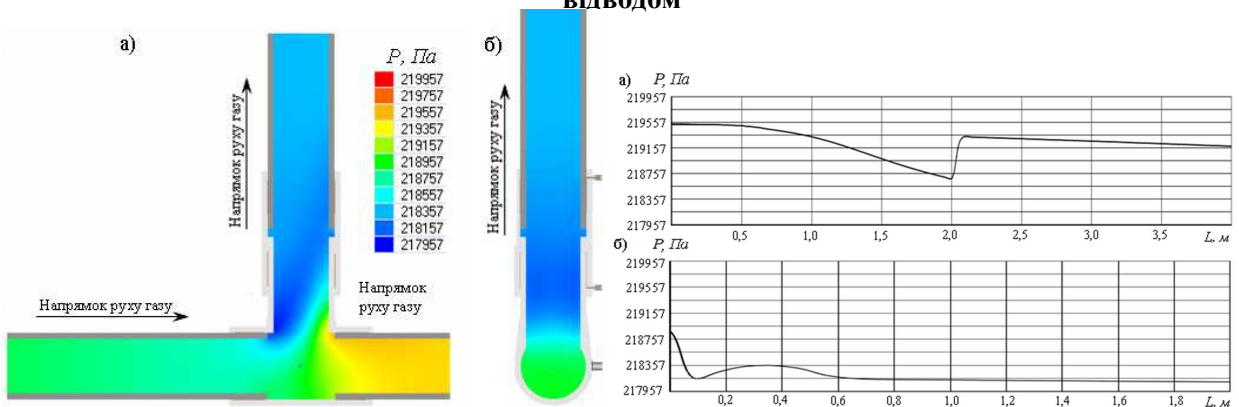
При русі газу тільки відводом теж спостерігається відривання потоку від стінки на початку відводу, а при русі тільки основною магістраллю утворюються вихори у місці різкого розширення та звуження, що є причиною падіння тиску в основній магістралі.

За падінням тиску на терморезисторних з'єднаннях визначених з графіків зміни тиску



а – вздовж основної магістралі; б – вздовж відводу

**Рисунок 12 – Розподіл модуля швидкості, вектори швидкості та зміна швидкості потоку газу в перерізах терморезисторного трійника при русі газового потоку основною магістраллю та відводом**



а – вздовж основної магістралі; б – вздовж відводу

**Рисунок 13 – Розподіл та зміна тиску газу в перерізах терморезисторного трійника при русі газового потоку основною магістраллю та відводом**

**Таблиця 1 – Коефіцієнти місцевих опорів терморезисторних з'єднань поліетиленових трубопроводів, визначені експериментально та теоретично**

Коефіцієнт місцевого опору терморезисторного з'єднання	Терморезисторне з'єднання						
	муфта	коліно	сідловий трійник		трійник		перехід редуційний
			газ рухається тільки основною магістраллю	газ рухається тільки відводом	газ рухається тільки основною магістраллю	газ рухається тільки відводом	
Теоретичний	0,2	2,1	0,15	26	0,2	5,4	16,6
Експериментальний	0,2	2,8	0,20	35	0,2	6,5	20,8

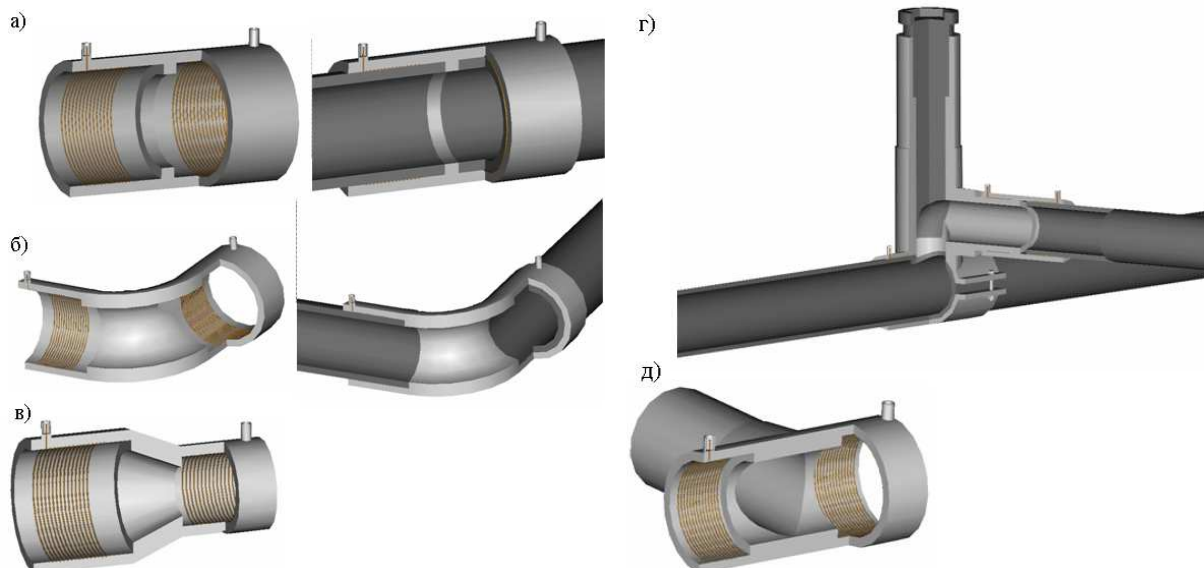
вздовж з'єднання та швидкості газу перед входом у з'єднання визначено коефіцієнт місцевого опору кожного терморезисторного з'єднання.

За результатами проведених експериментальних досліджень було визначено значення коефіцієнтів місцевих опорів. Із порівняльної таблиці бачимо, що експериментальні дослідження підтверджують адекватність теоретичних розрахунків здійснених за допомогою програмного комплексу Flow Vision.

Із теоретичних та експериментальних досліджень видно, що у терморезисторних з'єднаннях відбуваються значні втрати тиску, а

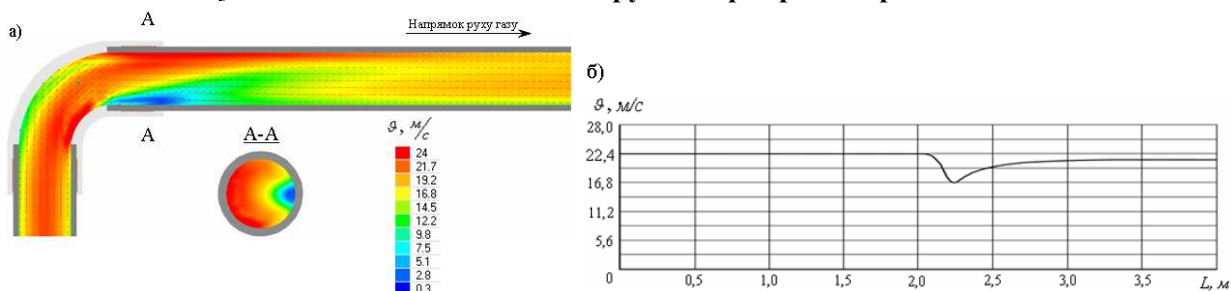
отже, не усі споживачі таких газових мереж будуть забезпечені мінімально допустимим тиском газу. Тому прийняті у державних будівельних нормах газопостачання положення про те, що втрати тиску у місцевих опорах дорівнюють 10% від втрат тиску по довжині для поліетиленових труб є сумнівними і вимагають досліджень.

Зменшити втрати тиску в газових мережах із поліетиленових труб можна зменшивши коефіцієнти місцевих опорів терморезисторних з'єднань, що досягається шляхом удосконалення їх конструкції. Удосконалення полягає у



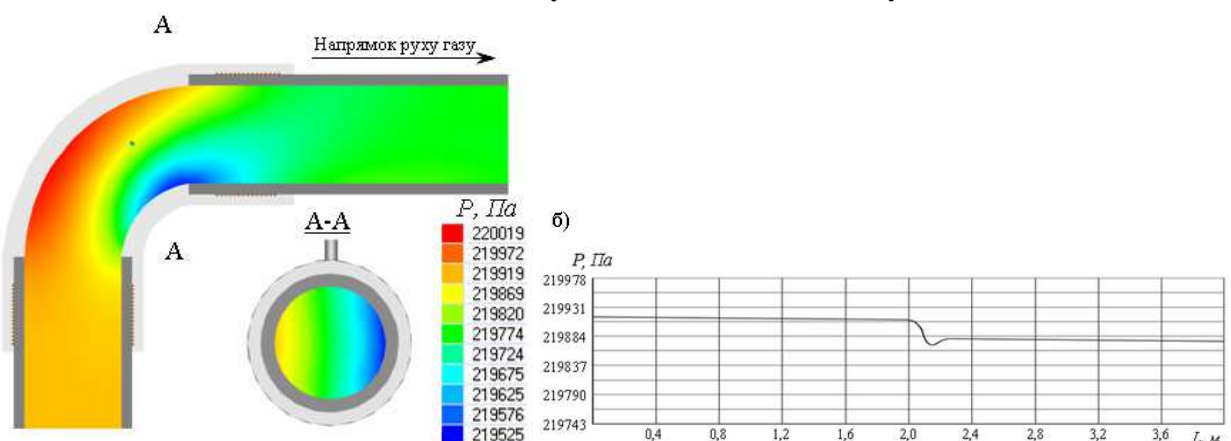
а) терморезисторна муфта; б) терморезисторне коліно; в) терморезисторний редуційний перехідник; г) сідловий трійник; д) терморезисторний трійник

**Рисунок 14 – Удосконалені конструкції терморезисторних з'єднань**



а) розподіл модуля швидкості, вектори швидкості в горизонтальному повздовжньому перерізі терморезисторного коліна з кільцевим виступом; б) зміна швидкості потоку газу вздовж повздовжньої осі терморезисторного коліна з кільцевим виступом

**Рисунок 15 – Розподіл модуля швидкості, вектори швидкості та зміна швидкості потоку газу в терморезисторному коліні з кільцевим виступом**



а) розподіл тиску в площині горизонтального повздовжнього перерізу терморезисторного коліна з кільцевим виступом; б) зміна тиску вздовж повздовжньої осі терморезисторного коліна з кільцевим виступом

**Рисунок 16 – Розподіл та зміна тиску газу в терморезисторному коліні з кільцевим виступом**

виключенні чи суттєвому зменшенні втрат тиску у з'єднанні, які зумовлені вихороутворенням, відриванням потоку від стінки та реверсним рухом газу, місця розміщення яких були виявлені під час теоретичних досліджень.

Удосконалення полягає у виконанні кільцевих виступів для усунення кільцевих порожнин між поліетиленовими трубами стосовно терморезисторних муфт, перехідників, колін та

трійників. Та виконання подовженої заглушки стосовно сідлового трійника (рисунок 14).

Ефективність запропонованих удосконалень було підтверджено програмним комплексом Flow Vision.

Так, у терморезисторному коліні завдяки кільцевому виступу вихори, які були у місцях різкого розширення та звуження усуваються. Розподіл швидкостей стає характерним для повороту (рисунок 15-16).

У сідловому трійнику завдяки подовженій заглушці усувається реверсний рух газу у сідловині.

У редукційному перехіднику усувається вихор у місці різкого розширення, а за результатами досліджень встановлено, що оптимальним кутом звуження редукційного перехідника для усунення відривання потоку від стінки на початку трубопроводу меншого діаметру є кут від  $15^\circ$  до  $20^\circ$ .

У терморезисторному трійнику завдяки кільцевому виступу усувається реверсний рух газу між поліетиленовими трубами.

За результатами проведених досліджень визначено коефіцієнти місцевих опорів удосконалених терморезисторних з'єднань:

- у разі встановлення удосконаленої терморезисторної муфти падіння тиску у місці з'єднання труб не буде, а, відповідно, коефіцієнт місцевого опору визначати немає потреби;

- коефіцієнт місцевого опору сідлового трійника з подовженою заглушкою під час руху газового потоку тільки відводом трійника рівний  $\xi = 23$ , що на 11,5 % менше, ніж сідлового трійника із стандартною заглушкою;

- коефіцієнт місцевого опору удосконаленого терморезисторного коліна з кільцевим виступом складає  $\xi = 0,46$ , що на 80% менше, ніж стандартного терморезисторного коліна;

- коефіцієнт місцевого опору удосконаленого терморезисторного редукційного перехідника з кільцевим виступом складає  $\xi = 11,6$ , на 30% менше, ніж стандартного терморезисторного редукційного перехідника;

- в разі встановлення удосконаленого терморезисторного трійника із кільцевим виступом при русі газу основною магістраллю та відводом падіння тиску у основній магістралі удосконаленого терморезисторного трійника є меншим, ніж у основній магістралі стандартного терморезисторного трійника.

За результатами моделювання течії газу удосконаленим терморезисторним редукційним перехідником із кільцевим виступом встановлено, що оптимальним кутом звуження терморезисторного редукційного перехідника є кут від  $15^\circ$  до  $20^\circ$ , коли не відбувається відривання потоку газу від стінки на початку трубопроводу меншого діаметра, і падіння тиску у місці розміщення перехідника є мінімальним.

Таким чином встановлено, що запропоновані удосконалень дають змогу зменшити значення коефіцієнтів місцевих опорів на величину від 11,5 до 80%.

На основі виконаних теоретичних і експериментальних досліджень динаміки руху газу терморезисторними з'єднаннями поліетиленових трубопроводів вирішено важливу наукову задачу зменшення гідравлічної енерговитратності поліетиленових газових мережах.

На основі досліджень та сучасної практики проектування газових мереж встановлено, що для газопроводів із поліетиленових труб втрати тиску в місцевих опорах приймаються рівними 10% від загальних втрат по довжині, тоді як значення еквівалентної шорсткості поліетиленових труб є значно меншим, ніж сталевих, а поліетиленові газові мережі містять місцеві опори, що мають складнішу конфігурацію. Теоретичні дослідження динаміки руху газу місцевими опорами поліетиленових трубопроводів дозволили виявити, що у терморезисторних з'єднаннях спостерігається вихороутворення, наявний реверсний рух газу, відбувається відривання потоку від стінки терморезисторного з'єднання, що, у свою чергу, приводить до значних втрат тиску. Теоретично визначено коефіцієнт місцевого опору кожного терморезисторного з'єднання, адекватність чого підтверджена експериментально. Експериментально виявлено додатковий поділ турбулентної зони і відповідні перехідні числа Рейнольдса та виведено математичні залежності для визначення коефіцієнта місцевого опору кожної зони.

Запропоновано конструктивні шляхи зменшення коефіцієнта місцевого опору терморезисторних з'єднань поліетиленових трубопроводів. Теоретично підтверджено ефективність застосування удосконалених конструкцій терморезисторних з'єднань (коефіцієнт місцевого опору удосконалених конструкцій менший на 11,5–80%). Результати проведених досліджень та розроблені удосконалені конструкції терморезисторних з'єднань поліетиленових трубопроводів впроваджені у ТЗОВ “Прикарпатська полімерна компанія”, що дає змогу отримати економічний ефект в розмірі 20 тис. грн. в рік під час газифікації одного населеного пункту на 2000 жителів.

**Практична цінність отриманих результатів.** Запропоновані проектні та конструктивні рішення дають змогу зменшити гідравлічну енерговитратність поліетиленових газових мереж, забезпечувати усім споживачам мінімально-допустимий тиск та забезпечувати можливість розвитку газової мережі.

### Література

1 Газопроводы и газовые сети. Надежность, диагностика, перспективы: монография / [Н. И. Крюков и др.]. - Челябинск; Уфа: Изд-во ЦНТИ, 2008. - 374 с. - ISBN 978-5-94218-085-0.

2 Газопроводы из полимерных материалов: Пособие по проектированию, строительству и эксплуатации / [А.Л. Шурайц, В.Ю. Каргин, Ю.Н. Вольнов]. - Саратов: Издательство “Журнал “Волга – XXI век””, 2007. - 612 с.

- 3 Гориловский М.И. Исследование кристалличности и термостабильности в трубах, полученных из различных видов полиэтилена / [М.И. Гориловский, Е.В. Калугина, А.Н. Иванов, Ф.К. Сатдинова] // Пластические массы. Структура и свойства. – 2005. – № 4. – С. 9-12
- 4 Гринюк А.Г. Микроструктура и качество стыковых сварных соединений полиэтилена / [А.Г. Гринюк, А.Г. Шадрин, А.В. Золотарь и др.] // Автоматическая сварка. – 1990. – № 11 (452). – С. 23-26
- 5 Зайцев К.И. Сварка полимерных материалов: [справочник] / [К.И. Зайцев, Л.Н. Мацюк, А.Г. Богдасhevский и др.] – М.: Машиностроение, 1988. – 312 с.
- 6 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб диаметром до 300 мм : СП 42-101-96. – [Чинний від 1996 - 08 - 01]. – М.: ВНИИСТ, 1996. – 101 с.
- 7 Бобровский С.А. Газовые сети и газохранилища / С.А. Бобровский, Е.И. Яковлев. – М.: Недра, 1980. – 413 с.
- 8 Бобровский С.А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором / С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, М.А. Гусейн-заде. – М.: Недра, 1972. – 193 с.
- 9 Галиуллин З.Т. Аналитическое обоснование выбора оптимального варианта трасс сети газопроводов / З.Т. Галиуллин, Б.Л. Кривошеин, И.Е. Ходанович // Газовая промышленность. – 1965. – № 2. – С. 42-45.
- 10 Галиуллин З.Т. Новые методы проектирования газонефтепроводов / З.Т. Галиуллин, В.И. Черников. – М.: Недра, 1964. – С. 69-88.
- 11 Гончарук М.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України / Гончарук М.І., Середюк М.Д., Шелудченко В.І. – Івано-Франківськ: Сімик, 2006. – 1314 с.
- 12 Евдокимов А.Г. Моделирование и оптимизация потокораспределения в инженерных сетях / А.Г. Евдокимов, А.Д. Тевяшев, В.В. Дубровский. – М.: Стройиздат, 1990. – 368 с. – ISBN 5-274-0116-0
- 13 Евдокимов А.Г. Оперативное управление потокораспределением в инженерных сетях / А.Г. Евдокимов, А.Д. Тевяшев. – Х.: Высшая школа, 1980. – 144 с.
- 14 Середюк М.Д. Визначення пропускної здатності розгалужених газових мереж високого і середнього тиску / М.Д. Середюк, А.С. Івоняк, Ю.І. Зарубіна // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – №38 (том 5). – С. 61-69.
- 15 Середюк М.Д. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів / М.Д. Середюк, В.Я. Малик, В.Т. Болонний. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 436 с.
- 16 Середюк М.Д. Технологічні розрахунки газових мереж населених пунктів: [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / Середюк М.Д., Пилипів Л.Д., Зарубіна Ю.І. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 183 с.
- 17 Ставровский Е.Р. Универсальная программа расчета газосборных сетей / Е.Р. Ставровский, М.Г. Сухарев // Газовая промышленность. – 1965. – №7. – С. 10-11.
- 18 Стаскевич Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигдорчик. – Л.: Недра, 1990. – 762 с.
- 19 Сухарев М.Г. Алгоритм оптимального проектирования магистральных газопроводов с учетом динамики развития / М.Г. Сухарев // Газовая промышленность. – 1969. – №3. – С. 73-76.
- 20 Сухарев М.Г. Об одном методе расчета газосборных сетей на вычислительных машинах / М.Г. Сухарев // Газовая промышленность. – 1965. – №6. – С. 48-52.
- 21 Сухарев М.Г. Оптимальное развитие систем газоснабжения / М.Г. Сухарев, Е.Р. Ставровский, В.Е. Брянских. – М.: Недра, 1981. – 294 с.
- 22 Сухарев М.Г. Оптимизация систем транспорта газа / М.Г. Сухарев, Е.Р. Ставровский. – М.: Недра, 1976. – 318 с.
- 23 Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя / Г. Шлихтинг. – М.: наука, 1974. – 711 с.
- 24 Щербаков В.И. Анализ, оптимальный синтез и реновация городских систем водоснабжения и газоснабжения / В.И. Щербаков, М.Я. Панов, И.С. Квасов. – Воронеж: Воронеж. гос. арх.-строит. ун-т, 2001. – 304 с.
- 25 Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди: ДБН В.2.5-20-2001. – [Чинні від 2001-09-01]. – К.: Держбуд України, 2001. – 286 с.
- 26 Зарубіна Ю.І. Вплив місцевих опорів на роботу систем газопостачання низького тиску / Ю.І. Зарубіна, В.Б. Михалків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №1 (18). – С. 29-33
- 27 Зарубіна Ю.І. Експериментальне дослідження місцевих опорів / Ю.І. Зарубіна // Нафтогазова енергетика. – 2008. – №2(7). – С. 24-27.
- 28 Зарубіна Ю.І. Оптимізація геометричних параметрів системи газопостачання / Ю.І. Зарубіна, В.Б. Михалків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №3 (20). – С. 108-113.
- 29 Вилля Г. Теория вихрей / Г. Вилля. – Л.: ОВТИ-главная редакция общетехнической литературы, 1936. – 266 с.
- 30 Гельмгольц Г. Основы вихревой теории / Г. Гельмгольц. – М.: Институт компьютерных исследований, 2002. – 82 с.
- 31 Никурадзе И. Закономерности турбулентного движения жидкостей в гладких трубах / И. Никурадзе. – Москва-Ленинград: ОНТИ, 1936. – 332 с.
- 32 Шехтер Р.С. Вариационный метод в инженерных расчетах / [Пер. с англ. под ред. А.С. Плешанова]. – М.: Мир, 1971. – 292 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
04.11.13

Рекомендована до друку  
професором **Грудзом В.Я.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**  
(Відділ магистральних газопроводів і ГРС  
ДК «Укртрансгаз», м. Київ)

## ТЕРМОСОЛЕСТИЙКІ БУРОВІ РОЗЧИНИ ДЛЯ БУРІННЯ ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН З АВПТ

<sup>1</sup>М.В. Боровик, <sup>1</sup>М.В. Гордійчук, <sup>2</sup>Ю.Б. Кобзар, <sup>3</sup>В.М. Ліхван

<sup>1</sup>УкрНДІгаз ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз» України;  
61010, м Харків, вул. Червоношкільна набережна, 20, тел. (057) 7304680,  
e-mail: avarvttb@ukr.net

<sup>2</sup>Хрестищенське ВБР філія «Укрбургаз» ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз» України;  
Харківська обл., Красноградський р-н, с. Наталіне, тел. 642538,  
e-mail: khvbrburgaz@gasdob.com.ua

<sup>3</sup>ГПУ «Полтавагазвидобування» ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз» України;  
36008, м. Полтава, вул. Фрунзе, 173, тел. (053) 7562737, e-mail: asy@gru.com.ua

Розглянуто питання погіршення показників бурового розчину під час буріння у теригенно-карбонатних відкладах нижнього карбону в центральній приосьовій частині ДДз та інших нафтогазових регіонів світу. В останні десятиліття розроблено рецептури полімер-вапнистих та гуматно-акрило-калієвих бурових розчинів, які стали основою для застосування в умовах високих температур і тисків. Розчини мають стабільні структурно-реологічні та фільтраційні властивості при температурах до 150 °С, достатні інгібуючі властивості, перспективні для вдосконалення в більш жорстких умовах буріння, наприклад, в глибинних зонах з АВПТ. З урахуванням сучасних розробок провідних світових сервісних компаній запропоновано термосолестійкі бурові розчини та розроблено рекомендації зі зниження забруднюючого впливу пластових вод на розчин і поліпшення умов формування непроникної глинистої кірки в карбонатних відкладах.

Ключові слова: бурові розчини, рецептури, термосолестійкі бурові розчини, високі вибієні температури, високі вибієні тиски, АВПТ

Рассмотрены вопросы ухудшения показателей бурового раствора при бурении в теригенно-карбонатных отложениях нижнего карбона в центральной приосевой части ДДз и других нефтегазовых регионах мира. За последние десятилетия разработаны рецептуры полимер-известковых и гуматно-акрило-калийных буровых растворов, ставших базовыми для применения в условиях высоких температур и давлений. Растворы обладают стабильными структурно-реологическими и фильтрационными свойствами при забойных температурах до 150 °С, достаточными ингибирующими свойствами, перспективными для усовершенствования в более жестких условиях бурения, например, в глубинных зонах с АВПТ. Предложены термосолестойкие буровые растворы с учетом современных разработок передовых мировых сервисных компаний и разработаны рекомендации по снижению загрязняющего влияния пластовых вод на раствор и улучшения условий формирования непроницаемой глинистой корки в карбонатных отложениях.

Ключевые слова: буровые растворы, рецептуры, термосолестойкие буровые растворы, высокие забойные температуры, высокие забойные давления, АВПТ

The problem of deterioration of drilling mud during drilling in terrigenous-carbonate sediments of the Lower Carboniferous in central axial part of DDC and other worlds oil and gas regions. In recent decades, a formulation of polymer-calcareous and humate-acrylic potassium drilling muds developed, which became the basis for application at high temperatures and pressures. Solutions are stable structural and rheological and filtration properties at temperatures up to 150 °C, sufficient inhibitory properties, promising to improve in more severe conditions of drilling, for example, in the deep zones of AHRP. Given modern developments the world's leading service companies thermosolresistant drilling solutions and recommendations to reduce the contaminating influence reservoir water on drill mud and improve the conditions of formation of impermeable clay peel in carbonate sediments offered.

Key words: drill mud, formulation, thermosolresistant drilling solutions, high reservoir temperatures, high reservoir pressure, AHRP.

Центральна приосьова зона ДДз характеризується наявністю потенційно продуктивних значних теригенно-карбонатних товщ з АВПТ (аномально високими пластовими тисками) у візейському та турнейському ярусах нижнього карбону, що залягають на відкладах девонського віку. Історія розбурювання родовищ цієї зони налічує цілу низку свердловин, які розкрили глибинні зони з АВПТ, і, внаслідок виникнення проблем з бурінням, у більшості випадках не

були доведені до проектних вибоїв. Питання генезису АВПТ і їх зв'язок з нафтогазоносністю до цього часу є дискусійними. Проте, дослідженнями (в тому числі [1]) визначено, що глибинні зони АВПТ на ДДз розташовані під катагенетичними флюїдоупорами у вторинних локальних резервуарах розущільнення термодегідратаційного гідрогеологічного ярусу вище ізотерм 120 °С. Характерними особливостями цих резервуарів є висока тріщинуватість колекто-

рів, флюїди (в тому числі пластові води, які, спільно з газом, формують АВПТ) характеризуються підвищенням вмістом вуглекислоти, мають високу корозійну активність, гідрохлімичну інверсію (окрім зон, пов'язаних з соляними штоками), агресивні компоненти щодо дії на буровий розчин метаморфічного та катагенетичного походження ( $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2$ ,  $H_2S$  тощо). АВПТ іноді може зустрітися лише на одній свердловині, що розкриває такий резервуар або навіть горизонт. Внаслідок гідророзриву чи виникнення поглинань у вищезалюгаючих породах у відкритому стволі свердловини та вертикальної міграції флюїдів АВПТ поступово знижується до рівноваження тисків в системі відкритого ствола. Максимальний коефіцієнт аномальності тисків на ДДЗ рідко перевищує значення 2,0 оскільки при його перевищенні виникне розрядка величини АВПТ внаслідок гідророзриву флюїдоутримуючих порід.

В попередні роки під час розвідувального буріння глибоких свердловин зони АВПТ з наявністю високомінералізованих пластових вод траплялись на Солохівській, Балаклійсько-Савинській, Шебелинській, Шевченківській, Мар'янівській, Веселівській площах тощо. Буріння в цих інтервалах практично на всіх свердловинах супроводжувалось аваріями та ускладненнями, пов'язаними переважно з нестабільністю параметрів бурових розчинів в умовах газопроявів. Для зменшення аварійності рецептури бурових розчинів вдосконалювались за рахунок реагентів, що підвищували їх термостійкість і зменшували надмірне загущення (флокуляцію), особливо після тривалих зупинок циркуляції.

Окрім сильних газопроявів і флокуляції розчинів, основними проблемами під час буріння зон АВПТ було надходження до бурових розчинів агресивних пластових вод та виникнення диференційних тисків під час регулювання його густини. Внаслідок високих концентрацій вуглекислоти та іонів полівалентних металів в пластових водах при високих температурах зазнавали термо-, солеокислювальної дії полімери-понижувачі фільтрації бурового розчину, (різко зростав показник фільтрації, знижувались показники рН та загальної лужності, важкий розчин погіршував стабільність з осадженням бариту тощо). Зазвичай мінералізація пластових вод набагато перевищувала мінералізацію водної фази бурового розчину, що викликало осмотичні явища в пристовбурній зоні. В результаті не могла сформуватись стійка малопроникна фільтраційна кірка, яка повинна мінімізувати диференційні тиски, обмежити фільтрацію та змішування розчину з пластовими водами.

Вдосконалення термостійких розчинів за весь час буріння в зонах АВПТ з агресивними флюїдами пройшло в кілька етапів. На початку застосовувались рецептури частково мінералізованих гуматних та лігносульфонатних бурових розчинів, що склалися з понижувачів фільтрації-структуроутворювачів (глина, КМЦ, ПВЛР, КССБ), мастильної домішки (нафта),

середніх концентрацій солі ( $NaCl$  чи  $KCl$ ), регуляторів лужності (кальцинована та каустична сода). Іноді для розрідження розчину вводили вапно. Однак ці бурові розчини були недостатньо стабільними і не забезпечували достатньої стабільності ствола свердловини. В наступні роки розчини вдосконалювались за рахунок застосування розріджувача (ФХЛС), полімерів типу ГПАА, високоокисленого бітуму, збільшення вмісту нафти, ПВЛР, хлоридів натрію чи калію, добавок МАС-200, ЗМАД. Застосування ФХЛС в переважній більшості випадків попереджало флокуляцію розчину та надавало йому достатньої солестійкості. Введення до розчину ГПАА не завжди призводило до позитивного результату, особливо в умовах надходження до розчину полівалентних іонів з пластових вод. Вапно, в умовах недостатньо ефективної системи очищення та нерегулярності введення, іноді ставало причиною загущення розчину в нижній частині ствола після СПО та інших тривалих зупинок циркуляції. В цілому, на той час ці рецептури були визнані найбільш оптимальними для буріння свердловин з АВПТ.

В останні десятиліття було розроблено рецептури полімер-вапнистих та гуматно-акрилокалієвих бурових розчинів, які стали основою для застосування в умовах високих температур і тисків. Розчини мають стабільні структурно-реологічні та фільтраційні властивості за температури до  $150^{\circ}C$ , достатні інгібуючі властивості, перспективні для вдосконалення в більш жорстких умовах буріння, наприклад, в глибинних зонах з АВПТ.

Прикладом свердловини, що відкрила глибинну зону АВПТ з виникненням великих труднощів під час буріння, є недавно пробурена свердловина № 250 Західно-Солохівського газоконденсатного родовища (ГКР) в центральному гіпсометрично припіднятому блоці в межах апікальної частини Західно-Солохівського підняття.

Свердловина № 250 Західно-Солохівська закладалась з метою вивчення геологічної будови, оцінки нафтогазонасиченості візейських, турнейських та девонських відкладів у межах присьової частини ДДЗ. Незважаючи на значні глибини залягання цих відкладів (орієнтовно до 6200 м) ймовірність сприятливих умов для виявлення покладів вуглеводнів в умовах Західно-Солохівської структури в прибортових частинах западини фахівцями розглядається як висока. Так, за даними сейсміки 3D піщані горизонти девону в цій структурі перекидає потужна органогенна споруда в карбонатних відкладах нижнього візе-турнею.

Найбільшої глибини 5605 м свердловина досягла під час буріння першого ствола. З глибини 4970 м густину полімер-вапнистого бурового розчину поступово підвищили до значення  $2000 \text{ кг/м}^3$  згідно з проектом. Подальше буріння до вибою 5200 м проводилось в штатному режимі, а нижче розпочалися посадки-затягнення, осипання ствола, розростання жолобних виробок, прихвати інструменту, довільне підвищення мінералізації бурового розчину за  $NaCl$  (з 5-6%

до 14-15%) та зростання в ньому концентрації іонів кальцію (з 0,05 до 0,4%). Записи геофізичних досліджень свердловин (ГДС) в першому стволі проведені до глибини 5480 м (далі проходження приладів утруднювалось). В інтервалах 5489-5498 м та 5569-5577 м відібрано керн, який представлений вапняками з прошарками доломітів та ламким безкарбонатним аргілітом. З глибини 5595 м згідно із записами газокаротажної станції, літологія порід змінилась у бік зростання аргілітів – до 80%, решта – вапняк.

В стратиграфічному відношенні першим стволем свердловини були розкриті відклади верхнього візею, представлені піщано-алевролітовими сумішами з аргілітами та пісковиками, та нижнього візею і, частково, турнею. Серйозні проблеми з бурінням, які призвели до двох прихватів з перебудуванням двох інтервалів, виникали у відкладах візею, представленого тріщинуватими теригенно-карбонатними товщами (вапняки, аргіліти, алевроліти та пісковики). Турнейський аргіліт, представлений теригенними породами (аргілітами, алевролітами, пісковиками) та, меншою мірою, вапняками, на свердловині, можливо, розкритий з глибини 5595 м. Нижче розташовані нерозкриті надсольові відкладення фаменського ярусу та девонська кам'яна сіль франкського віку (проектний вибій).

Для з'ясування процесів, що виникли в інтервалі відкладів верхнього та нижнього візею між буровим розчином та породами, було проаналізовано гідрогеологічну складову гірничо-геологічних умов буріння.

Верхньовізейський водоносний комплекс містить горизонти переважно в пористих пісковиках. Води хлоридно-натрієві, мінералізація яких змінюється від 137,7 г/л (горизонт В-16) до 210 г/л (горизонт В-19). Води мають високий ступінь метаморфізації ( $r_{NaCl} = 0,61-0,72$ ), підвищений вміст іону  $HCO_3$  та вільної вуглекислоти у водорозчинних газах – 1,6-3,5 об. %. Вміст мікрокомпонентів: йод – 13,5-28 мг/л, бром – 82-145 мг/л.

Води цього типу знижують показники лужності бурового розчину з флокуляцією глинистої фази.

Нижньовізейський водоносний комплекс залягає в зоні глибинного катагенезу під ізотермою 120°C. За межами впливу Бакейського соляного штоку (свердловина 250, ймовірно, знаходиться за його межами) води мають гідрохімічну інверсію (мінералізація 57,1-139,7 г/л), в них збільшується вміст  $HCO_3$  (до 1427 мг/л), бору (45-50 мг/л),  $CO_2$  (4,6 об. %), іонів кальцію (до 10 екв. %); таким чином, за катіонним складом води відносяться до кальцієво-натрієвих.

Води цього типу чітко знижують лужність бурового розчину за ознаками бікарбонатного забруднення (погіршення співвідношення структурно-реологічних показників), відбувається окислення полімерів-понижувачів фільтрації, кальцієва деструкція акрилових полімерів, флокуляція глинистої фази.

У нижньовізейсько-турнейському водоносному комплексі, який чинить найбільший

вплив на параметри бурового розчину (приблизно з глибини 5200 м), мінералізація пластових вод підвищується до значень 313 г/л (вимір по свердловині 64). Це пов'язано з наближенням до соленосної формації девону та, можливо, до Бакейського соляного штоку. Ці води відзначаються порівняно високим вмістом таких індикаторів, як йод (до 54 мг/л), бром (113-219 мг/л), бор (40-70 мг/л) вміст іонів кальцію піднімається до 20 % - екв. До того ж, пластові тиски у цьому водоносному комплексі з температурами понад 120°C можуть сягати 100 МПа і вище. Під час буріння третього ствола проблеми виникли теж з глибини близько 5200 м. Вибіркові дані параметрів розчину по свердловині зведено до табл. 1.

Внаслідок максимальної мінералізації пластової води, підвищеного вмісту іонів кальцію та високих пластових тисків у відкладах нижнього візею і турнею виникає змішування води з буровим розчином. Внаслідок цього останній зазнає бікарбонатного забруднення, окислення, кальцієвої агресії з відповідним погіршенням технологічних параметрів.

Аналіз показав, що буровий розчин у свердловині 250 зазнавав впливу мінералізованої пластової води з відкладів нижньовізейсько-турнейського водоносного комплексу, зокрема зростає вміст іонів кальцію, знижувалась лужність ( $P_f/M_f$ ) та показник рН, вибієнні порції бурового розчину мали підвищений показник фільтрації з нестабільними структурно-реологічними параметрами. Для мінімізації її впливу розчин оброблявся термостійкими понижувачами фільтрації, в тому числі вибієнної (Resinex, POLY-PLUS, ПАЦ) та розріднювачами (XP-20, КССБ), для зменшення вмісту розчинного кальцію і підвищення рН – кальцинованою і бікарбонатною содою та каустиком, вапно додавали для додаткового регулювання лужності, покращення кольматуючих та зміцнюючих властивостей [2].

Дослідження іонного складу фільтрату бурового розчину, в тому числі і мікрокомпонентів (як маркерів забруднення), підтвердили, що забруднення зумовлені пластовими водами з відкладів нижньовізейсько-турнейського водоносного комплексу.

Зокрема, досліджуючи вміст мікрокомпонентів (йоду та броду) в пробі бурового розчину від 05.03.2012 року виявили в ньому вміст йоду – 37,7 мг/л, броду – 10,7 мг/л. Бром порівняно з йодом має високу реакційну здатність, тому не накопичувався у розчині. Тому бром може слугувати надійним маркером забруднення тільки одразу після змішування пластової води з буровим розчином. Зіставлення концентрацій мікрокомпонентів у розчині та пластових водах вказує на нижньовізейсько-турнейський водоносний комплекс як потенційний забруднювач бурового розчину. Зазначимо, що для обробок і поповнення об'єму розчину використовувалась технічна вода, в якій вміст цих мікрокомпонентів був на порядок нижчим.

Аналіз свідчить, що основними причинами, які вплинули на швидкість забруднення

Таблиця 1 – Параметри бурового розчину по свердловині 250 Західна-Солоха (за даними ХВБР та УкрНДІгазу)

Розчин	Параметри									
	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	T, c	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30 хв	СНЗ 1/10, дПа	Рf/Mf	NaCl, %	$\eta$ , мПа·с	$\tau$ , дПа	pH	Ca <sup>2+</sup> , %
24.01.2011р. Вибій 5104 м. 1 стовбур	2020	94	2,6	24/53	-	6,5	137	220	11,1	0,2
14.02.2011 р. Вибій 5211 м. 1 стовбур	1960	102	4,0	84/135	1/1,9	8,7	98	220	10,5	0,2
09.03.2011 р. Вибій 5360 м. 1 стовбур	1990	90	4,4	99/153	-	13,4	71	167	11,2	0,25
16.05.2011 р. Вибій 5498 м. 1 стовбур	1970	48	5,0	30/69	0,7/1,1	14,5	54	72	11,6	0,12
17.01.2012 р. Вибій 5256 м. 3 стовбур	1950	52	6,2	8/18	-	12,4	62	96	10	0,24
25.01.2012 р. Вибій 5334 м 3 стовбур	1960	72	6,8	4/26	0,6/1,5	13	94	53	10,4	0,34
22.02.2012 р. Вибій 5483 м 3 стовбур	1940	148	2,4	129/189	0,65/1,3	16,2	107	286	10,2	0,28
01.03.2012 р. Вибій 5494 м. 3 стовбур	2000	70	2,8	18/57	1,0/1,7	15	96	158	10,4	0,2
Згідно з проектом – полімер-вапнистий, вміст KCl – 3%	2020	40-80	4-6	5-40/5-50	-	-	10-30	5-50	11-13	-

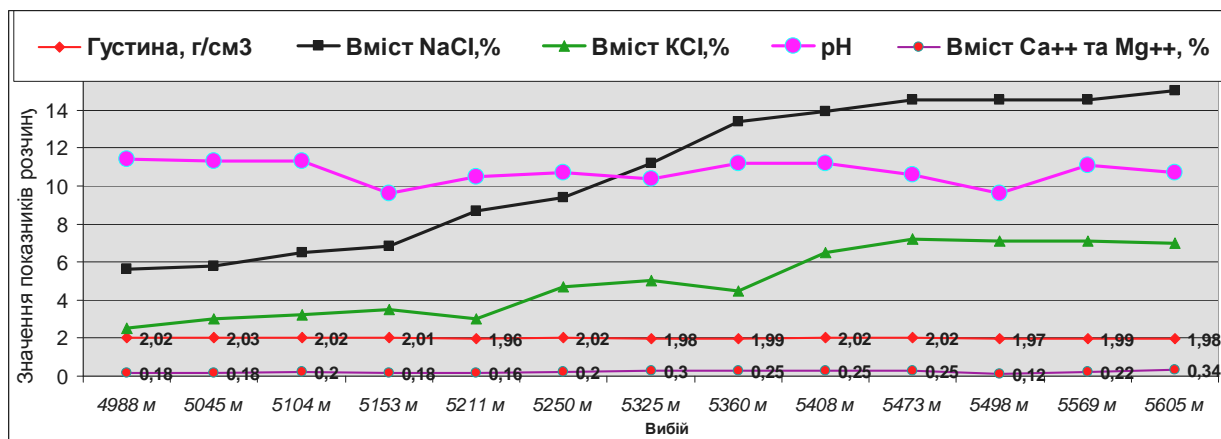


Рисунок 1 – Чутливі показники бурового розчину зі свердловини 250 З-Солохівська у процесі буріння першого ствола

розчину цими пластовими водами, стала недостатня густина бурового розчину, недостатня мінералізація його водної фази (яка викликає осмотичний потік солей з пластової води), трудність формування міцної фільтраційної кірки в карбонатних тріщинуватих відкладах за високих температур і тисків.

Внаслідок цього, після надходження пластової води (що супроводжувалось зростанням

вмісту NaCl, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>; рис.1), потрібно було регулювати густина та інші показники розчину.

Дані рис. 1 вказують на довільне поступове значне зростання вмісту NaCl в процесі розкриття візейсько-турнейських відкладень, хоча буровий розчин за цей період розбавлявся преміксами на основі води з KCl. В цілому об'єми розбавлення в цьому інтервалі склали більше одного повного об'єму циркулюючого буро-

Таблиця 2 – Переваги та недоліки основних типів бурових розчинів в умовах високих температур і тисків

Переваги та недоліки різних типів розчинів	Розчини на водній основі	Розчини на неводній основі та інвертні емульсії
Термостійкість, °С	До 225	До 180
Солестійкість		+
Екологічність	+	
Змашувальні властивості		+
Міцність фільтраційної кірки	+	+
Стійкість структурно-реологічних показників	+	
Стійкість показників фільтрації ( $\Phi_{\text{АНІ}}$ , $\Phi_{\text{НРНТ}}$ )		+
Чутливість до забруднень ( $\text{Ca}^{2+}$ , $\text{Mg}^{2+}$ , $\text{CO}_2$ )		+
Інгібуючі властивості,		+
Експлуатаційні витрати	+	+
Вартість базової рецептури	+	
Корозійна активність		+
Стійкість до водопроявів	+	

Примітка: знак “+” означає перевагу даного типу розчину

вого розчину, таким чином вміст NaCl без врахування цього фактору міг досягати значення до насичення. Вміст іонів  $\text{Ca}^{2+}$  та  $\text{Mg}^{2+}$  обмежували в результаті обробок значеннями не вище 0,35%, інакше розчин би погіршував технологічні структурно-реологічні властивості зі зростанням показника фільтрації.

Порівняння технології застосування важких бурових розчинів для умов АВПТ в Україні та в інших нафтогазовидобувних регіонах показує багато спільних рис. В цілому рецептура та шляхи підтримання стабільності властивостей бурового розчину, застосовані на свердловині 250 Західно-Солохівська та інших зі схожими умовами буріння, відповідає підходам, яких, притримуються провідні сервісні компанії з бурових розчинів.

Світовий розвиток технології застосування важких термостійких розчинів пов'язаний зі зростанням глибин буріння в умовах високих температур і АВПТ. Екстремальні умови буріння свердловин в Північному морі (родовища Elgin, Franklin, Erskin тощо), в Саудівській Аравії, деяких інших родовищах Близького Сходу, Великобританії, Південного Техасу, Мексиканської затоки, Болівії та Венесуели тощо іноді потребували застосування бурових розчинів густиною до 2450 кг/м<sup>3</sup> для умов пластових температур, що сягали 215°C. Саме тоді (у 60<sup>х</sup> роках минулого століття) було розроблено методику вимірювання горизонтальної фільтрації НРНТ (вимір показника фільтрації за високих тисків і температур), який надалі став обов'язковим показником під час буріння свердловин з пластовими температурами понад 149°C. Причинами розробки цього показника стала загальна нестійкість стволів свердловин, товста пухка кірка за низьких показників  $\Phi_{\text{АНІ}}$ . Моделювання фільтрації у вибійних умовах показало, що цей показник різко (в десятки разів) зростає з підвищенням температур і тисків.

В результаті було розроблено відповідні прилади та сформовано вимоги до показника  $\Phi_{\text{НРНТ}}$ . В більшості випадків цей показник обмежується значенням не більше 15 см<sup>3</sup>/30 хвилин.

В Україні цей показник хоч і не став обов'язковим, проте досить широко застосовується в практиці буріння глибоких інтервалів свердловин з високими температурами.

До розробки спеціальних розчинів для екстремальних умов буріння сервісні компанії спонукала низка катастрофічних за наслідками аварій на свердловинах. Досягнута техніка буріння дозволяла обладнанню бурових установок та інструменту на той час бурити до глибин 7000-8000 метрів, проте неможливість управляти властивостями бурових розчинів на цих глибинах нівелювала ці досягнення.

На початку досліджень буровики визначились, які розчини (на водній основі, інвертні емульсії, на неводній основі) є більш прийнятними для умов високих температур і тисків. Кожен з цих типів розчину мав свої переваги і недоліки (таблиця 2).

Зокрема, порівняно з інвертними емульсіями та розчинами на неводній основі, розчини на водній основі краще зберігають стабільність при ГНВП, краще втримують обважнювач (барит) при тривалих зупинках циркуляції, мають меншу концентрацію твердої фази при однакових густинах. А ще, в середовищі розчинів на водній основі легко зафіксувати початкові стадії газонафтопроявів.

Проте розчини на водній основі мають більші коефіцієнти тертя при вимірюванні змашувальних властивостей, інші показники в умовах високих температур і тисків є більш чутливими до фізико-хімічних забруднювачів ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , цемент,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ , вибурена порода, бікарбонатне забруднення тощо). В результаті, при застосуванні цих розчинів характерним є підвищення еквівалентних тисків циркуляції,

гірше регулювання показників вибієної фільтрації, проблеми з формуванням еластичної міцної фільтраційної кірки.

Експлуатаційні витрати (інтенсивність розбавлення, об'єми та частота обробок тощо) у розчинів на водній основі зазвичай (за нормальних умов буріння) більші, проте, у випадках газоводопроявів, значних поглинань тощо загальна вартість підтримання технологічних показників вища у його конкурентів.

Таким чином, сучасна практика застосування термостійких розчинів на неводній основі в основному обмежується випадками експлуатаційного швидкісного буріння з добре вивченими гірничо-геологічними умовами, відсутніми поглинаннями тощо. Їх застосування потребує відповідного очищення, підвищених вимог до утилізації шламу, герметичності та надійності ліній систем циркуляції і очистки. В результаті, при початковій високій вартості, розчини на неводній основі, внаслідок багаторазового повторного використання на багатьох свердловинах, стають порівняно економічними. Найбільших успіхів у застосуванні таких розчинів досягли спеціалізовані сервісні компанії на нафтових родовищах Канади (Північна Альберта та Британська Колумбія), де масового поширення набули розчини на основі мінерального мастила і гасу (середні глибини буріння до 5800 метрів, свердловини з горизонтальними інтервалами до 2000 метрів, пластові температури в продуктивних інтервалах 175-185°C, густина бурових розчинів на неводній основі - 2200 кг/м<sup>3</sup>).

Для буріння в Україні жорсткі техніко-технологічні вимоги в більшості випадків роблять неприйнятним застосування розчинів на вуглеводневій основі.

Таким чином, в екстремальних гірничо-геологічних умовах України (відкладення з АВПТ), застосування розчинів на вуглеводневій основі потребує жорстких початкових умов, призведе до надмірних витрат на підтримання його технологічних показників та об'ємів і не гарантує швидкого безаварійного будівництва свердловини.

Тому саме термосолестійким розчинам на водній основі на даний час немає альтернативи в більшості нафтогазодобувних регіонів світу. Вдосконаленням подібних рецептур продовжують займатися всі провідні сервісні компанії [4-6].

Для порівняння відповідності гірничо-геологічним умовам застосовуваної на свердловині 250 З-Солохівська полімер-вапняної рецептури бурового розчину проаналізовано термосолестійкі рецептури провідних сервісних компаній з бурових розчинів. Ці компанії застосовують відповідні рецептури, які відрізняються широким спектром хімеагентів, проте мають багато спільного (табл. 3).

Зокрема, серед розчинів на водній основі, M-I Drilling Fluids для умов високих вибієних температур і тисків використовує систему DURATHERM (ENVIROTHERM), компанія

BAROID використовує THERMA DRILL, компанія Baker Hughes – розчин PYRO-DRILL.

У термостійких рецептурах бурових розчинів всіх компаній використовується також вапно, каустик, гіпс, барит, KCl, KOH, набір кольматантів різного ступеня помелу (мармур, крейда тощо).

Головний принцип формування таких розчинів – кожен окремих реагент повинен виконувати одну головну функцію (при цьому може бути кілька допоміжних), що сприяє досягненню синергетичного ефекту за кількома важливими показниками у рецептурі розчину.

Найважливіший реагент таких розчинів – реагент для регулювання (стабілізації та зниження) реологічних показників. Контроль реології у розчині з великою кількістю твердої фази за високих температур є ключовим фактором успіху. Таким реагентом став розроблений аніонний акриловий співполімер (в торгових назвах термостійких реагентів різних компаній має додаток – THIN), що володіє дефлокулюючою дією зі зниженням показників швидкості зсуву в широкому інтервалі показника рН та зі значними концентраціями іонів полівалентних металів у розчині.

Інший важливий реагент призначений для регулювання високотемпературної фільтрації – синтезований співполімер вініламіду/вінілсульфонату, який вперше було розроблено під торговою назвою Hostadrill. В подальшому цей реагент удосконалили за показником стійкості до іонів кальцію та магнію і загальної мінералізації (табл. 4), і на сьогодні він є найефективнішим понижувачем фільтрації за температур до 232°C.

Для синергетичного ефекту зниження високотемпературної фільтрації застосовуються модифіковані лігніти (реагенти на основі витяжок з бурого вугілля). На сьогодні вдосконалені реагенти з лігніту мають термостійкість до 205°C і досить високу стійкість до дії іонів Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, мають додаткову розріджуючу дію. Перевагами цих реагентів є повна розчинність у воді, що забезпечує їх тривалу дію у буровому розчині, і відсутність відсіювання в процесі очищення.

Було визначено і додаткові вимоги до термостійких бурових розчинів. Зокрема, для формування якісної фільтраційної кірки у рецептурі потрібно мати певну кількість високоякісної бентонітової глини (10-20 кг/м<sup>3</sup>). Важлива роль відводиться частково розчинним сульфонованим бітумам – вони мають інгібуючу дію, знижують Ф<sub>нрнт</sub>, покращують термостійкість розчину. Серед реагентів для регулювання лужності найефективнішими було визнано NaOH та KOH; реагент Ca(OH)<sub>2</sub> має обмежене застосування.

У разі надходження до розчину кислих газів (з пластових вод, з органіки вибуреної породи, внаслідок термокислотної деструкції полімерів і органічної колоїдної фази) в нього додається реагент для їх зв'язування – нейтралізатор CO<sub>2</sub>. Реагент являє собою запатентовану суміш буферних компонентів в етаноламіні.

Таблиця 3 – Хімреагенти та матеріали до термосолестійких бурових розчинів на водній основі

Опис реагента	M-I Drilling Fluids	Baroid	Baker Huges	БУ “Укрбургаз”
Лігнін, оброблений KCl і KOH (NaOH)	K-17, Resinex	N- Lig, Baranex	CHEMTROL, LIGNO	Resinex
Співполімери	THERMEX	THERMA-CHEK	PYRO-TROL, MIL-TEMP	-
Модифіковані таніни	SPERSENE	ENVIRO-THIN	TEQ-THIN	-
Високомолекулярні полімери (ГПАА+синт.)	POLY-PLUS	THERMA-VIS	NEW-DRILL, PYRO-VIS	POLY-PLUS
Масильні домішки для зменшення крутного моменту і зтяжок	E.P. Lube IDLUBE	EP Mud Lube, TORQ-TRIM	Lubri-Film, MIL-LUBE	не застосовуються
Поліакрилати	TACKLE, SP-101	TERMA-THIN, BAROTHIN	KEM-SEAL, MIL-THIN	-
Лігносульфонати-розріднювачі	XP-20	Q-Broxin, LIGNOX	CHROME-FREE	XP-20, КССБ
Поліаніонна целюлоза	POLIPAC L, R	PAC L, R	MIL-PAC L, R	CELPOL, FINNFIX
Суміш асфальтенів	STABIL HOLE	AK-70	Carbotrol	Окислений бітум
Сульфований бітум	Soltex	Barotrol	Protectomagic, Sulfatrol	Soltex
Високоякісний глинопорошок	M-I GEL	AQUAGEL GOLD SEAL	MILGEL	Бентоніт
Соли	KCl	KCl	KCl	KCl
Поглиначі кисню	SAFE-SCAV	BARASCAV	OXYGEN	не застосовуються
Нейтралізатори CO <sub>2</sub>	CONQOR	BARACOR-95	BRINE-PAC	не застосовуються

Таблиця 4 – Стійкість окремих компонентів бурових розчинів

Загальна назва реагенту	Термо-стійкість, С°	Стійкість до іонів жорсткості, мг/л	Стійкість до мінералізації, хлориди, мг/л
Кукурудзяний крохмаль	107	3000	до насичення
Картопляний крохмаль	120	8000	до насичення
Карбоксиметильований крохмаль	135	1200	до 100000
Біополімер (XCD)	140		
Низьков'язка карбоксиметилцелюлоза	150	600	до 20000
Високов'язка карбоксиметилцелюлоза	150	600	до 20000
Частково гідролізований поліакриламід	150	300	10000
Низьков'язка поліаніонна целюлоза	155	1000	до насичення
Високов'язка поліаніонна целюлоза	160	1000	до насичення
Модифікований лігнін	177-205	3000	до насичення
Модифіковані лігносульфонати	177	8000	до насичення
Поліакрилат натрію	205-230	400	10000
Співполімери вініламіду/вінілсульфонату	до 232	3000	до 10000

Додатково реагент стабілізує рН розчину, має інгібуєчий ефект та нейтралізує сірководень.

Досить важливими компонентами для термостійких розчинів поглиначі кисню. Кисень в буровому розчині з'являється внаслідок термокислювальної деструкції компонентів розчину та вибуреної породи і проявляється у зниженні показника рН та втрати основних технологіч-

них показників розчину. Кисень викликає корозію бурильних та обсадних труб, іншого обладнання, що контактує з буровим розчином. Для визначення швидкості корозії в умовах високих температур сервісні компанії широко використовують метод корозійних кілець. Для зв'язування кисню в обов'язковому порядку в розчин додається його поглинач – порошкопо-

дібний сульфат натрію під різними торговими назвами.

В Україні, під час буріння в умовах високих температур і тисків, на жаль, відсутня культура цілеспрямованої боротьби з термоокислювальною деструкцією органічних компонентів розчину та додавання зв'язувачів ксию.

Термосолестійкість бурових розчинів складається зі стійкості окремих його компонентів (табл. 4), проте загалом не завжди стійкість розчину визначається його "найслабшою" чи "найсильнішою" ланкою. Вона може бути вищою внаслідок синергетичного ефекту взаємодії реагентів [3], а може різко знизитись внаслідок недотримання вимог до регулювання параметрів термосолестійких бурових розчинів чи виникнення несподіваних ускладнень геологічного характеру.

Для мінімізації проблем, пов'язаних з термосолестійкістю бурових розчинів, потрібно проводити відповідні лабораторні дослідження на стадії проектування будівництва свердловини

Практика буріння свердловин з АВПТ і високими температурами на родовищах України виявила кілька проблем з буровими розчинами, які ще потребують вирішення.

До таких проблем належать періодичне випадіння бариту в осад, постійне поглинання (відфільтровування) бурового розчину невеликих чи середніх об'ємів, нестабільність структурно-реологічних показників та показника вибієної фільтрації.

Випадання бариту в осад зумовлене недостатньою стабільністю розчину у вибієних умовах, викликаною різними причинами; надходженням у ствол свердловини напірних мінералізованих пластових вод, особливо під час тривалих зупинок циркуляції, нестабільністю стволу тощо. Осідання бариту зазвичай не фіксується під час буріння і промивання свердловини, воно виявляється під час чи після СПО. Якщо стабільність розчину порушена досить сильно, осад бариту спостерігатиметься і в звичайних умовах (в робочих ємностях). Найчастіше осадження бариту викликане різницею структурно-реологічних показників розчину за нормальних умов (достатні під час вимірювання за температури доквілля) та у вибієних умовах (температури перевищують 130°C з високими тисками). За вибієних температур розчин може сильно розріджуватись. Для визначення різниці потрібно виміряти реологічні показники за нормальних та вибієних умов (наприклад, віскозиметром - Фанн 70). Сильне розрідження розчину за високих температур зазвичай свідчить про недостатній вміст структуроутворюючих полімерів і органічних колоїдів в розчині чи про його фізико-хімічне забруднення (за результатами аналізів). Для підвищення стабільності відповідною повинна бути і обробка розчину.

Поглинання (відфільтровування) бурового розчину має кілька основних причин – наявність пластів з достатньою для поглинання пори-

стістю і проникністю (часто поглинання викликані тріщинами в пластах), та недостатнім вмістом сортаменту відповідних кольматантів, які за розмірами відповідають умовам ефективної кольматації, а також недостатні кіркоутворюючі властивості розчину у вибієних умовах. Щоденно в свердловинах з АВПТ і високими температурами зазвичай фіксується до 10 м<sup>3</sup> поглинутого розчину. В лабораторних умовах найбільш ефективно можна визначати умови ефективної кольматації за допомогою РРА (Particle Plug Apparatus), в якому вимірюється показник фільтрації на керамічних дисках з пористістю, яка відповідає медіанним значенням пористості поглинаючого пласта. Вимірюється показник миттєвої фільтрації (за 3 хвилини), та фільтрація за більший термін часу (наприклад, 30 хвилини).

Щоб мінімізувати нестабільність структурно-реологічних показників та показника вибієної фільтрації потрібно формувати стійку фільтраційну кірку, підтримувати вміст полімерів та органічних колоїдів, стійких до високих температур та іонів жорсткості, в тому числі внаслідок їх синергетичної взаємодії [3], підтримувати підвищену лужність і кольматуючі властивості розчину.

Застосування сучасних досягнень науки для розроблення ефективних рецептур бурових розчинів іноді приносить несподівані результати. Результатом синтезу нових полімерів на об'єднанні, яке використовується для створення сучасних медичних препаратів, став цікавий буровий розчин з торговою назвою "Boremax" ("Бормакс") [6], який успішно застосовується і в умовах високих тисків та температур (табл. 5).

Розчин «Бормакс» було розроблено у 2002 році і захищено патентом [4]. Полімерна основа розчину складають ГПАА з молекулярною масою від 500000 до 2 млн. (вміст 1 – 2 мас. %) та ГПАА з молекулярною масою від 4 до 15 млн. (вміст до 0,5 мас. %), а також довголанцюгові поліспирти та/або поліаніонна целюлоза з молекулярною масою від 200 – до 500 (вміст 1 – 2 мас. %). У буровому розчині рН регулюється у межах 8,5 – 10,0. При реалізації рецептури Бормаксу під час буріння свердловин до цієї основи можуть додаватися допоміжні реагенти (див. табл. 5). Система «бентонітова глина – синергетична суміш трьох полімерів (флокулянта загальної дії, селективного флокулянта та понижувача фільтрації)» Бормакс характеризується низьким вмістом колоїдної твердої фази, високим ступенем інгібування і здатністю розріджуватися за високих швидкостей зсуву. Низький вміст колоїдної фракції у розчині може підтримуватися стандартним обладнанням механічного очищення бурового верстату. Встановлено, що система цього розчину забезпечує ефективність очищення від вибуреної породи на стандартному обладнанні на рівні 85%, що є близьким до показників гідрофобно-емульсійних систем (85-90%).

Бормакс має високий рівень інгібування навіть при повній відсутності неорганічних ін-

Таблиця 5 – Базовий склад бурового розчину “Бормакс”

Компонент розчину	Функції	Концентрація
POLYAC-PLUS (низькомолекулярний НПАА)	Понижувач фільтрації, понижувач в'язкості	10 - 20 кг/м <sup>3</sup>
CLAY-GRABBER (високомолекулярний НПАА)	Флокулянт-інгібітор	0,1 - 0.5 кг/м <sup>3</sup>
Гуматні реагенти та ПАЦ (за необхідності)	Додаткові понижувачі фільтрації	10-20 кг/м <sup>3</sup>
Бентоніт	Структурутворювач, понижувач фільтрації	0-40 кг/м <sup>3</sup>
Барит, крейда	Обважнювач, кольматант	До густини 2100 кг/м <sup>3</sup>
BAROTROL PLUS (сульфований бітум) BORE-HIB (суміш рідкого скла з гліко- лями)	Додаткові інгібітори та понижувачі фільтрації	0-20 кг/м <sup>3</sup>
TORQ-TRIM II, DRIL-N-SLIDE, Glutal	Мастильні домішки	0-20 кг/м <sup>3</sup>
Термостійкий біополімер чи XCD	Загушувач	0-5 кг/м <sup>3</sup>
Сода харчова, каустична сода, лимонна кислота	Зв'язувачі іонів Ca <sup>2+</sup> , регулятори показника рН	0-5 кг/м <sup>3</sup>

гібіторів внаслідок використання полімеру з високою молекулярною масою, а також аніонних полімерів для забезпечення фільтраційних властивостей. Для підвищення рівня інгібування буровий розчин може вмішувати додатково невелику кількість гліколей та силікату калію.

Термостійкість Бормаксу залежить від наявності та концентрації реагентів з різним ступенем стійкості проти термодеструкції. Базові акрилати мають термостійкість 204°C. Целюлозні понижувачі фільтрації мають термостійкість 149°C. При застосуванні в рецептурі модифікованого крохмалю та біополімеру (термостійкість 120°C) знижується і загальна протидія термодеструкції розчину. При застосуванні сульфованого бітуму чи спеціальних термостійких понижувачів фільтрації-структурутворювачів (Therma-Chek – співполімер вініламіду-вінілсульфонату; BIOVIS – термостійкого біополімеру; LIQVI-VIS EP – термостійкої гідроксиетилцелюлози) загальна термостійкість розчину може становити 205°C.

Цікавим є те, що буровий розчин утворює на стінках свердловини еластичну фільтраційну напівпроникну кірку з високим ступенем довшеності, що попереджує гідратацію глинистих порід. Кірка може розтягуватись в 1,2-2 рази, згинатись, не ламаючись, і не руйнується під час СПО чи проробок. Ці властивості кірки забезпечують унікальний профіль ствола свердловини, характерний для розчинів на неводній основі.

Недоліками Бормаксу вважається нестійкість до іонів Ca<sup>2+</sup> (поріг стійкості базової основи становить близько 600 мг/л), та відносна нестійкість до цементного забруднення: за показників рН розчину понад 10, спричинену цементом, спостерігається запах аміаку внаслідок лужного гідролізу НПАА. Проте, після коригування рН властивості розчину відновлюються.

Виходячи з вибору НПАА основа рецептури може вдосконалюватись у напрямку зростання стійкості до іонів двовалентних металів та подальшого зниження витрат на хімічну обробку. Це можуть бути реагенти, що широко використовуються на сьогодні в Україні у мінералізованих, полімерно-калієвих та вапнисто-калієвих бурових розчинах, і які є органічною колоїдною фазою, полісахариди та низькомолекулярні органічні з'єднання. Для цього в Україні є достатньо розвинута сировинна база.

Таким чином, термосолестійкі бурові розчини (в тому числі на основі НПАА нового покоління) доцільно вдосконалювати та впроваджувати під час будівництва нафтових і газових свердловин в Україні з урахуванням сучасних розробок провідних сервісних компаній світу.

### Література

1 Лизанець А. В. Попередній геологічний прогноз аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних басейнах на генетичній основі / А.В. Лизанець, І.І. Зіненко, О.П. Заріцький, А.С. Тердовідов / Питання розвитку газової промисловості України.. Збірник наукових праць. Геологія газових і газоконденсатних родовищ. Буріння газових свердловин. Розробка газових і газоконденсатних родовищ. – 2001, вип. XXIX. – С. 165-171.

2 Васильченко А.О. Захист стінок свердловин. Перегляд ролі реагентів / А.О. Васильченко, С.В. Локтев, М.В. Боровик, Я.С. Яремійчук, В.Г. Филь, А.М. Андрусак // Нафт. і газова пром-сть. – 1998. – №3. – С. 26-27.

3 Васильченко А.О. Малоглинисті системи бурових розчинів на основі синергетичних сумішей / А.О.Васильченко, О.В.Кустурова, М.В. Гордійчук. // Питання розв. газової пром-сті. – 2004. – Вип. XXXII. – С. 161-162.

4 C.J. Thaemlitz. New Environmentally Safe High-Temperature Water-Based Drilling-Fluid System.[Текст] / C.J. Thaemlitz, SPE, A.D.Patel, SPE, George Coffin, SPE, and Lee Conn, M-I Drilling Fluids LLC.// SPE Drill & Completion. – 1999. – No. 3. – Vol.14.

5 Elliott J. Cervantez R., Estep J., and Sills B.: "New inhibitive water-based fluid provided drilling performance comparable to invert emulsion systems in reactive shale sections", paper AADE-05-NTCE-03 prepared for presentation at the AADE 2005 National Technical Conference and Exhibition, held at the Wyndam Greenspoint in Houston, Texas, April 5-7, 2005.

6 Боровик М.В. Полімерні флокулянти в бурінні і системи бурових розчинів на їх основі / М.В. Боровик, А.О. Васильченко // Питання розв. газової пром-ті України: Зб. наук. пр. – 2010. – Вип. XXXVIII. – С. 74-79.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
20.11.13*

*Рекомендована до друку  
професором Коцкуlichem Я.С.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Мельником А.П.  
(УкрНДІгаз ДП «Укргазвидобування»  
НАК «Нафтогаз України», м. Київ)*

## АНАЛІЗ ВПЛИВУ КРОХМАЛЬНИХ РЕАГЕНТІВ НА ВЛАСТИВОСТІ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

О.С. Бейзик

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,  
e-mail: drill@nuing.edu.ua

Для регулювання параметрів прісних та слабкомінералізованих бурових розчинів найчастіше застосовують карбоксиметилцелюлозу (КМЦ). Однак, в Україні виробництво КМЦ не налагоджено, що спричиняє її дефіцит і високу вартість. Замінником КМЦ міг би слугувати екструзивний крохмаль (ЕКР), який в нашій країні виробляється у великих обсягах і відносно дешевий. Проте ЕКР має декілька недоліків: низька термостійкість (110-115°C), не стійкий до бактерицидної агресії, нерозчинний у воді, що ускладнює його застосування. Для покращення властивостей крохмалю і розширення області його застосування проопнується окислений карбоксильний крохмальний реагент (ОККР), який рекомендують для регулювання параметрів бурових розчинів. ОККР отримують у результаті окислення та прививання до макромолекули ЕКР карбоксиметильної групи (CH<sub>2</sub>COOH). Рекомендований реагент розчинний в воді, що полегшує роботу бурової бригади, стійкий до бактерицидної агресії, тому відпадає необхідність у застосуванні реагентів-антисептиків, а межа термостійкості становить 150°C. Реагент ефективно знижує фільтрацію прісних і слабкомінералізованих розчинів, та удвічі дешевший за КМЦ.

Ключові слова: крохмально-карбоксильний реагент, бактерицидна агресія, екструзивний крохмаль, перманганат калію, гідроксид калію, монохлороцтова кислота, карбоксиметильна група

С целью регулирования параметров пресных и слабоминерализованных буровых растворов чаще всего используют карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ). Однако производство КМЦ в Украине не налажено, что приводит к ее дефициту и большой стоимости. В качестве заменителя КМЦ мог бы служить экструзионный крахмал (ЕКР), который изготавливается в нашей стране в больших объемах и относительно дешевый. Однако ЭКР имеет ряд недостатков: низкая термостойкость (110-115°C), неустойчивость к бактерицидной агрессии, нерастворимость в воде, что усложняет его применение. Для улучшения свойств крахмала и расширения области его применения предлагается разработанный окисленный карбоксильный крахмальний реагент (ОККР) для регулирования свойств буровых растворов. ОККР получают в результате окисления и прививки к молекуле ЕКР карбоксиметильной группы (CH<sub>2</sub>COOH). Предлагаемый реагент растворим в воде, что облегчает работу буровой бригады в процессе обработки бурового раствора, имеет предел термостойкости 150°C, растворим в воде, стойкий к бактерицидной агрессии, эффективно снижает фильтрацию пресных слабоминерализованных растворов и в 2 раза дешевле по сравнению с КМЦ.

Ключевые слова: карбоксильный крахмальний реагент, бактерицидная агрессия, экструзионный крахмал, перманганат калия, гидроксид калия, монохлоруксусная кислота, карбоксиметильная группа

Carboxymethylcellulose (CMC) is used all over the world to control the parameters of fresh and low-mineralized drilling mud. However production of CMC in Ukraine is not properly arranged, which causes its deficit and high cost. An extrusive starch reagent (ESR) which is produced in our country in large volumes and is relatively cheap could have been a substitute for CMC. But ESR has several shortcomings including low thermal resistance (110-115°C). In addition it's nonresistant to bactericidal aggression as well as nonsoluble in water. As a result these factors complicate the application of ESR by the drilling crew. To improve the properties of starch and to broaden sphere of its application the authors of the article introduced oxydized carboxyl starch reagent (OSCR) which can be used to regulate drilling mud parameters. OSCR can be obtained in the process of oxydize and joining a carboxymethyl group (CH<sub>2</sub>COOH) to the ESR macromolecule. The proposed reagent is water-soluble which makes the drilling mud treatment easier. The reagent is also resistant to bactericidal aggression. The limit of its thermal resistance can reach 150°C. Besides it effectively decreases the filtration of fresh and low-mineralized drilling mud and is two times cheaper than carboxymethylcellulose.

Key words: carboxyl starch reagent, bactericidal aggression, extrusive starch, potassium permanganate, potassium hydroxide, monochloroacetic acid, carboxymethyl group.

Буріння нафтових і газових свердловин - поєднання комплексу технологічних процесів, спрямованих на забезпечення ефективності спорудження свердловин, запобігання виникненню ускладнень, зниження матеріальних та енергетичних витрат. Значну роль у цьому комплексі відведено промиванню свердловин, вибору типів та параметрів бурових розчинів та регулюванню їх параметрів, серед яких важливим є низький показник фільтрації промивальних рідин. Для зниження та підтримування показника фільтрації на рівні запроєктованих значень у практиці буріння нафтових і газових

свердловин застосовують широкий спектр хімічних полімерних реагентів на основі водорозчинних ефірів целюлози, на основі акрилових полімерів та похідних полісахаридів.

Реагенти на основі водорозчинних ефірів целюлози ефективно знижують показник фільтрації прісних та слабкомінералізованих бурових розчинів, мають відносно високу термостійкість (до 140°C). Однак, під час їх застосування буровий розчин слід додатково обробляти хімічними реагентами-понижувачами умовної в'язкості через здатність целюлозних реагентів значно загущувати промивальні рідини.

Ще однією їх вадою є втрата ефективності у висококонцентрованих сольових розчинах чи у випадку підвищення концентрації іонів кальцію і магнію понад 1000-1500 мг/л. Реагенти на основі водорозчинних ефірів целюлози в нашій країні не виробляються, а вартість однієї тони становить понад 20 тис. грн.

Реагенти на основі акрилових полімерів порівняно з целюлозними реагентами мають вищу термостійкість (до 200-210°C), але теж не стійкі до дії солей та іонів кальцію та магнію. Вартість однієї тони приблизно однакова з вартістю целюлозних реагентів.

Реагенти на основі полісахаридів включають різні похідні крохмальних реагентів, отриманих з кукурудзяного або картопляного крохмалю і на сьогодні у практиці буріння відомі під назвами «екструзивний крохмальний реагент (ЕКР)», «модифікований крохмаль» (МК), «декстрин» тощо. Вказані крохмальні реагенти відносно дешеві (порівняно з целюлозними реагентами дешевші у 5-7 разів), ефективно знижують показник фільтрації і прісних, і мінералізованих, і соленасичених бурових розчинів за незначного підвищення реологічних властивостей, стійкі до дії іонів кальцію і магнію за концентрації понад 1500 мг/л, що особливо є актуальним при розкритті газоносних горизонтів.

Основною вадою немодифікованих крохмальних реагентів є нерозчинність у воді, низька термостійкість – 100-110°C та здатність до ферментативної деструкції внаслідок дії різних бактерій [1-2].

Одним із найбільш поширених методів удосконалення властивостей крохмальних реагентів є хімічна модифікація молекули полісахариду.

Метою роботи є розробка розчинних у воді крохмальних реагентів з підвищеною термостійкістю та стійкістю до ферментативної деструкції, що досягається за рахунок модифікації молекули крохмалю, активації вільних гідроксильних спиртових груп.

З хімічного погляду молекула крохмалю – це лінійний стереорегулярний полісахарид, елементарна ланка якого містить три вільні спиртові гідроксильні групи, здатні вступати у хімічні реакції з утворенням ефірів та алкохолів [3]. Утворені внаслідок полімерорганічних перетворень похідні крохмалю розчиняються у воді та більшості органічних розчинників, а також легко переробляються усіма відомими способами. Похідні крохмалю є сировиною для харчової, фармацевтичної, паперової, текстильної промисловості тощо. Широке застосування похідні крохмалю отримали і в бурінні нафтових і газових свердловин.

Крохмаль [3] – головний резервний полісахарид рослин – нагромаджується у вигляді зерен у клітинах насіння, цибулин, бульб, а також в листках і стеблах у результаті фотосинтезу. Це безколірна, аморфна речовина, нерозчинна у холодній воді та деяких органічних розчинниках, у гарячій воді утворює клейстер. Крохмаль є сумішшю лінійного (амілози) та розгалуженого (амілопектину) полісахаридів із загальною

хімічною формулою  $(C_6H_{10}O_5)_n$ . Амілоза, в основному, побудована із залишків  $\alpha$ -D-глюкопіранози з 1:4-зв'язками. Залежно від виду рослини молекулярна маса амілози коливається від 150 тис. до 500 тис. Молекули амілопектину сильно розгалужені і складаються із фрагментів амілози, зв'язаних між собою  $\alpha$ -1:6-зв'язками, молекулярна маса  $10^6$ - $10^9$ . У структурі амілопектину розрізняють центральний ланцюг з кількістю ланок понад 60, що несуть залишок глюкози з вільною відновлювальною групою. Короткі ланцюги, розташовані на периферії молекули і всередині неї. У воді амілоза та амілопектин утворюють міцелярні розчини.

Співвідношення амілози та амілопектину у крохмалю залежить від різних факторів. В ньому міститься від 15 до 25% амілози та від 75 до 85% амілопектину.

Для надання полісахаридам необхідних властивостей проводять нітрування, гідроксилювання, карбоксиметилування, сульфування, окиснення тощо.

Поряд з такими перевагами основною вадою ЕКР, що утруднює його застосування, є низька термостійкість, нерозчинність у воді та схильність до ферментативної деструкції. Зокрема, крохмальний реагент можна використовувати тільки до глибини 3300 м, де вибійна температура становить 100-110°C, оскільки зі збільшенням глибини можлива його термічна деструкція. У нафтогазовій галузі існує потреба в спорудженні глибоких свердловин, на вибої яких температура може досягати до 140-160°C і вище, тому для буріння у таких умовах крохмальний реагент замінюють на КМЦ, яка значно дорожча від крохмалю.

Метою цієї роботи є аналіз впливу розроблених крохмальних реагентів на властивості бурових розчинів.

Поставленій меті досягнуто за рахунок розроблення крохмального реагента, що володіє кращими властивостями та може бути аналогом КМЦ.

Схему отримання цього реагенту можна описати такими хімічними реакціями [3]:

Реакція мерсеризації – це реакція взаємодії складних органічних речовин з лугом. Названа на честь німецького вченого Мерсера, який першим провів таку реакцію.

Реакція етерифікації – утворення складних ефірів із кислот та спиртів. Лужний крохмаль є сполукою складних спиртів.

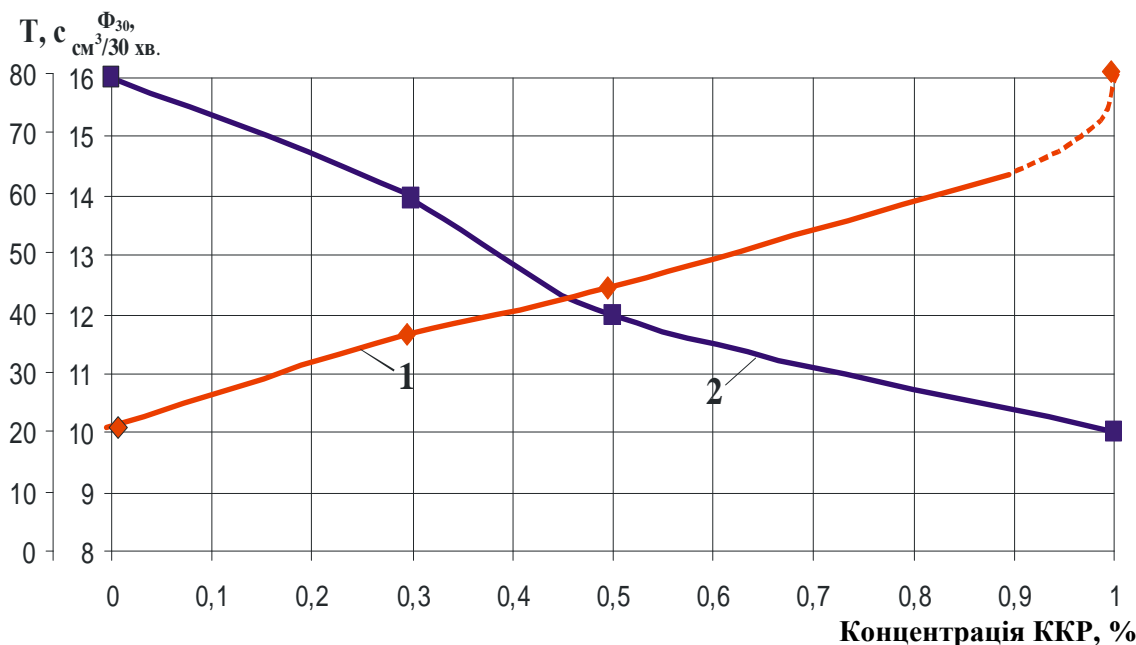
Враховавши особливості функціональних груп молекули крохмалю, для приготування ККР проведено лабораторні експерименти, у результаті яких отримано реагент та оцінено його ефективність у лабораторних та промислових умовах.

Під час лабораторних досліджень отримано карбоксильний крохмальний реагент, який є порошкоподібною речовиною білого або жовтуватого кольору, розчинний у воді. Відтак проведено експерименти з визначення ефективної домішки ККР до бурового розчину.

Таблиця 1 – Результати вимірювання параметрів розчину за різних концентрацій ККР

Концентрація ККР, %	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Показник фільтрації, см <sup>3</sup> /30 хв.	14	13	12	11	11	10	10	9
Умовна в'язкість, с	36	40	44	50	120	160	180	н.т.

Примітка: н.т. – стан обробленого бурового розчину, за якого він перестає витікати з отвору віскозиметра СПВ-5.



1 – умовна в'язкість; 2 – фільтрація

Рисунок 1 – Залежність фільтрації та умовної в'язкості бурового розчину від концентрації ККР

Для цього спочатку приготовлено глинисту суспензію, що складається з прісної води та бентонітової глини і має такі параметри:

- густина – 1040 кг/м<sup>3</sup>;
- фільтрація – 16 см<sup>3</sup>/30 хв.;
- умовна в'язкість – 20 с;
- товщина фільтраційної кірки – 3 мм;
- СНЗ<sub>1</sub> - 0 дПа;
- pH = 7,0.

Оскільки, отриманий реагент розчинний у воді, то до бурового розчину його вводитимемо у сухому вигляді.

Для цього етапу проведено дослідження, у яких до проб бурового розчину додано ККР у кількості від 0,3% до 1% від об'єму бурового розчину в перерахунку на суху речовину. Реагент перемішували з розчином протягом 30-35 хв., після чого вимірювали фільтрацію та умовну в'язкість оброблених проб, результати яких заносимо до табл. 1 та графічно залежність параметрів розчину від концентрації ККР зобразимо на рис. 1.

Як бачимо з табл. 1 та рис. 1, ефективна домішка ККР до бурового розчину становить 0,5-0,7%. Такий вибір пов'язаний з тим, що за концентрації ККР 0,3% фільтрація зменшується на незначну величину, а за концентрації ККР 1% різко зростає умовна в'язкість бурового розчину. За концентрації 0,5% отримано значне

зниження фільтрації і незначне збільшення умовної в'язкості.

В подальшому приймаємо ефективну концентрацію ККР у буровому розчині – 0,5-0,7%.

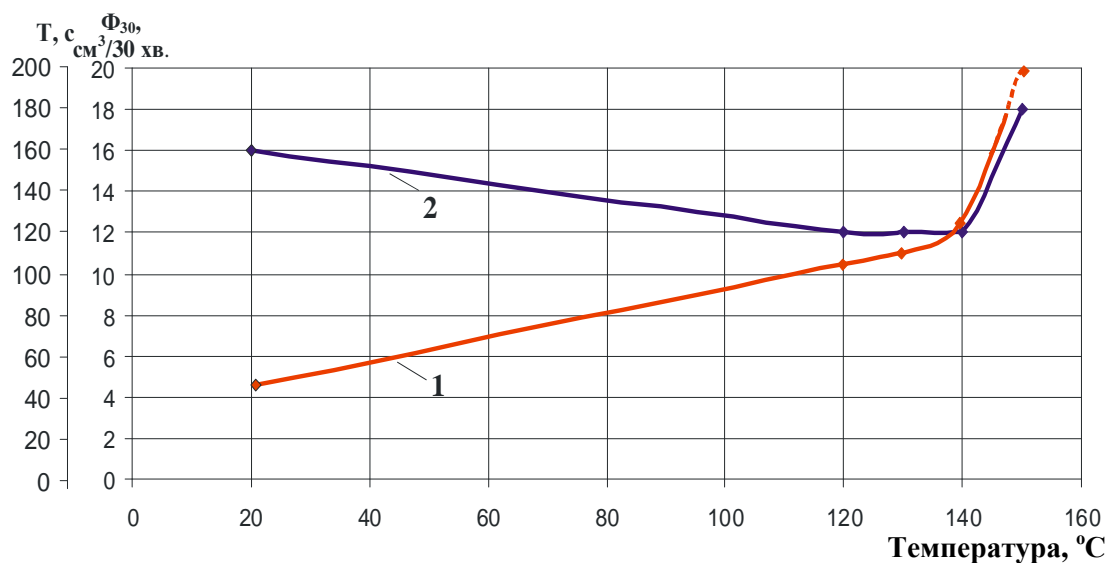
Полімерні хімічні реагенти полісахаридної природи за підвищеною температури можуть втрачати свої властивості внаслідок впливу структурних змін у молекулі полісахариду [5], що призводить до їх термічної деструкції. У буровому розчині у такому випадку втрачається здатність реагента до регулювання фільтраційних та реологічних властивостей, що призводить до втрати стабільності розчину.

Стійкість ККР до дії високих температур проводили таким чином. Вимірювали параметри приготовленої глинистої суспензії за нормальної температури (t=20°C), а після цього проби бурового розчину обробляли порошкоподібним ККР у кількості 0,5% в перерахунку на суху речовину за нормальної температури (t=20°C) і вимірювали його фільтрацію та умовну в'язкість.

Термостійкість проб бурового розчину, оброблених реагентом, досліджували відповідно до стандартних методик [6] протягом 3 год. Враховуючи, що термостійкість ЕКР становить 110-115°C, дослідження термостійкості ККР проводили, починаючи з температури 120°C до 150°C з подальшим поступовим її збільшенням

Таблиця 2 – Залежність параметрів бурового розчину від температури

Параметри розчину	Температура, °C				
	20	120	130	140	150
Фільтрація, см <sup>3</sup> /30 хв.	16	12	12	12	18
Умовна в'язкість, с	44	104	106	110	н.т



1 – умовна в'язкість; 2 – фільтрація

Рисунок 2 – Залежність фільтрації та умовної в'язкості розчину від температури

на 10°C та вимірювали фільтрацію та умовну в'язкість обробленого розчину.

Результати досліджень заносимо до табл. 2 та графічно зображаємо на рис. 2.

Як бачимо з табл. 2 та рис. 2, властивості розчину залишаються стабільними після досягнення температури 140°C, а за підвищення температури до 150°C зростає фільтрація і розчин гусне, стає не текучим. Враховуючи отримані результати, приймаємо остаточне рішення, що термостійкість ККР сягає 140°C, що перевищує термостійкість ЕКР 25-30°C. Додатково проведено серію експериментів, під час яких порівнювали ефективність регулювання параметрів бурового розчину ЕКР і ККР, внаслідок яких встановлено, що порція бурового розчину, оброблена 8% водно-лужним розчином ЕКР у кількості 1%, мала такі параметри: фільтрація – 12 см<sup>3</sup>/30 хв., умовна в'язкість – 24 с, а порція бурового розчину, оброблена ККР у кількості 0,5%, мала наступні параметри: фільтрація – 12 см<sup>3</sup>/30 хв., умовна в'язкість – 44 с.

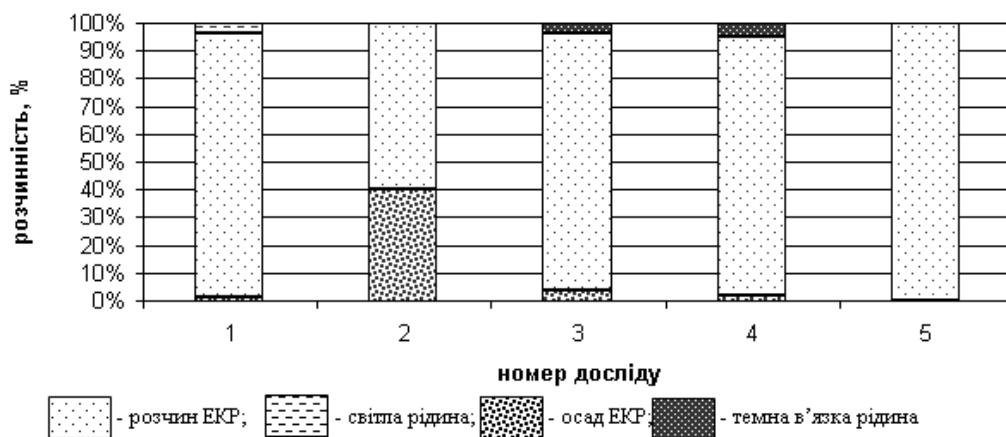
Відомо, що крохмальні регенти не стійкі до дії мікрофлори довкілля і з часом загнивають, тому проведено дослідження ферментативної стійкості ЕКР та ККР. Для цього приготували проби 10% водного розчину кожного реагента та спостерігали за структурними змінами у часі. Через 24 години порція розчину ЕКР почала збільшуватися в об'ємі та спостерігалася виділення сірководню, що можна оцінити за характерним неприємним запахом. Це свідчить про ферментативну деструкцію крохмалю. У водному розчині ККР не спостерігалася структурних змін протягом 10 діб.

Отже, за результатами проведених експериментальних досліджень встановлено, що ККР стійкий до дії мікрофлори довкілля, термостійкий (до 140°C), розчинний у воді, що з практичної точки зору полегшує обробку бурового розчину у промислових умовах.

Однак, отриманий карбоксильний крохмальний реагент за одночасного суттєвого зниження фільтрації бурових розчинів призводить до зростання умовної в'язкості. Такий недолік потребує обробки бурових розчинів реагентами-розріджувачами.

Для усунення цього недоліку вирішено попередньо окислити молекулу крохмалю, а відтак – провести її карбоксиметилювання [7]. На підставі аналізу відомих окислювачів (азотна кислота (HNO<sub>3</sub>), перекис водню (H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>), перманганат калію (KMnO<sub>4</sub>), сірчана кислота (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) тощо) проведено експерименти, у ході яких у 6% водний розчин ЕКР вводили різні окислювачі і спостерігали за зміною двох основних параметрів: фільтрації та умовної в'язкості суспензії. Найкращого результату досягнуто від окислення ЕКР перманганатом калію. Незначні домішки KMnO<sub>4</sub> до крохмалю покращують його фільтраційні і одночасно знижують реологічні властивості. Тому для подальших досліджень вибрано один з найефективніших – перманганат калію (KMnO<sub>4</sub>).

Окислення крохмального реагенту сприяє його розчиненню у воді, однак, не запобігає ферментативній деструкції. Тобто є потреба у проведенні реакції, яка б підвищила бактеріцидну стійкість ЕКР.



ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,02:1; ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,02:2; ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,04:1;  
ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,04:2; ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,03:1

Рисунок 3 – Сумісний вплив КОН і KMnO<sub>4</sub> на розчинність суспензії ЕКР

На наступному етапі досліджували сумісний вплив КОН і KMnO<sub>4</sub> на розчинність ЕКР при такому співвідношенні компонентів [7]:

ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,02:1;  
ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,02:2;  
ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,04:1;  
ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,04:2;  
ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH - 10:0,03:1.

Як і в попередньому випадку, подрібнені гідроксид калію і перманганат калію додавали до екструзивного крохмалю. Суміш перемішували і готували 10% водний розчин суспензії. Після відстоювання суспензії протягом 10 діб отримано результати, за якими побудовано діаграми, наведені на рис. 1.

На діаграмах, наведених на рис. 3, бачимо, що розчинність першої проби становила 99,5%, осад відсутній, розчин стабільний. У другій пробі спостерігалась ферментативна деструкція крохмалю, внаслідок якої внизу утворився осад, а зверху відділилася світла рідина. В третій і четвертій пробірках розчинність ЕКР досягла 97-98%, а темний прошарок в'язкої рідини свідчить, на нашу думку, про надлишок KMnO<sub>4</sub>. Кращі результати отримані в п'ятій пробі – розчинність ЕКР дорівнює 100%, розчин стабільний, осад відсутній.

Отже, перманганат калію впливає на розчинність екструзивного крохмалю, але не запобігає його деструкції. Мінімальна концентрація гідроксиду калію, що забезпечує повну розчинність суспензії і запобігає деструкції ЕКР, становить 10%. Отже, найефективнішим є таке співвідношення компонентів: ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH – від 10:0,02:1 до 10:0,03:1.

Після завершення реакції мерсеризації та окислення на наступному етапі досліджень до ОЛК додали монохлороцтову кислоту (МХОК – CH<sub>2</sub>ClCOOH) для проведення реакції естерифікації, за такого співвідношенні компонентів:

1.ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH:МХОК - 10:0,02:1:1;  
2.ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH:МХОК - 10:0,02:1:0,75;  
3.ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH:МХОК - 10:0,02:1:0,5;  
4.ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH:МХОК - 10:0,02:1,25:0,8.

Суміш компонентів ретельно перемішували впродовж 3 годин і за кількістю виділеного хлору та розчинністю реагента контролювали протікання реакції. Отриманий хімічний реагент назвали окислений карбоксильний крохмальний реагент (ОККР). Його перевіряли на стійкість до дії температури, мікрофлори довокільця, а також досліджували ступінь його розчинності.

Межу термостійкості ОККР визначали в такій послідовності. До бурового розчину ввели ОККР і помістили в автоклав, підвищуючи поступово температуру до 140 °С. Одночасно перемішуючи його витримували протягом 3 годин, а після охолодження вимірювали його умовну в'язкість та фільтрацію. Параметри розчину після нагрівання були стабільними.

Для перевірки якості ОККР до глинистої суспензії з вихідними параметрами: ρ=1040 кг/м<sup>3</sup>; T=22 с; Φ=16 см<sup>3</sup>/30хв; θ<sub>1</sub>=2 дПа; рН=7,0; K=3 мм додавали порції реагента зі співвідношеннями компонентів, наведеними вище. Реагент вводили до глинистої суспензії у сухому вигляді, змінюючи концентрацію від 0,3% до 1,5%. Глинисту суспензію, оброблену ОККР, перемішували протягом 5-10 хв. до повного зміщення ОККР та вимірювали його параметри. Найбільш інформативними є умовна в'язкість та фільтрація.

За результатами лабораторних експериментів встановлено, що ОККР зі співвідношенням компонентів 1, 2, 3 суттєво знижує фільтрацію бурового розчину, але спостерігається зростання умовної в'язкості за концентрації реагента понад 1,5%. Слід відзначити, що зі зменшенням концентрації МХОК у суміші за стабільності фільтрації інтенсивність зростання умовної в'язкості бурового розчину падає.

Для покращення впливу ОККР на фільтраційні властивості суспензії при досягнутій зміні реологічних властивостей було збільшено на 25% вміст гідроксиду калію і прийнято значення МХОК із раніше наведених досліджень.

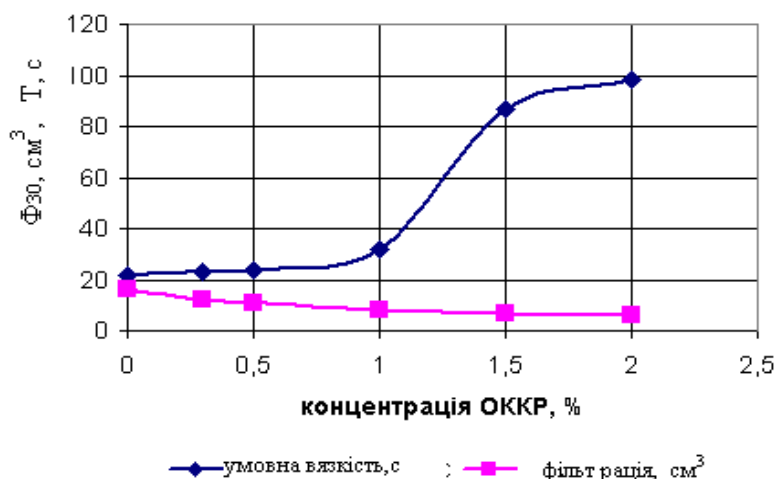


Рисунок 4 – Вплив концентрації ОККР (ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH:MXOK - 10:0,02:1,25:0,8) на фільтрацію та умовну в'язкість бурового розчину

На рис.4 наведено залежність зміни умовної в'язкості і фільтрації глинистої суспензії від відсоткової домішки ОККР із співвідношенням між компонентами ЕКР:KMnO<sub>4</sub>:KOH:CH<sub>2</sub>ClCOOH відповідно 10:0,02:1,25:0,8.

З наведеного рисунка бачимо, що основною метою дослідження, а саме, інтенсивного зниження фільтрації глинистої суспензії при незначному зростанні умовної в'язкості, досягнуто. Враховуючи, що за концентрації ОККР в глинистій суспензії понад 1,2% умовна в'язкість різко зростає, а фільтрація незначно знижується, оптимальна домішка ОККР на першому етапі дослідження для прісних та слабкомінералізованих розчинів коливається в межах 0,3-1,2%. Враховуючи, що макромолекули крохмалю стійкі до сольової агресії, навіть до солей, зв'язаних іонами Ca<sup>+2</sup> та Mg<sup>+2</sup>, оптимальна домішка ОККР в соленасичених розчинах може змінитись не суттєво.

Ефективність ОККР порівняно з ККР оцінювали введенням цих реагентів до глинистої суспензії та порівнянням показника фільтрації. За концентрації ККР в глинистій суспензії 1% її фільтрація зменшилась з 16 см<sup>3</sup>/30 хв. до 12 см<sup>3</sup>/30 хв., а при тій же концентрації ОККР фільтрація зменшилась з 16 см<sup>3</sup>/30 хв. до 8 см<sup>3</sup>/30 хв. Умовна в'язкість суттєво не відрізнялась. Отже, ОККР знижує фільтрацію глинистої суспензії приблизно удвічі ефективніше, ніж ККР.

Аналізуючи отримані результати, можна зробити такі висновки:

- ОККР розчинний у воді, а тому його можна вводити в буровий розчин у вигляді товарного продукту, що полегшить роботу бурової бригади при обробці бурових розчинів;
- отриманий хімреагент стійкий до бактеріцидної агресії. Відпадає необхідність в обробці розчину хімреагентами – антисептиками;
- ОККР має межу термостійкості 140°C, тобто прирівнюється за цим показником до широко розповсюдженого хімреагента у всьому світі – КМЦ;

– отриманий хімреагент зменшує фільтрацію бурового розчину приблизно удвічі ефективніше, ніж ККР.

– економічна доцільність застосування ОККР очевидна, тому що вартість ОККР удвічі менша, ніж КМЦ.

Модифіковані крохмальні реагенти, отримані у ході експериментальних лабораторних досліджень, впроваджено у промислових умовах на трьох свердловинах Стрийського ВБР БУ «Укрбургаз» - № 28 Солотвинська, №2 Буцівська та №12 Бабченська.

Дослідження реагенту на свердловині № 28 Солотвинська проводили в інтервалі 1200-1450 м свердловини, де застосовувався хлоркалієвий буровий розчин, а вибірна температура становить 25-30°C, солоність – 1,5-3%, вміст твердої фази у буровому розчині – 2,16-2,19%. Оптимальну домішку уточнювали експериментальним шляхом. Для цього вимірювали основні параметри розчину (табл. 3), що циркулює у свердловині. Відтак відбирали проби бурового розчину, до якого додавали ОККР у кількості від 0,5% до 1% і перемішували протягом 30-35 хв., після чого вимірювали параметри оброблених проб бурового розчину, а результати яких занесено у табл. 3.

Як бачимо з результатів, наведених у табл. 3, за концентрації сухого ОККР 0,5% умовна в'язкість бурового розчину знизилась суттєво (з 56 с до 44 с), а фільтрація лише на 2 см<sup>3</sup>/30 хв. Після оброблення бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 0,7% отримано значне зниження фільтрації бурового розчину – з 10 до 5 см<sup>3</sup>/30 хв., а умовна в'язкість знизилась порівняно з вихідним на 11 с. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 1% значно зросла умовна в'язкість (з 56 с до 80 с), а показник фільтрації бурового розчину зменшився з 10 до 5 см<sup>3</sup>/30 хв.

Отже, враховуючи результати експериментів, за оптимальну домішку ОККР до хлоркалієвого розчину доцільно прийняти 0,7%. Це пояснюється тим, що за концентрації ОККР 0,5% фільтрація зменшується на незначну величину,

Таблиця 3 – Параметри бурового розчину після обробки ОККР

Параметри розчину	Вихідний розчин	Номер проби (домішка в %)		
		1 (0,5%)	2 (0,7%)	3 (1%)
Густина, кг/м <sup>3</sup>	1360	1360	1360	1360
Умовна в'язкість, с	56	44	45	80
СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	15/30	15/25	15/25	20/30
Фільтрація, см <sup>3</sup> /30хв	10	8	5	5
Товщина фільтраційної кірки, мм	2	2	1,5	1,0
pH	9	9	9	9

Таблиця 4 – Параметри бурового розчину після обробки ОККР

Параметри розчину	Номер проби (домішка в %)		
	1 (0,6%)	2 (0,7%)	3 (1%)
Густина, кг/м <sup>3</sup> ;	1120	1120	1120
Умовна в'язкість, с	46	48	95
СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	20/30	20/30	30/40
Фільтрація, см <sup>3</sup> /30хв	9	5	5
Товщина фільтраційної кірки, мм	2,5	1,5	1,5
pH	9	9	9

а за концентрації ОККР 1% - буровий розчин загущується. За концентрації 0,7% ми отримали значне зниження фільтрації та умовної в'язкості.

Під час буріння інтервалу 875-1125 м свердловини №2 на Буцівському родовищі застосовувався гуматно-акрилово-калієвий буровий розчин, вихідні параметри якого наводимо у табл. 4. Вибійна температура у цьому інтервалі коливається у межах 22-25°C, солоність становить 0,6-1,1%, а вміст твердої фази у буровому розчині – 1,98-2,02%. Оптимальну домішку встановлювали експериментально, як і на свердловині №28 Солотвинська.

Для цього етапу експериментів вирішено провести дослідження, у яких проби бурового розчину буде оброблено ОККР у кількості від 0,6% до 1% від об'єму бурового розчину в перерахунку на суху речовину. Під час проведення лабораторних досліджень до кожної з проб розчину додавали ОККР, перемішували протягом 30-35 хв., після чого вимірювали параметри оброблених проб бурового розчину, результати яких занесено у табл. 4.

Як бачимо з результатів, наведених у табл. 4, за концентрації сухого ОККР у кількості 0,6% умовна в'язкість бурового розчину знизилась суттєво (з 62 с до 46 с), а фільтрація – з 10 до 9 см<sup>3</sup>/30 хв., тобто лише на 1 см<sup>3</sup>/30 хв. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 0,7% значно знизилась фільтрація бурового розчину – з 10 до 5 см<sup>3</sup>/30 хв., а умовна в'язкість знизилась порівняно з вихідним на 11 с. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 1% значно зросла умовна в'язкість (з 56 с до 80 с), а показник фільтрації бурового розчину зменшився з 10 до 5 см<sup>3</sup>/30 хв.

Отже, за оптимальну домішку ОККР до гуматно-акрилово-калієвого розчину доцільно прийняти 0,7%. Це пояснюється тим, що за концентрації ОККР 0,6% фільтрація незначно зменшується, а за концентрації ККР 1% – буровий розчин загущується. За концентрації 0,7% значно знизилась фільтрація бурового розчину та умовна в'язкість.

Під час буріння інтервалу 1500-1710 м на Бабченському родовищі застосовувався солена-сичений стабілізований буровий розчин, вихідні параметри якого наведемо у табл. 5. Температура у цьому інтервалі коливається у межах 35-38°C, солоність становить 1,9-2,6%, а вміст твердої фази у буровому розчині – 2,12-2,16%. Оптимальну домішку встановлювали експериментально, як і на свердловині № 28 Солотвинська.

Для цього етапу експериментів провели дослідження, у яких до проб бурового розчину додавали ОККР у кількості від 0,6 до 1,1% від об'єму бурового розчину в перерахунку на суху речовину і перемішували протягом 30-35 хв., після чого вимірювали параметри оброблених проб бурового розчину, результати яких занесено у табл. 5.

Як бачимо з результатів, наведених у табл. 5, за концентрації сухого ОККР у кількості 0,6% умовна в'язкість бурового розчину знизилась суттєво (з 70 с до 48 с), а фільтрація – з 12 до 10 см<sup>3</sup>/30 хв., тобто лише на 2 см<sup>3</sup>/30 хв. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 0,9% значно знизилась фільтрація бурового розчину – з 12 до 6 см<sup>3</sup>/30 хв., а умовна в'язкість знизилась порівняно з вихідним на 20 с. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 1,1% значно зросла умовна в'язкість (до 98 с), а показник

Таблиця 5 – Параметри бурового розчину після обробки ОККР

Параметри розчину	Номер проби (домішка в %)		
	1 (0,6 %)	2 (0,9 %)	3 (1,1 %)
Густина, кг/м <sup>3</sup> ;	1200	1200	1200
Умовна в'язкість, с	48	50	98
СНЗ <sub>1</sub> , дПа	30/40	30/45	30/50
Фільтрація, см <sup>3</sup> /30хв	10	6	6
Товщина фільтраційної кірки, мм	2,5	1,5	1,5
pH	9	9	9

фільтрації бурового розчину зменшився з 12 до 6 см<sup>3</sup>/30 хв.

Отже, за оптимальну домішку ОККР до соленасиченого бурового розчину доцільно прийняти 0,9%. Це пояснюється тим, що за концентрації ККР 0,6% фільтрація незначно зменшується, а за концентрації ККР 1,1% – буровий розчин загущується. За концентрації 0,9% значно знизилась фільтрація бурового розчину та його умовна в'язкість.

Під час проведених промислових випробувань ефективності крохмальних реагентів встановлено, що застосування ОККР забезпечує стабільність параметрів бурового розчину та утримує їх величини в межах, зазначених в ГТН, знижує інтенсивність коагуляції бурового розчину під час розбурювання хомогенних порід та частоту оброблення бурового розчину. Отримані результати промислових випробувань підтверджують, що ОККР термостійкий, солестійкий, розчинний у воді і стійкий до ферментативної деструкції, а вартість 1 т ОККР нижча приблизно у п'ятеро порівняно з КМЦ.

### Література

- 1 Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини / Я.С.Коцкулич, М. І.Оринчак, М. М.Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел. – 2008. – 500 с.
- 2 Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконт. – Краснодар, 2002. – 274 с.
- 3 Ластухін Ю.О. Органічна хімія / Ю.О. Ластухін, С.А. Воронов. – Львів: Центр Європи, 2006. – 868 с.
- 4 Патент 28686 Україна, МПК<sup>5</sup> С 09 К 8/02. Карбоксильний крохмальний реагент / М.І. Оринчак, О.С. Бейзик, М.М. Оринчак – № 200704897; заявл. 03.05.2007; опубл. 25.12.2007. Бюл. № 21. – 5 с.
- 5 Губський Ю.І. Біоорганічна хімія / Ю.І. Губський. – Київ-Вінниця: Нова книга, 2007. – 432 с.
- 6 Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра. – 1985. – 206 с.
- 7 Оринчак М.І. Окислений крохмально-карбоксильний реагент / М.І. Оринчак, О.С. Бейзик, М.М. Оринчак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1(38). – С. 22-25.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
02.12.13

Рекомендована до друку  
професором **Коцкуличем Я.С.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Фризом І.М.**  
(НВП «Бурова техніка», м. Івано-Франківськ)

# Інформаційні технології

УДК 378.014

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПРІОРИТЕТІВ СТУДЕНТІВ У ВЛАСНІЙ ОСВІТНІЙ ДІЯЛЬНОСТІ ЧЕРЕЗ ВІДНОШЕННЯ ДО НАВЧАЛЬНИХ ДИСЦИПЛІН

<sup>1</sup> І.М. Гураль, <sup>2</sup> М.М. Осипчук, <sup>1</sup> Л.Р. Смолоник

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727131,  
e-mail: math@nimg.edu.ua

<sup>2</sup>Прикарпатський національний університет імені Василя Стефаника;  
76025, м. Івано-Франківськ, вул. Шевченка, 57, e-mail: e-mailtyosur@ukr.net

Наведено результати дослідження ставлення студентів технічного навчального закладу до навчальних дисциплін через їх оцінку за наступним набором ознак: забезпеченість літературою; достатність лекційних занять; достатність практичних занять; інтерес до даної дисципліни; важкість для вивчення; необхідність змін у викладанні даної дисципліни; рівень знань з даної дисципліни; частота обговорення з однолітками змісту дисципліни; достатність наочних матеріалів; бажання викладати дану дисципліну. Використано методи багатовимірного статистичного аналізу. В результаті виявлено систему пріоритетів студентів і ступінь їх зацікавленості у власній освітній діяльності. Встановлено, що ставлення до профільних, фундаментальних, гуманітарних, загальнотехнічних дисциплін та іноземної мови різне. Результати роботи можуть бути використані при плануванні навчального процесу та вдосконаленні змісту і методів технічної освіти.

Ключові слова: пріоритети студентів, кластерний аналіз, однофакторний дисперсійний аналіз та його непараметричні аналоги.

Приведены результаты исследования отношения студентов технического учебного заведения к учебным дисциплинам через их оценку по следующему набору признаков: обеспеченность литературой; достаточность лекционных занятий; достаточность практических занятий; интерес к данной дисциплине; трудность изучения; необходимость изменений в преподавании данной дисциплины; уровень знаний по данной дисциплине; частота обсуждения со сверстниками содержания дисциплины; достаточность наглядных материалов; желание преподавать данную дисциплину. Использованы методы многомерного статистического анализа. В результате выявлено систему приоритетов студентов и степень их заинтересованности в собственной образовательной деятельности. Установлено, что отношение к профильным, фундаментальным, гуманитарным, общетехническим дисциплинам и иностранному языку разное. Результаты работы могут быть использованы при планировании учебного процесса и совершенствовании содержания и методов технического образования.

Ключевые слова: приоритеты студентов, кластерный анализ, однофакторный дисперсионный анализ и его непараметрические аналоги.

The paper presents the results of the study of the attitude of technical educational institution students to their academic disciplines by evaluating the following criteria: literature availability; lectures sufficiency; practical classes sufficiency; interest in the discipline; discipline complexity; necessity of changes in the teaching of the discipline; knowledge of the discipline; the frequency of the discipline peer discussions; presentation material sufficiency, desire to teach the discipline. The methods of multivariate statistical analysis were used. As the result of the study, the system of students' priorities and the degree of their interest in their own educational activities was elicited. It has been discovered that the attitude to major, fundamental, humanitarian, general technical disciplines and a foreign language differs. Study results can be used in educational process planning and improving content and methods of technical education.

Key words: students' priorities, cluster analysis, single-factor analysis of variance and its non-parametric analogues.

Предметом багатьох педагогічних досліджень є пошук шляхів і засобів підвищення якості вищої освіти. Оцінка якості освіти є достатньо складною задачею. По-перше, діє бага-

то різних чинників з невідомим характером впливу, кожний з яких вносить вклад в результат діяльності вищих навчальних закладів. По-друге, основні суспільні групи, які без-

Таблиця 1 – Кластер 1

Variable	Members of Cluster Number 1 and Distances from Respective Cluster Center Cluster contains 12 variables	
	Distance	
Буріння нафтових та газових свердловин	0,803444	
Дослідження і підземний ремонт свердловин	0,638579	
Основи нафтогазової справи	0,718202	
Підземна гідрогазомеханіка	0,625364	
Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ	0,574419	
Розробка та експлуатація нафтових родовищ	0,594484	
Технологія видобування газу	0,667421	
Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ	0,670609	
Технологія розробки нафтових родовищ	0,607200	
Технологія видобування нафти	0,640246	
Збір і підготовка газопромислової продукції	0,570384	
Збір і підготовка нафтопромислової продукції	0,575964	

Таблиця 2 – Кластер 2

Variable	Members of Cluster Number 2 and Distances from Respective Cluster Center Cluster contains 15 variables	
	Distance	
Економіка підприємства	0,641590	
Гідравліка	0,791916	
Інформатика та програмування	0,670621	
Математичне моделювання процесів нафтогазовидобування	0,662839	
Матеріалознавство	0,606629	
Механіка машин	0,748831	
Нафтогазопромислове обладнання	0,634124	
Нафтогазова механіка	0,604398	
Основи автоматизації виробничих процесів	0,592882	
Основи екології	0,649735	
основи охорони праці та безпеки життєдіяльності	0,855175	
Промислова геофізика	0,704122	
Теоретична механіка	0,732519	
Термодинаміка, теплопередача і теплосилові установки	0,722653	
Теорія машин і механізмів	0,752429	

посередньо беруть участь в освітньому процесі або оцінюють і використовують його результати (студенти, викладачі, роботодавці) мають різні уявлення про якість освіти і тому висувають до нього різні вимоги.

Основна задача роботи – дослідити здатність навчальних послуг задовольняти потреби і очікування майбутніх спеціалістів через визначення відношення студентів до навчальних дисциплін. Це дає змогу виявити систему пріоритетів і ступінь зацікавленості студентів у власній освітній діяльності [1-2].

Об'єктом дослідження було вибрано 60 студентів четвертого курсу (випускників бакалаврату 2013 року) спеціальності «Видобування нафти і газу» Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ). Для визначення відношення студентів до навчальних дисциплін було складено анонімні анкети, в яких пропонувалось оцінити

за п'ятибальною шкалою 39 навчальних дисциплін (нормативних та за самостійним вибором навчального закладу) за наступними ознаками: 1) забезпеченість літературою; 2) достатність лекційних занять; 3) достатність практичних занять; 4) інтерес до даної дисципліни; 5) важкість для вивчення; 6) потрібність змін в даній дисципліні; 7) рівень знань даної дисципліни; 8) частота обговорення з однолітками змісту дисципліни; 9) достатність наочних матеріалів; 10) бажання викладати дану дисципліну. Таким чином, кожна дисципліна характеризується 60-ма оцінками за кожною ознакою (всього 600 оцінок).

Оброблення результатів анкетування проводилися з використанням пакету статистичного аналізу даних STATISTICA (StatSoft, Inc.) [3-4].

З допомогою методу k-середніх кластерного аналізу всі дисципліни було поділено на 5 кластерів (табл. 1-5).

Таблиця 3 – Кластер 3

Members of Cluster Number 3 and Distances from Respective Cluster Center Cluster contains 1 variables	
Variable	Distance
Іноземна мова	0,00

Таблиця 4 – Кластер 4

Members of Cluster Number 4 and Distances from Respective Cluster Center Cluster contains 7 variables	
Variable	Distance
Електротехніка та електропостачання	0,716597
Фізика	0,696332
Нарисна геометрія та комп'ютерна графіка	0,763718
Опір матеріалів	0,653922
Основи метрології, стандартизації та контролю якості	0,799569
Вища математика	0,758113
Хімія	0,590270

Таблиця 5 – Кластер 5

Members of Cluster Number 5 and Distances from Respective Cluster Center Cluster contains 4 variables	
Variable	Distance
Філософія	0,728549
Історія України	0,676970
Історія української культури	0,752306
Українська мова (за професійним спрямуванням)	0,672229

Таблиця 6 – Середні значення ознак по кожному кластеру

2-Way Tables of Descriptive Statistics N=39 (No missing data in dep. var. list)										
	Забез. літ-ю Means	Дост. лекц. Means	Дост. практ. Means	Інтерес Means	Важкість Means	Потр. змін Means	Рівень знань Means	Обгов. з одн. Means	Дост. матер. Means	Бажан. виклад. Means
Кластери										
1	3,888115	4,067665	3,913497	3,691227	3,039104	2,616090	3,594975	2,648794	3,309842	2,221337
2	3,521807	3,895147	3,767273	3,128791	2,932790	2,616530	3,326094	2,278484	3,074581	1,967172
3	3,450000	3,166667	3,150000	3,833333	3,083333	3,416667	3,583333	2,966667	3,233333	2,350000
4	3,597861	3,987692	3,911380	3,197296	3,116425	2,866303	3,362107	2,281195	3,274576	2,095036
5	3,703602	4,218644	4,101271	3,304944	2,911441	2,798164	3,459110	2,408051	3,155862	1,932768
All Grps	3,664972	3,979341	3,856559	3,350276	3,000132	2,700371	3,435529	2,423847	3,195273	2,074614

До кластера 1 увійшли дисципліни, пов'язані з майбутньою спеціальністю (профільні дисципліни). В кластер 2 увійшли, в основному, загальнотехнічні дисципліни. Кластер 3 складається всього з однієї дисципліни – іноземної мови. В кластер 4 увійшли всі фундаментальні дисципліни і деякі загальнотехнічні. П'ятий кластер складається з гуманітарних дисциплін.

Порівнюємо кластери між собою за середніми значеннями кожної з ознак. В таблиці 6 представлені середні значення ознак по кожному кластеру, а в таблиці 7 – результати дисперсійного аналізу (ANOVA) (результати перевірки статистичної значущості різниці між середніми).

Тут  $p$  – ймовірність, з якою можна стверджувати, що середні рівні між собою. Оскільки для всіх ознак  $p < 0,01$ , то гіпотезу про рівність середніх відхиляємо. Визначимо, які саме кластери і за якими ознаками мають статистично значиму відмінність середніх.

Проведемо попарне порівняння середніх методом лінійних контрастів (метод Шеффе). За 10-ма ознаками порівнюються середні 10-ти пар кластерів. В першому стовпчику і таблиці 8 записані номери кластерів кожної пари. Якщо середні за ознаками порівнюваних кластерів при рівні значущості не нижче за 0,01 слід вва-

Таблиця 7 – Результати дисперсійного аналізу

Variable	Analysis of Variance							
	Marked effects are significant at $p < ,05000$							
	SS Effect	df Effect	MS Effect	SS Error	df Error	MS Error	F	p
Забезпеченість літературою	0,988665	4	0,247166	1,171322	34	0,034451	7,17451	0,000266
Достатність лекцій	1,089934	4	0,272483	0,529259	34	0,015566	17,50456	0,000000
Достатність практичних	0,918282	4	0,229571	0,340998	34	0,010029	22,88987	0,000000
Інтерес до дисципліни	2,536193	4	0,634048	0,869674	34	0,025579	24,78818	0,000000
Важкість для вивчення	0,219305	4	0,054826	0,371947	34	0,010940	5,01170	0,002765
Потрібність змін в дисципліні	0,934747	4	0,233687	0,495258	34	0,014566	16,04285	0,000000
Рівень знань	0,546524	4	0,136631	0,730419	34	0,021483	6,35998	0,000622
Частота обговорення з однолітками	1,362268	4	0,340567	0,526810	34	0,015494	21,97998	0,000000
Достатність наочних матеріалів	0,427695	4	0,106924	0,255715	34	0,007521	14,21662	0,000001
Бажання викладати дисципліну	0,590724	4	0,147681	0,339200	34	0,009976	14,80295	0,000000

Таблиця 8 – Рівні значущості для гіпотез про рівність пар середніх

Но-мери клас-терів	Ознаки									
	Забез. літ-рою	Дост. лекц.	Дост. практ.	Інте-рес	Важ-кість	Потр. змін	Рівень знань	Обгов. з одн.	Дост. матер.	Бажан. виклад.
1 і 2	0,0005*	0,0251**	0,0158**	0,0000*	0,1678	0,9999	0,0014*	0,0000*	0,0000*	0,0000*
1 і 3	0,2949	0,0000*	0,0000*	0,9460	0,9966	0,0000*	0,9999	0,2226	0,9473	0,8192
1 і 4	0,0466**	0,7686	0,9999	0,0000*	0,6623	0,0037*	0,0417**	0,0000*	0,9457	0,1582
1 і 5	0,5705	0,3732	0,0508**	0,0058*	0,3644	0,1712	0,6345	0,0409**	0,0724**	0,0006*
2 і 3	0,9975	0,0001*	0,0000*	0,0047*	0,7461	0,0000*	0,5829	0,0002*	0,5426	0,0182**
2 і 4	0,9364	0,6264	0,0630**	0,9260	0,0135**	0,0024*	0,9901	0,9999	0,0006*	0,1237
2 і 5	0,5602	0,0019*	0,0000*	0,4431	0,9978	0,1540	0,6306	0,5004	0,6016	0,9838
3 і 4	0,9666	0,0000*	0,0000*	0,0178**	0,9990	0,0047*	0,7370	0,0004*	0,9951	0,2466
3 і 5	0,8259	0,0000*	0,0000*	0,0918**	0,7072	0,0021*	0,9645	0,0088*	0,9572	0,0171**
4 і 5	0,9330	0,0921**	0,0800**	0,8835	0,0653**	0,9350	0,8896	0,6234	0,3318	0,1774

Таблиця 9 – Ранговий дисперсійний аналіз Краскела-Уолліса

		Ознаки									
		Забез. літ-рою	Дост. лекц.	Дост. практ.	Інте-рес	Важ-кість	Потр. змін	Рівень знань	Обгов. з одн.	Дост. матер.	Бажан. виклад.
$H(4, 39)$		20,652	16,420	21,831	24,049	12,685	18,036	17,709	24,144	27,494	23,323
$p$		0,0004*	0,0025*	0,0002*	0,0001*	0,0129**	0,0012*	0,0014*	0,0001*	0,0000*	0,0001*
Се-редній ранг	Кластер 1	31,500	27,042	24,833	32,250	24,958	15,458	30,500	31,750	30,667	30,625
	Кластер 2	12,433	13,000	11,367	12,633	14,067	14,533	13,067	12,633	9,367	12,300
	Кластер 3	8,000	1,000	1,000	36,000	31,000	39,000	30,000	39,000	23,000	38,000
	Кластер 4	16,857	19,643	24,071	14,786	27,571	31,928	15,286	13,429	27,286	21,714
	Кластер 5	22,375	30,500	35,500	16,000	11,375	28,500	20,250	19,125	14,375	9,500

жати різними, то у відповідному місці таблиці проставлено знак \*, при рівні значущості не нижче за 0,1 то – знак \*\*.

Щоб визначити чи є відмінності між декількома вибірками (тут кластерами) статистично значимими чи випадковими можна використати непараметричні аналоги однофакторного дисперсійного аналізу:  $H$ -критерій Краскела-Уолліса та медіанний тест. Критерій Краскела-Уолліса базується на рангах і перевіряє гіпотезу  $H_0$ : чи мають вибірки один і той самий розподіл чи ж розподіл з однією і тією ж медіаною. Медіанний тест підраховує число спостережень

кожної вибірки, які попадають вище або нижче загальної медіани вибірки. В таблиці 9 відображено результати  $H$ -тесту Краскела-Уолліса, а саме: значення статистики критерію  $H(4,39)$  і ймовірність  $p$  прийняття гіпотези  $H_0$  по кожній ознаці, а також середні рангів в кожному кластері по кожній ознаці. В таблиці 10 відображено результати медіанного тесту за кожною ознакою: значення статистики критерію і ймовірність  $p$  прийняття гіпотези  $H_0$ , а також кількість дисциплін в кожному кластері середні значення ознаки яких менше (або дорівнює) загальної медіани, і – більше загальної медіани.

Таблиця 10 – Медіанний тест

		Ознаки									
		Забез. літ-рою	Дост. лекц.	Дост. практ.	Інтерес	Важкість	Потр. змін	Рівень знань	Обгов. з одн.	Дост. матер.	Бажан. виклад.
Загальна медіана $m$		3,683	3,981	3,867	3,217	3,000	2,667	3,433	2,383	3,203	2,067
$\chi^2$ – квадрат		19,67	18,53	14,40	22,34	6,55	13,58	20,67	25,32	35,57	18,86
$p$		0,0006*	0,0010*	0,0061*	0,0002*	0,1616	0,0088*	0,0004*	0,0000*	0,0000*	0,0008*
Всього (39 дисц.)	$\leq m$	20	20	21	20	21	20	20	21	20	20
	$> m$	19	19	18	19	18	19	19	18	19	19
1 кластер (12 дисц.)	$\leq m$	0	2	4	0	4	8	0	0	0	1
	$> m$	12	10	8	12	8	4	12	12	12	11
2 кластер (15 дисц.)	$\leq m$	12	13	13	13	11	11	12	12	15	12
	$> m$	3	2	2	2	4	4	3	3	0	3
3 кластер (1 дисц.)	$\leq m$	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
	$> m$	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
4 кластер (7 дисц.)	$\leq m$	5	4	3	5	3	0	5	7	1	3
	$> m$	2	3	4	2	4	7	2	0	6	4
5 кластер (4 дисц.)	$\leq m$	2	0	0	2	3	1	1	3	4	4
	$> m$	2	4	4	2	1	3	3	1	0	0

За критерієм Краскела-Уолліса відмінності між кластерами є значущими для всіх ознак ( $p < 0,05$  для ознаки «важкість для вивчення» і  $p < 0,01$  для решти ознак). Найбільше середнє рангів серед кластерів по кожній ознаці означає, що для дисциплін даного кластеру ознака має найбільше значення. Наприклад, за ознакою «інтерес до дисципліни» максимальне значення середнього рангу дорівнює 36 для кластеру 3 (найбільший інтерес до дисциплін даного кластеру), мінімальне значення дорівнює 12,633 для кластеру 2 (найменший інтерес до дисциплін даного кластеру).

Медіанний критерій є значущим ( $p < 0,01$ ) для всіх ознак, крім ознаки «важкість для вивчення».

Аналізуючи таблиці 6-10, зазначимо наступне. Дисципліни 1-го кластеру найкраще забезпечені літературою, наочними матеріалами, мають достатню кількість занять, вони є цікавими, частіше обговорюються між студентами, не потребують змін і студенти мають з них найвищий рівень знань. Можна сказати, що у цьому кластері – все гаразд. Чітко відрізняється від інших єдина дисципліна 3 кластеру – іноземна мова. Вона викликає найбільше зацікавлення студентів, але при цьому на відміну від профільних дисциплін 1 кластеру студентам недостатньо занять і є потреба в змінах у викладанні дисципліни. Дисципліни 2, 4, 5 кластерів є статистично значимо менш цікавими ніж дисципліни 1 і 3 кластерів. Майже за всіма ознаками (крім важкості для вивчення і потреби змін) дисципліни другого кластеру статистично значимо «програють» дисциплінам першого кластеру. Дисципліни 4 кластеру вирізняються важкістю: статистично значимо в порівнянні з дисциплінами 2 і 5 кластерів. Дисци-

пліни 5-го кластеру сприймаються як неважкі для вивчення, і мають достатню кількість лекційних та практичних занять.

### Література

- 1 Берестнева О.Г. Методы многомерного анализа данных в задачах оценки качества образования / О.Г.Берестнева, О.В.Марухина // Радиоэлектроника. Информатика. Управление. – 2002. – № 1. – С. 15-26.
- 2 Берестнева О.Г. Оценка отношения студентов к учебным дисциплинам как критерий качества образования / О.Г.Берестнева, Л.И.Иванкина, О.В.Марухина // Инженерное образование. – 2005. – № 3. – С.124-129.
- 3 Боровиков В. STATISTICA Искусство анализа данных на компьютере: Для профессионалов / В. Боровиков. – СПб: Питер, 2003. – 688 с.
- 4 Статистичний аналіз даних з пакетом STATISTICA. Навчально-методичний посібник / Т.І. Мамчич, А.Я. Оленко, М.М. Осипчук, В.Г. Шпортюк. – Дрогобич: Відродження, 2006. – 208 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
26.11.13

Рекомендована до друку  
професором **Кондратом Р.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. пед. наук **Кульчицького Н.В.**  
(Прикарпатський національний університет  
ім. В. Стефаніка, м. Івано-Франківськ)