

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 552.578.3

ГІДРОГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВОД КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ЯК ОДИН ІЗ КРИТЕРІЇВ ЇХ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

І.Р. Михайлів, А.П. Мазур

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727104,
e-mail: iramykhailiv@ukr.net, mazur_anna_pav@mail.ru

На сьогодні гідрогеологічні дослідження, які проводяться при пошуках покладів нафти і газу, в комплексі з іншими методами є досить ефективними. Їх головна мета – отримання необхідних даних для підвищення результативності розвідки надр і прискорення відкриття нових родовищ нафти і газу. Гідрогеологічні дослідження знижують імовірність пропусків продуктивних горизонтів та дають змогу передбачити наявність вуглеводнів у певних горизонтах. За відсутності в розрізі продуктивних горизонтів гідрогеологічні дослідження допоможуть це підтвердити.

Оскільки гідрогеологічним критеріям належить велика роль в оцінюванні перспектив нафтогазоносності надр, нами обґрунтовано комплекс гідрохімічних і гідродинамічних показників, що дало змогу виконати оцінку перспектив крейдових відкладів Зовнішньої зони.

Основними результативними документами таких досліджень є карти гідрогеологічних показників, побудовані на генетичних коефіцієнтах rNa^+/rCl , $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl$, rCl/rBr , вмісті іону rSO_4^{2-} , мінералізації та градієнті мінералізації.

Оцінено режим водообміну досліджуваної ділянки, визначено тип води, охарактеризовано ступінь метаморфізму та виділено зони гідрогеологічної закритості надр, що дало можливість визначити ділянки з можливими скупченнями нафти і газу за всіма описаними коефіцієнтами.

Встановлено, що перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів переважно пов'язані з Косівсько-Угерською підзоною, у межах якої присутня зона утрудненого водообміну, та виділено ділянку з дуже утрудненим водообміном. Найсприятливішими умовами для накопичення та утримування вуглеводнів у крейдових відкладах характеризується центральна її частина, розміщена поблизу Дашавського, Кадобнянського та Болохівського родовищ. Ділянки зі схожими характеристиками також виділяються в південно-східній піднасувній частині Зовнішньої зони.

Ключові слова: критерії, генетичні коефіцієнти, гідрогеологічні карти, автохтон, перспективи, крейдові відклади.

В настоящее время гидрогеологические исследования, проводимые при поисках залежей нефти и газа, в комплексе с другими методами обладают высокой эффективностью. Их главная цель – получение необходимых данных для повышения результативности разведки недр и ускорение открытия новых месторождений нефти и газа. Гидрогеологические исследования снижают вероятность пропусков продуктивных горизонтов и позволяют предположить наличие углеводородов в определенных горизонтах, а при отсутствии таковых, помогают это подтвердить.

Так как гидрогеологические критерии выполняют значительную роль в оценке перспектив нефтегазоносности недр, нами обоснован комплекс гидрохимических и гидродинамических характеристик, позволяющий провести оценку перспектив меловых отложений Внешней зоны.

Основными результативными документами таких исследований являются карты гидрогеологических показателей на генетических коэффициентах rNa^+ / rCl , $rSO_4^{2-} \cdot 100 / rCl$, rCl / rBr , содержании иона rSO_4^{2-} , минерализации и градиента минерализации.

Оценен режим водообмена исследуемого участка, определены типы воды, дана оценка степени метаморфизма и выделены зоны гидрогеологической закрытости недр, что позволило определить участки с возможными скоплениями нефти и газа по данным вышеописанных коэффициентов.

Установлено, что перспективы нефтегазоносности меловых отложений обычно связаны с Косовско-Угерской подзоной, в зоне утрудненного водообмена и выделен участок со сверхтрудненным водообменом. Наиболее благоприятными условиями для накопления и содержания углеводородов в меловых отложениях обладает центральная ее часть возле Дашавского, Кадобнянского и Болоховского месторождений. Участки с похожими характеристиками также выделены в юго-восточной поднадвинутой части Внешней зоны.

Ключевые слова: критерии, генетические коэффициенты, гидрогеологические карты, автохтон, перспективы, меловые отложения.

Hydrogeological studies, carried out in complex with other methods for oil and gas exploration, became quite effective at present. Their main purpose is to obtain the necessary data for efficiency improvement of exploration survey and new oil and gas field discovery. Hydrogeological studies reduce the probability of missing producing horizons and allow predicting the presence of hydrocarbons in certain horizons. In case producing horizons are absent in the section, hydrogeological studies can help to prove it.

Since hydrogeological indices are very important for estimating the subsurface oil-and-gas-bearing capacity potential, we have justified the complex of geochemical and hydrodynamic indices that allowed us to evaluate the outer zone Cretaceous deposits potential.

The main resulting documents of such studies include maps of hydrogeological indices. They were developed on the basis of determination of the genetic coefficients rNa^+/rCl^- , $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$, rCl^-/rBr^- ; content of ion rSO_4^{2-} ; mineralization, and mineralization degree.

Conclusions concerning the water exchange mode of the area under study were made, type of water was determined, degree of metamorphism was characterized, and subsurface hydrogeological closedness zone was identified. This provided a possibility to identify the areas with possible oil and gas accumulations on the basis of the data in accordance with the all the coefficients described.

It was found out that petroleum potential of the Cretaceous deposits is mostly connected with the Kosiv-Uherske Subzone, within the boundaries of which there is a zone with a very hindered water exchange. The most favorable conditions for accumulation and entrapment of hydrocarbons in the Cretaceous deposits are a characteristic feature of its central part near the Dashavske, Kadobnianske, and Bolokhivske fields. The areas with similar characteristics were also identified in the south-eastern arched portion of the Outer zone.

Key words: criteria, genetic coefficients, hydrogeological maps, autochthon, potential, Cretaceous deposits.

Вступ

Передкарпатський прогин є одним із найстаріших нафтогазовидобувних регіонів України. Зокрема, у Зовнішній зоні на сьогодні відкрито понад 39 родовищ нафти і газу та виявлено понад 175 покладів, переважна більшість яких пов'язана з неогеновими відкладами. У той час з мезозойськими відкладами слід пов'язувати перспективи відкриття нових родовищ вуглеводнів.

Встановлення та обґрунтування нафтогазоносності крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину виконано за низкою (або комплексом) гідрогеологічних ознак, до яких належать: формування хімічного складу вод, вилуговування гірських порід, метаморфізація підземних вод та виділення сприятливих зон для накопичення та утримування нафти і газу [8].

Характеристика та аналіз карт гідрогеологічних показників

Одним із перших, хто широко вивчав геохімію підземних вод, у тому числі і води нафтових родовищ є В.І. Вернадський. У відповідності з критеріями В.І. Вернадського всі пошукові ознаки поділяються на чотири групи. До першої групи відносяться геолого-тектонічні і колекторські показники, до другої групи – гідрохімічні та гідродинамічні, до третьої – газові і до четвертої – мікробіологічні. Усі ознаки поділяються на регіональні та локальні, прямі та непрямі. У даній роботі нами розглядаються ознаки, що відносяться саме другої групи (рис.1) [2].

За характером прояву гідрогеологічні критерії поділяються на **гідрохімічні та гідродинамічні** [4].

Особливості хімічного складу, що притаманні підземним водам нафтогазових родовищ, відносяться до гідрохімічних показників нафтогазоносності. В якості гідрохімічних показників нафтогазоносності використовують різноманітні хімічні компоненти, мікроелементи та коефіцієнти, що визначаються за їх співвідношенням.

Визначення генетичних коефіцієнтів rNa^+/rCl^- , $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$, rCl^-/rBr^- , вміст іону rSO_4^{2-} , мінералізації, градієнта мінералізації виконані у результаті хімічного аналізу відібраних проб пластової води з крейдових відкладів майже 100 свердловин, які пробурені у межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (табл. 1) [1].

Основними результатуючими документами гідрохімічних та гідродинамічних досліджень є карти гідрогеологічних коефіцієнтів. Зважаючи на велику кількість показників, рекомендується будувати серію карт [3].

Гідрохімічні карти відображають характер зміни іонного складу води по площі. Це дає змогу скласти уявлення про мінералізацію пластових вод, їх хімічний склад, генетичний тип води за В.А. Суліним, ступінь метаморфізації (rNa^+/rCl^-), сульфатність ($rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$), значення хлор-бромного коефіцієнта (rCl^-/rBr^-), вміст сульфатів (rSO_4^{2-}).

Володіючи даними по кожному з вищеприписаних коефіцієнтів, можна з легкістю охарактеризувати їх зміну та зробити висновки щодо режиму водообміну досліджуваної ділянки, визначити тип води, охарактеризувати ступінь метаморфізму, виділити зони гідрогеологічної закритості надр та в кінцевому варіанті визначити ділянки з можливими скупченнями нафти і газу [10].

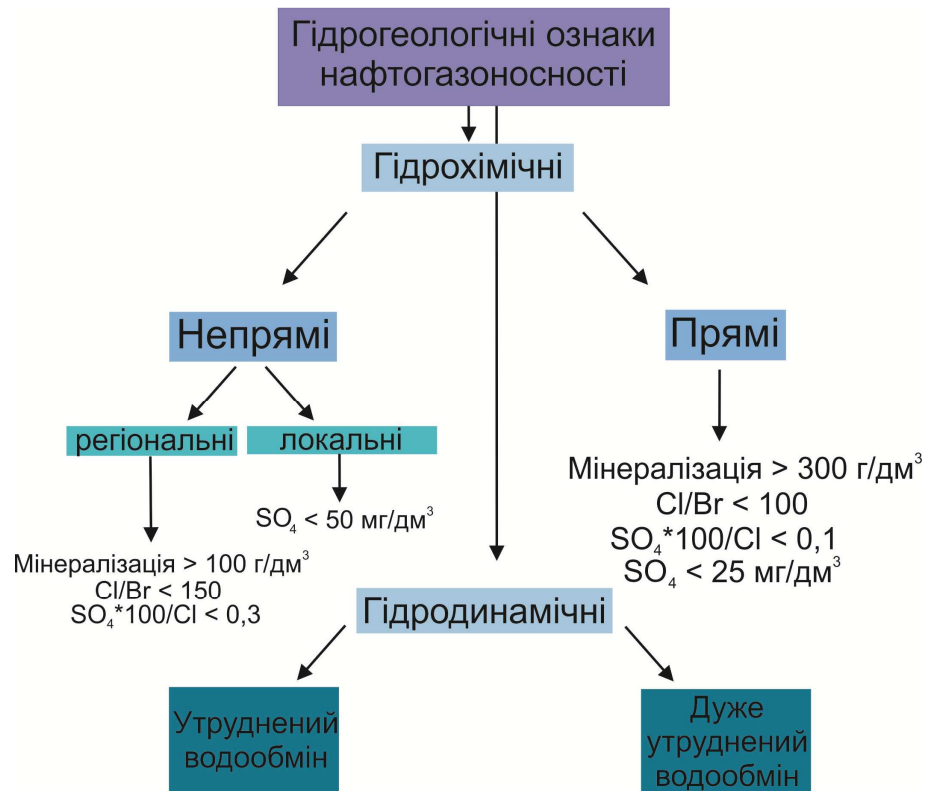


Рисунок 1 – Схема гідрогеологічних ознак нафтогазоносності, [2] з доповненнями А.П. Мазур

Таблиця 1 – Результати хімічного аналізу пластової води з крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину [1], з доповненнями А.П. Мазур

Свердловини	Мінералізація, г/дм ³	Гradient мінералізації, мг/дм ³ /м	Генетичний коефіцієнт rNa/rCl	Генетичний коефіцієнт rCl/rBr	Коефіцієнт rSO ₄ ²⁻ * 100/rCl	Вміст rSO ₄ ²⁻ мг/дм ³
1	2	3	4	5	6	7
45-Малогорожанська	20,3	65,41	1,11	424,0	32,12	3804,0
30-Малогорожанська	33,6	61,83	0,96	630,0	10,30	2428,0
35-Малогорожанська	17,9	26,82	1,00	876,0	9,18	1227,0
5-Малогорожанська	18,2	30,33	0,99	126,0	13,96	1109,0
4-Рубанівська	173,4	33,68	0,77	244,0	0,57	828,9
2-Північно-Мединицька	141,4	58,14	0,79	203,8	0,62	781,0
1-Північно-Мединицька	43,8	28,87	0,85	765,0	3,71	1232,0
45-Опинянська	154,8	77,69	0,83	326,0	0,66	861,0
35-Більче-Волицька	55,2	53,57	0,93	249,0	0,29	131,0
65-Більче-Волицька	36,3	33,99	0,90	208,0	0,33	141,5
52-Більче-Волицька	28,3	19,21	0,97	1460,0	0,17	39,8
3-Угерська	77,4	72,41	0,91	277,0	0,09	58,0
11-Північно-Мединицька	118,5	81,49	0,90	251,0	0,01	11,1
90-Більче-Волицька	32,3	26,90	0,91	134,0	0,23	99,8
35-Північно-Мединицька	85,3	79,37	0,91	270,0	0,37	131,9
18-Північно-Мединицька	113,7	47,10	0,85	249,0	1,71	1667,0
6-Угерська	95,6	65,47	0,89	346,3	2,20	1816,0
98-Угерська	50,2	45,58	0,92	421,0	0,37	92,7

Продовження таблиці 1

Свердловини	Мінералізація, г/дм ³	Гradient мінералізації, мг/дм ³ /м	Генетичний коефіцієнт rNa/rCl	Генетичний коефіцієнт rCl/rBr	Коефіцієнт rSO ₄ ²⁻ *100/rCl ⁻	Вміст rSO ₄ ²⁻ мг/дм ³
1	2	3	4	5	6	7
106-Угерська	101,5	72,53	0,89	197,0	2,81	2296,0
11-Летнянська	116,1	76,65	0,99	239,0	0,77	732,0
8-Північно-Мединицька	141,0	54,48	0,89	185,5	0,61	786,0
5-Угерська	73,6	48,06	0,87	434,6	2,77	1572,0
19-Північно-Мединицька	107,2	44,29	0,88	240,0	1,52	1332,0
15-Летнянська	15,2	9,43	0,81	295,0	2,60	320,6
8-Гаївська	145,6	84,49	0,84	709,0	13,04	5727,0
85-Дашавська	64,8	72,11	0,90	420,0	2,00	1000,0
10-Кадобнянська	47,7	47,98	0,86	402,0	0,53	205,7
4-Гринівська	125,9	95,01	0,89	262,0	2,05	2042,0
16-Гринівська	137,9	108,20	0,91	207,0	1,89	2031,0
3-Гринівська	86,7	66,90	0,89	290,0	0,82	575,0
1-Гринівська	92,8	72,78	0,91	302,0	2,60	1908,0
21-Гринівська	121,2	92,77	0,86	285,0	1,84	1818,0
10-Гринівська	71,8	59,47	0,89	306,0	2,55	1461,0
62-Богородчанська	102,8	66,47	0,91	498,0	3,95	3167,0
50-Косівська	43,7	41,08	0,97	247,0	7,98	2593,0
3-Красноільська	16,2	12,18	1,15	312,0	25,93	2652,0
5-Красноільська	81,0	49,87	0,89	324,0	7,04	4370,0
8-Лопушнянська	174,7	41,61	0,71	9602,0	0,48	329,2
6-Лопушнянська	206,1	48,69	0,95	1582,0	4,97	4156,0
9-Лопушнянська	269,2	62,58	0,83	677,3	0,43	712,0
4-Лопушнянська	269,9	64,12	0,73	405,5	0,10	98,0

Характерною особливістю хімічного складу підземних вод нафтових і газових родовищ є **сульфатність**. Як правило, даний показник представляється у вигляді коефіцієнта сульфатності – $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$, який відноситься до групи прямих локальних показників [3]. Для оцінки насичення води сульфатами використовують формулу $SO_4 = 108/d^2$, де d – густина води, г/см³.

Понижений вміст сульфатів у підземних водах (або їх сульфатність) багато авторів [6,7] вважають надійним показником нафтогазоносності, оскільки відновлення сульфатів у водах нафтогазових родовищ відбувається за участі анаеробних бактерій в присутності органічної речовини, в тому числі нафти і газу.

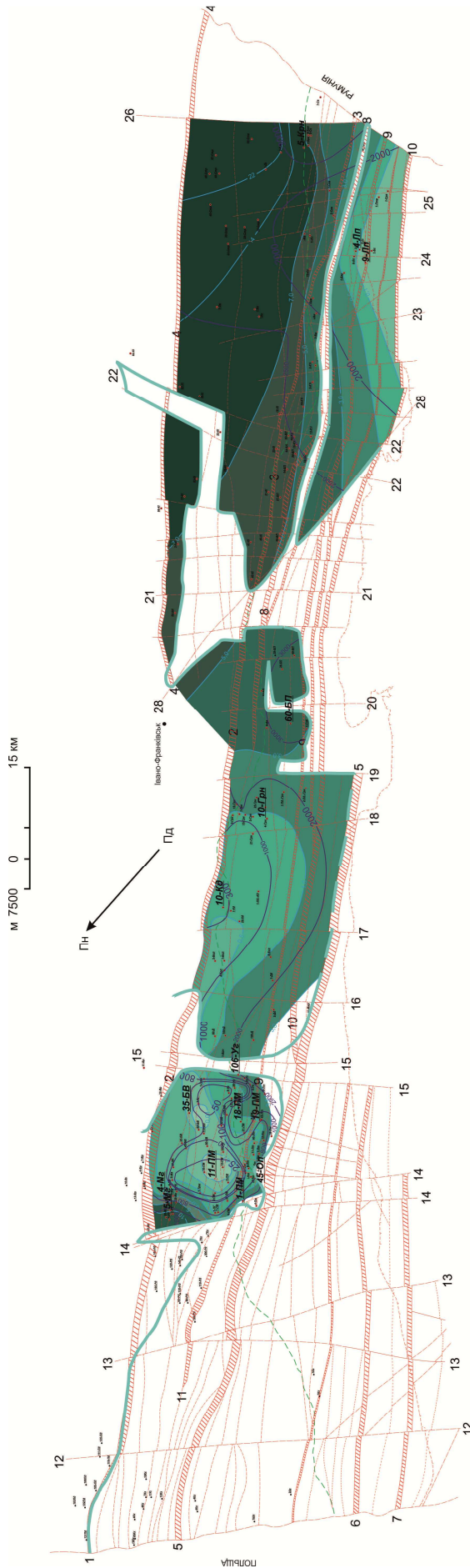
Зазвичай, сульфатність вод неглибоких горизонтів у зоні активного водообміну змінюється в межах 10-500, тоді як в межах глибоко-занурених метаморфізованих водах – значно менше 1.

Якщо вміст іону SO_4^{2-} не перевищує значення 50 мг/дм³, то його можна враховувати лише як непрямую ознаку. Якщо кількість сульфатів у підземних водах менше 25 мг/дм³, а вода є високомінералізована, то це є прямою ознакою наявності близького розташування ВНК або ГВК [4].

З метою дослідження зміни по площі коефіцієнта сульфатності крейдових відкладів, побудовано відповідна карту, на якій за допомогою ізоліній представлено значення коефіцієнта $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ та вміст сульфатів (SO_4^{2-}) (рис. 2).

Аналіз побудованої карти свідчить, що у північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони знаходяться дві ділянки, для яких коефіцієнт сульфатності не перевищує 0,1. Одна з них приурочена до Дрогобицько-Щирецького поперечного порушення (досліджувана св. 11-Північно-Мединицька – 0,01), інша – до Стрийського поперечного розлому (св. 3-Угерська – 0,09). Далі у напрямку на північний схід значення коефіцієнта поступово зростають та змінюються в межах від 0,1 до 0,3 (св. 35, 52 та 90-Більче-Волицька). На півночі у зоні Судово-Вишнянського тектонічного порушення (св. 35-Північно-Мединицька, 65-Більче-Волицька) та на схід до Стрийського розлому (св. 98-Угерська) – вони становлять від 0,3 до 0,5 (рис. 1). Зважаючи на те, що значення коефіцієнта сульфатності не перевищує 1, то ці ділянки характеризуються сприятливим гідрохімічним фоном для нафтонагромадження [3].

Значення коефіцієнта сульфатності менше 0,5 спостерігаються також у центральній части-



До тектонічної основи:

- зони повздовжніх розломів; розломи:
- поперечні,
- повздовжні,
- меридіональні, сліди насувів на поверхні;
- Стенницького,
- Берегового.
- свердловини, що розкрили крейдові відклади

До карти сульфатності:

- УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- Найменування розломів (цифри):
- 1-Городоцький,
 - 2-Калузький (Косівський),
 - 3-Косівський,
 - 4-Сторожинецький,
 - 5-Краковецький,
 - 6-Чужівський,
 - 7-Княжичський,
 - 8-Ковалівський (Передкарпатський),
 - 9-Назавазівський,
 - 10-Космацький,
 - 11-Судово-Вишнянський,
 - 12-Добромільський,
 - 13-Дністровсько-Монастирський,
 - 14-Дрогобицько-Щирецький,
 - 15-Стрийський,
 - 16-Танявський,
 - 17-Турянський,
 - 18-Лімноцький,
 - 19-Слобідський,
 - 20-Манявський,
 - 21-Богородчансько-Коршівський,
 - 22-Покутський,
 - 23-Лістинський,
 - 24-Полушнянський,
 - 25-Шипотський,
 - 26-Сунавський,
 - 27-Нижанковицький,
 - 28-Вікторівський

Рисунок 2 – Карта сульфатності вод крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала Мазур А. П. з використанням матеріалів Н.З. Величко, тектонічна основа О.О. Щерби)

ні досліджуваної території, однак далі на південний схід у ділянці обмеженій повздовжніми тектонічними розломами значення показника поступово зростають.

Розглядаючи піднасувну ділянку автохтона Зовнішньої зони, особливо цікаві аномалії спостерігаються в районі Лопушнянського родовища (Лопушнянська підзона), де в тектонічно-обмеженій ділянці, де пробурені свердловини 4, 6, 8, 9-Лопушнянські, сульфатність змінюється від 0,10 до 4,97. А вже ближче до Сторожинецької підзони, що в північному напрямі, сягає близько 26 (свердловина 3-Красноільська).

Основним локальним показником нафтогазоносності, що може свідчити про можливе газоутворення є вміст іону SO_4^{2-} . Північно-західна частина досліджуваної зони характеризується переважно пониженими значеннями іонного коефіцієнта. Так, у водах зі свердловин 11-Північно-Мединицька значення SO_4^{2-} сягає своїх найменших значень 11,12 мг/дм³, тоді як в північно-східному напрямі (св. 52-Більче-Волицька) його вміст поступово зростає і становить 39,8 мг/дм³. Подальше зростання показника спостерігається також у східному напрямі (100 і більше мг/дм³) і поширюється до Стрийського поперечного тектонічного порушення. Ділянки, де вміст SO_4^{2-} іону менше 150 мг/дм³ (що є однією з непрямих ознак нафтогазоносності), знаходяться і вище, і нижче вищеописаних зон (св. 35-Північно-Мединицька та 5,65-Більче-Волицька). По периферії зони концентрація SO_4^{2-} характеризується досить різким підвищенням і на деяких ділянках досягає значень, що перевищують позначку 3000 мг/дм³. У центральній частині Зовнішньої зони (св. 10-Кадобнянська), у тому числі в районі Гринівського та Богородчанського родовищ, проходить поступове збільшення насичення вод SO_4^{2-} іонами від 206 до 3167 мг/дм³ у свердловинах. Далі, на південний схід води в районі Лопушнянського родовища містять іон від 98 мг/дм³ (4-Лопушнянська) до 712 мг/дм³ (9-Лопушнянська), а вже в північному напрямі ці значення зростають до максимальних показників – 4370 мг/дм³ (свердловина 5-Красноільська) (рис. 2).

Найхарактернішим і найлегшим у визначенні показником підземних вод, що вказує на близьке розташування нафтогазових покладів, є **мінералізація**. Кількість солей, розчинених у підземних водах, може коливатися у досить широких межах. За мінералізацією води поділяються на: прісні (до 1 г/дм³), солонуваті (1-10 г/дм³), солоні (10-50 г/дм³) і розсоли (50-400 г/дм³) [3]. Найбільш продуктивним горизонтам притаманні води, мінералізація яких становить 300-400 г/дм³. Проте можливі й винятки, коли поклади газу можуть довго зберігатися в умовах утворення малосоленої води, за сприятливих гідродинамічних умов [2, 3].

Гідрохімічним показником умов водообміну є **метаморфізація** – перетворення складу підземних вод, що пов'язане з гідрогеологічною історією району, у якому відбувається поступове вилуговування гірських порід на глибині [5]. Вона характеризується показником

rNa^+/rCl . Його часто називають коефіцієнтом ступеня метаморфізму вод. У процесі метаморфізму морської води вміст Ca^{2+} зростає за рахунок зменшення вмісту rMg^{2+} та rNa^+ , тому чим меншими за 0,85 є значення натрій-хлорного показника у воді, тим більшим є ступінь її метаморфізму. Для води характерна велика кількість CaCl_2 [5].

Значення вищезгаданого показника сульфатності $\text{rSO}_4^{2-} \cdot 100/\text{Cl}$ також свідчать про метаморфізацію води. Якщо $\text{rSO}_4^{2-} \cdot 100/\text{Cl} < 0,1$, то це є прямою ознакою нафтогазоносності. При значеннях коефіцієнта сульфатності від 0,1 до 0,3 – відноситься до непрямих.

Основою гідрохімічних показників нафтогазоносності є класифікація води за В.А. Суліним. В основі даної класифікації закладено генетичний принцип, згідно якого води, які формуються в певних природних умовах, утримують в своєму складі певні компоненти. Зазвичай, до них відносяться сульфати і гідрокарбонати натрію, хлориди магнію і кальцію. Кожен із цих компонентів, навіть у незначних кількостях, допомагає віднести досліджувану воду до певного генетичного типу [6].

Також за генетичним коефіцієнтом rNa^+/rCl визначають приналежність води до того чи іншого генетичного типу. Також у поєднанні з мінералізацією коефіцієнт дає можливість визначити різні режими водообміну.

Води, для яких значення хлорнатрієвого коефіцієнта більше 1, відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого або сульфатнонатрієвого типу, якщо – менше 1, то води належать до хлоридно-магнієвого або ж хлоридно-кальцієвого типу [5].

Генетичний тип води, значною мірою, залежить від мінералізація [6]. На фоні високої мінералізації води (100-300 г/дм³) при понижених значеннях rNa^+/rCl , води хлоридно-магнієвого типу метаморфізуються у хлоридно-кальцієвий. Менш мінералізовані солоні води (до 10 г/дм³), для яких коефіцієнт rNa^+/rCl більше 1, перетворюються у гідрокарбонатно-натрієвий генетичний тип [4].

Хлоридно-кальцієвий тип води зі значенням мінералізації 90-100 г/дм³ вказує на близьке розташування зони тектонічних порушень, а при мінералізації 3-35 г/м³ є показником присутності скупчень нафти і газу. На рисунку 3 можна прослідкувати зміну мінералізації води крейдового віку по площі.

Для побудови карти метаморфізації використано значення коефіцієнту rNa^+/rCl , мінералізації та генетичні типи води за Суліним: хлоридно-кальцієвий та гідрокарбонатно-натрієвий (рис. 3).

У переважній більшості свердловин, якими розкрито крейдові відклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, відібрані та досліджені проби води, що характеризуються підвищеною мінералізацією, яка становить більше 100 г/дм³ та пониженими значеннями коефіцієнта rNa^+/rCl .

Північно-західна частина Косівсько-Угерської підзони досліджуваної території між



Рисунок 3 – Карта метаморфізації та генетичних типів вод крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала Мазур А. П. з використанням матеріалів Н.З. Величко, тектонічна основа О.О. Щерби)

Калуським та Дрогобицько-Щирецьким розривними порушеннями характеризується підвищеними значеннями мінералізації, при значно понижених значеннях натрій-хлорного коефіцієнта, який не перевищує 0,7. Це свідчить про поширення хлоркальцієвого типу води [3], що, у свою чергу, підтверджується хімічним аналізом пластових вод зі свердловин 4-Рубанівська, 8-Північно-Мединицька та ін.

Для ділянки Косівсько-Угерської підзони в районі Городоцького повздовжнього та Стрийського поперечного тектонічних порушень характерні понижені значення мінералізації (до 55 г/дм^3), а коефіцієнт $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$ зростає і сягає значень близьких до 1. Тип води ймовірно гідрокарбонатно-натрієвий (рис. 3).

У напрямку до Судово-Вишнянського тектонічного порушення води крейдових відкладів характеризуються пониженими значеннями мінералізації, показник $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$ більше за 0,85, проте менший за 1. Тип води, найімовірніше, хлоридно-кальцієвий. У пробах досліджуваної води крейдового віку, відібраної зі свердловин 1,18-Північно-Мединицькі, 45-Опарська, 8-Гаївська, 15-Летнянська натрій-хлорний коефіцієнт змінюється в межах 0,7-0,85.

Підвищені показники мінералізації води (перевищують значення 100 г/дм^3) спостерігаються також у центральній частині Зовнішньої зони між Лимницьким та Слобідським тектонічними порушеннями (св. 4, 16, 21-Гринівські та 6-Богородчанська). Значення натрій-хлорного коефіцієнта ($r\text{Na}^+/r\text{Cl}^- < 1$) (рис. 3).

Значення показника $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$ для піднасувної ділянки Зовнішньої зони (Лопушнянська підзона) найбільш понижені ($< 0,7$) у районі Лопушнянського родовища (св. 4, 8-Лопушнянські), проте у свердловинах 9-Лопушнянська та 6-Лопушнянська вони сягають 0,83 та 0,95 відповідно. Мінералізація пластових вод коливається в межах $100\text{-}300 \text{ г/дм}^3$, проте поступово знижується у північному напрямі і вже в свердловині 3-Красноільська дорівнює $16,2 \text{ г/дм}^3$. Те саме відбувається із значенням хлор-натрієвого коефіцієнта. Це свідчить про поширення хлоркальцієвого та подекуди гідрокарбонатно-натрієвого типу води в Лопушнянській підзоні, що переходить в хлоридно-магнієвий в районі Сторожинецького родовища (рис. 3).

Існування сприятливої гідродинамічної обстановки для формування вуглеводневих покладів також можна встановити за аналізом палеогідродинамічних показників вод крейдового періоду Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Наступний гідрохімічний коефіцієнт, який впливає на визначення *гідрогеологічної закритості надр*, що, в свою чергу характеризує зони можливого газоутворення, є хлор-бромний коефіцієнт – $r\text{Cl}/r\text{Br}$. У морській воді його значення становить 292. У процесі метаморфізації і збільшенні мінералізації значення коефіцієнта знижується до позначки 100 і нижче. У випадку вилуговування соленосних товщ величина його різко зростає і сягає $1000\text{-}2000$ і більше. Таким чином, величину хлор-бромного коефіцієнта

можна використовувати як показник процесів формування розсолів і виділення у розрізі соленосних товщ, які забезпечують гідрогеологічну закритість надр. Також деякі дослідники значення $r\text{Cl}/r\text{Br}$ коефіцієнта розглядають як ознаку близького розташування нафтогазових покладів [5].

Для точнішого визначення гідрогеологічної закритості надр, дані коефіцієнтів слід пов'язувати також з гідродинамічною зональністю та генетичним типом води на основі гідрохімічних коефіцієнтів [4].

Промислові скупчення нафти і газу переважно приурочені до гідрогеологічно закритих структур. Визначення ділянок гідрогеологічної закритості надр, а, отже, і можливих зон газоутворення, також проводиться за коефіцієнтом сульфатності. Ознакою ізоляції надр та можливо наявністю покладів нафти і газу є значення коефіцієнта $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100/r\text{Cl}^-$, що не перевищують 0,1 (рис. 4).

З метою визначення зон гідрогеологічної закритості надр побудована відповідна карта зміни градієнта мінералізації (відношення мінералізації в мг/дм^3 до глибини залягання води в метрах), значень хлор-бромного коефіцієнта та коефіцієнта сульфатності [3].

Аналізуючи карту, особливу увагу слід приділяти зміні градієнта мінералізації. Райони, де його значення поступово знижується – є найперспективнішими у нафтогазоносному відношенні (рис. 4). Водночас, коефіцієнт $r\text{Cl}/r\text{Br}$ повинен максимально зростати, а коефіцієнт сульфатності навпаки – знижуватися (його підвищені значення свідчать про порушення гідрогеологічної закритості надр).

Під *гідрогеологічною зональністю* розуміють характер поширення зон і областей активного, утрудненого та дуже утрудненого (стагнаційного) режимів водообміну. Відомо, що скупчення нафти і газу переважно приурочені до зон стагнаційного режиму водообміну, рідше знаходяться в зоні утрудненого водообміну і зовсім відсутні в зоні активного режиму водообміну [4].

Як вже зазначалось вище, виділення зон різного режиму виконується за результатами визначення хімічного складу підземних вод крейдового віку, визначенні генетичного коефіцієнта $r\text{Na}/r\text{Cl}$ та їх мінералізації.

Зона активного водообміну інтенсивно живиться прісними інфільтрогенними водами та інтенсивно дронується. Для неї притаманне переважання гідрокарбонатно-кальцієвих та магнієво-кальцієвих вод. Відношення $r\text{Na}/r\text{Cl}$ у більшості випадків більше 1.

У зоні утрудненого водообміну зустрічаються як давньоінфільтрогенні, так і седиментогенні води. Вони характеризуються повільним рухом і слабким дронуванням. За мінералізацією води належать до солонуватих (до 10 г/дм^3), відношення $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$ коливається у межах 0,87-1,0.

Зонам дуже утрудненого водообміну властиві седиментогенні та інфільтрогенні води давніх геологічних епох. Вони ізольовані від

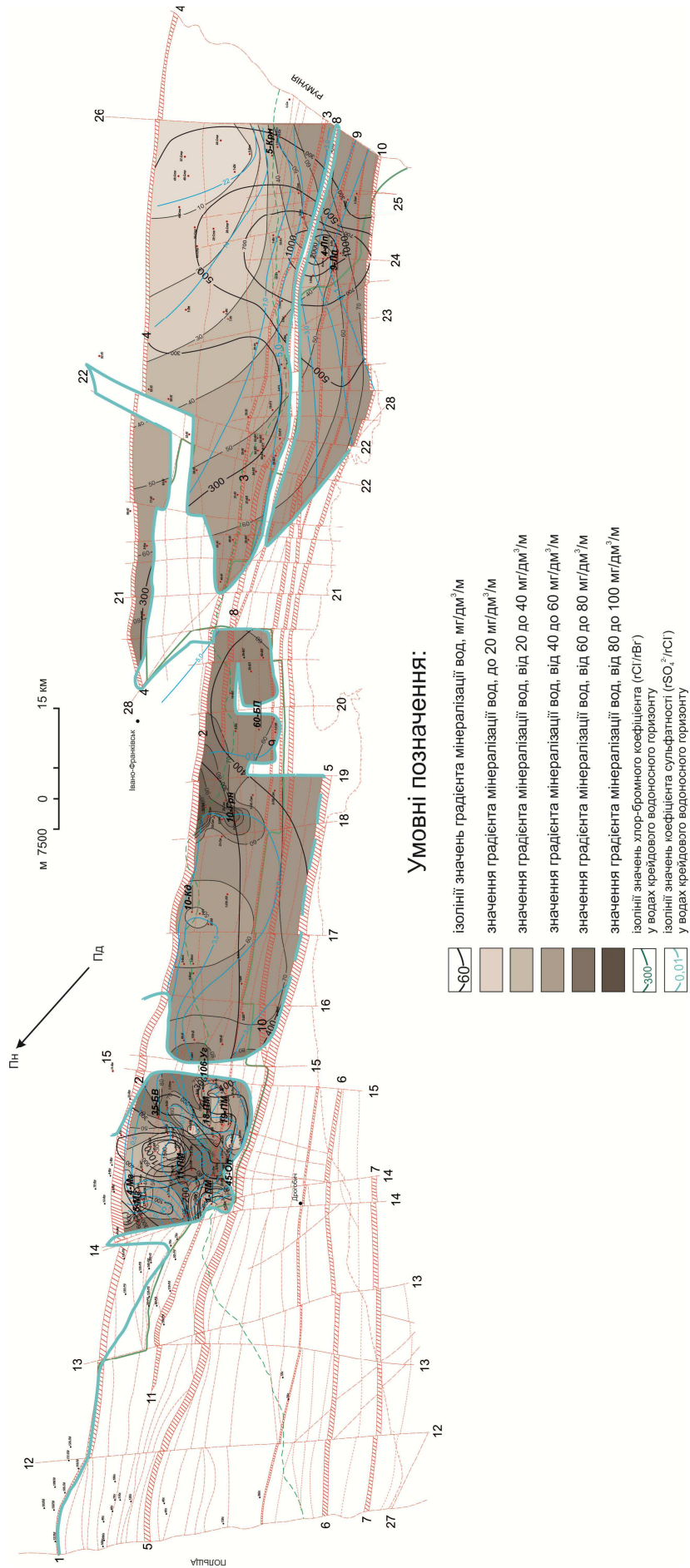


Рисунок 4 – Карта гідрогеологічної закритості надр у крейдових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала Мазур А.П. з використанням матеріалів Н.З. Величко, тектонічна основа О.О. Щерби)

водообміну з поверхнею. Переважають води хлоридно-натрієвого складу з $rNa^+/rCl^- < 0,87$, інколи і менше 0,7.

З метою визначення генезису води, що також впливає на режими водообміну, на карту нанесені ізолінії значень коефіцієнта rCl^-/rBr^- . Седиментогенні води характеризуються значенням $rCl^-/rBr^- < 300$, а інфільтрогенні > 300 . Ступінь мінералізації цих вод становить 100-300 г/дм³ і більше [2].

Як вже згадувалось вище, швидкість водообміну впливає також і на зміну величини коефіцієнта rCl^-/rBr^- . У свердловинах 5-Малогорожанська та 90 Більче-Волицька, значення його значно менше 150, що вказує на наявність седиментогенних метаморфізованих вод у зонах з дуже утрудненим водообміном. Далі, до центру Косівсько-Угерської підзони, значення даного коефіцієнта дещо зросли, проте не перевищили значення 300, винятком є декілька ділянок, де вони досягли максимального значення 1460 (свердловина 52-Більче-Волицька).

Отже, зважаючи на характер зміни вищезохарактеризованих показників були побудовані карти гідрогеологічних коефіцієнтів (rNa^+/rCl^- , rCl^-/rBr^-) та мінералізації вод. Зіставлення значень коефіцієнта rNa^+/rCl^- , мінералізації вод та коефіцієнта rCl^-/rBr^- дало змогу нам виділити зони дуже утрудненого (стагнаційного) та утрудненого режимів водообміну, до яких можливо приурочені скупчення вуглеводнів (рис. 5).

Аналіз карти гідрогеологічної зональності (рис. 5) дає підстави стверджувати, що Сторожинецька підзона Зовнішньої зони Передкарпатського прогину практично повністю приурочена до зони з активним водообміном. Води крейдових відкладів решти території досліджуваної зони характеризуються вповільненим рухом та слабким дренаванням. Можна також виділити і дві ділянки, яким притаманний дуже вповільнений водообмін – південно-західна ділянка Косівсько-Угерської підзони та південно-східна піднасувна ділянка досліджуваної зони.

Особливістю гідрогеологічних умов Зовнішньої зони Передкарпатського прогину є поширення тут декількох генетичних типів вод. Піднасувна частина зони вміщує солянки вичавлювання товщ Самбірсько-Рожнятівського покриву. Ці води характеризуються високими значеннями мінералізації (до 300 г/дм³) та повним спектром водорозчинених макро- і мікрокомпонентів. Генезис слабомінералізованих вод Зовнішньої зони пов'язаний з сучасною інфільтрацією з боку Східноєвропейської платформи [1].

Отримані наукові та практичні результати

Проаналізувавши комплекс гідрогеологічних критеріїв та охарактеризувавши гідрохімічні карти, можна зробити висновки щодо наявності перспективних ділянок з можливою нафтогазоносністю крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину:

1. За гідрогеологічними критеріями перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів пов'язані в основному з Косівсько-Угерською підзоною. Північно-західна її частина характеризується найсприятливішими умовами для накопичення та утримування вуглеводнів у пастках. У її межах поширена зона утрудненого водообміну, та виділяється ділянка з дуже утрудненим водообміном. Ділянки зі схожими характеристиками також виділяються у центральній та південно-східній частинах Зовнішньої зони.

2. Газоносність крейдових відкладів між Городоцьким та Калуським тектонічними порушеннями підтверджується аналізом води зі свердловин Малогорожанського, Більче-Волицького, Угерського, Летняського та ін. родовищ. Перспективність центральної ділянки Косівсько-Угерської підзони можна обґрунтувати, провівши аналогію зі зміною коефіцієнтів (rNa^+/rCl^- , $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$, rCl^-/rBr^-) пластових вод відібраних на ділянках з уже виявленими покладами. Так між Тянівським та Слобідським тектонічними порушеннями можливі локальні скупчення газу, що у більшості приурочені до тектонічно-екранованих пасток.

3. Співставляючи гідрогеологічні карти зміни вмісту компонентів у водах, можна вважати, що найнесприятливішою підзоною з точки зору перспективності є Сторожинецька. Крейдові відклади у ній залягають на незначних глибинах і подекуди виходять на денну поверхню, зазначена ділянка характеризується активним режимом водообміну, високим вмістом сульфатів та низькою мінералізацією.

4. Піднасувна частина Зовнішньої зони Передкарпатського прогину характеризується переважно ділянками утрудненого водообміну в крейдових відкладах та зоною дуже утрудненого водообміну, до якої приурочене Лопушнянське родовище. Типи вод на даній ділянці хлоридно-кальцієвий і гідрокарбонатно-натрієвий, низький вміст іон-суфату та низькі значення натрій-хлорного коефіцієнта вказують на сприятливу гідрохімічну та гідродинамічну обстановку для накопичення і утримування покладів нафти і газу в крейдових відкладах.

Висновки

Отже, виходячи з усього вищезазначеного, можна зробити висновки про перспективи локальної газоносності у крейдових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, зокрема в Косівсько-Угерській підзоні. Тому рекомендується проведення деталізаційних геолого-геофізичних досліджень для підтвердження існування покладів, зокрема в центральній частині зони поблизу Дашавського, Кадобнянського та Болохівського родовищ, а також у межах південно-східної ділянки зони в районі Стайківської та Петровецької площ.

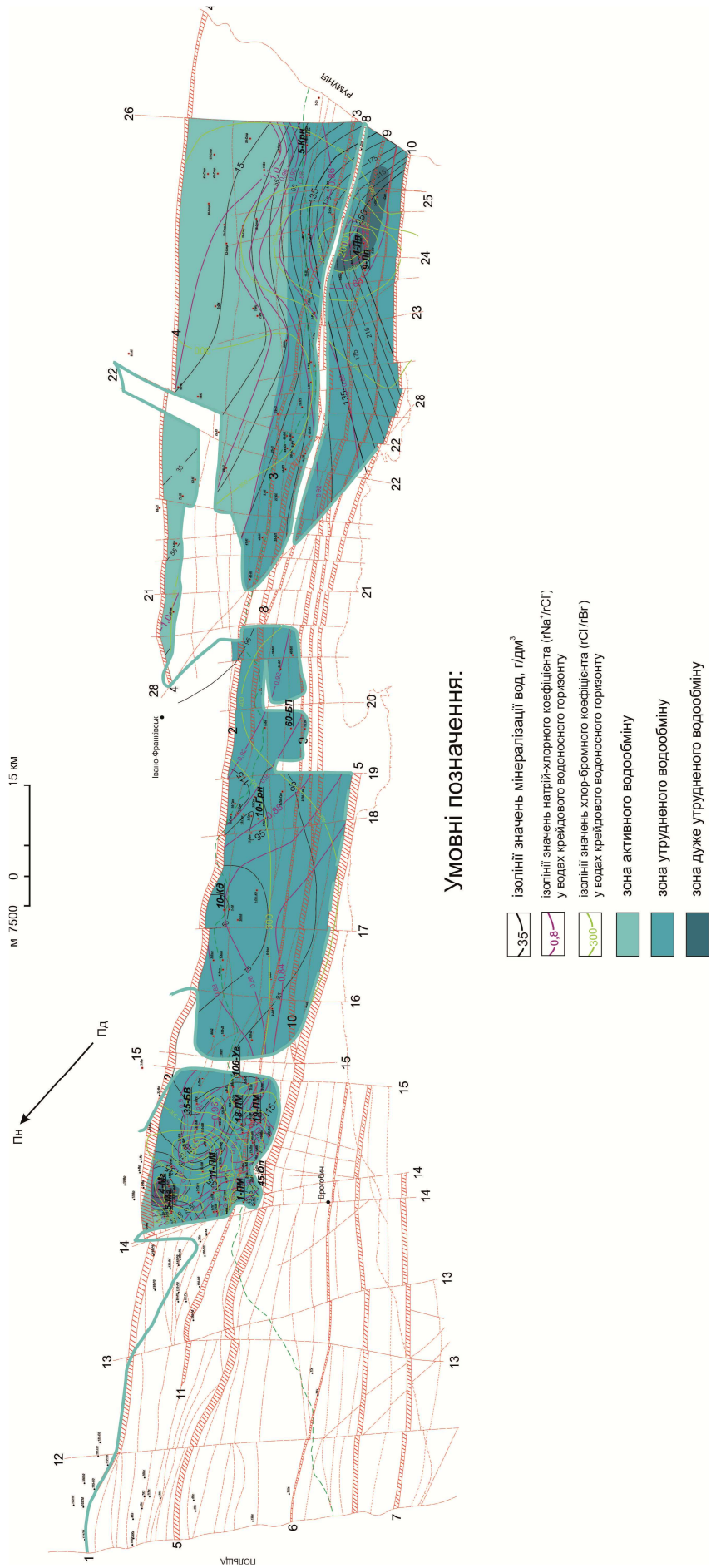


Рисунок 5 – Карта гідрогеологічної зональності водонапірних басейнів крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (склала Мазур А. П. з використанням матеріалів Н.З. Величко, тектонічна основа О.О. Щербі)

Література

- 1 Колодій В.В. Палеогідрогеологічні реконструкції осадових товщ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину у зв'язку з нафтогазоносністю / В.В. Колодій, Р.П. Паньків та ін. – ІГГК НАН України, Львів, 2010. – 285 с.
- 2 Филатов К.В. Основные закономерности формирования состава подземных вод и поисковые признаки нефтегазоносности / К.В. Филатов. – М.: Недра, 1976. – 304 с.
- 3 Суббота М.И. Интерпритация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа / М.И. Суббота, В.Ф. Клейменов, Е.В. Стадник и др. – Коллектив авторов, 1990. – 195 с.
- 4 Маєвський Б.Й. Прогнозування пошуку та розвідка нафтових і газових родовищ: підручник для ВНЗ / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – Київ: Наукова думка, 2004. – 446 с.
- 5 Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія: підручник для ВНЗ / В.В. Колодій, І.В. Колодій, Б.Й. Маєвський. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 184 с.
- 6 Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений / В.А. Сулин. – М., 1948. – 240 с.
- 7 Кротова В.А. Гидрогеологические критерии нефтеносности / А.В. Кротов // Тр. ВНИГРИ. – 1960. – Вып. 147. – С.22-29.
- 8 Каретников Л.Г. Критерии нефтегазоносности / Л.Г. Каретников, Г.Ю. Валуконис // Наука и техника. – 1972. – 280 с.
- 9 Гавриленко Е.С. Гидрогеологические показатели нефтеносности / Е.С. Гавриленко. – К.: Наукова думка, 1965. – 189 с.
- 10 Мазур А.П. Гідрогеологічна характеристика вод крейдового періоду, як один з критеріїв нафтогазоносності / А.П. Мазур // Сборник научных трудов Sworld. – 2014. – Вып. 1. – Том 32. – С.61-64.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.05.15*

*Рекомендована до друку
професором **Петровським О.П.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Євдощук М.І.**
(Інститут геологічних наук, м. Київ)*

ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ

М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.О. Васильченко, Р.Р. Матушек

УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування»; 61010, м. Харків, вул. Червоношкільна набережна, 20, тел. (057) 7304680, e-mail: a v a r v t t b @ u k r . n e t

Родовища Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) переважно перебувають на завершальній стадії розробки. При цьому тут спостерігається зниження градієнтів пластових тисків, що створює умови для підвищення ступеня забруднення привибійної зони колекторів на етапах первинного, вторинного розкриття і освоєння свердловин. Для усунення цих чинників розроблено рецептуру інгібуючого бурового розчину, що забезпечує високі показники відновлення проникності колекторів під час проведення різних технологічних операцій. Проведено порівняльний аналіз розробленої рецептури із відомими розчинами, що застосовують у світовій практиці. Розглянуто механізми хімічної взаємодії кислот з породами та мінералами пластів-колекторів та виявлено основні недоліки та негативні наслідки кислотних обробок. З урахуванням властивостей різних органічних кислот до застосування запропоновано кислотну обробку колекторів сповільненої дії. Проаналізовано новітні технології освоєння свердловин, що набувають широкого застосування у світовій практиці.

Ключові слова: первинне розкриття, вторинне розкриття, освоєння свердловин, флокуляція, кислотна обробка, кислотна обробка сповільненої дії

Месторождения Днепровско-Донецкой впадины (ДДв) преимущественно находятся в завершающей стадии разработки. При этом тут наблюдается снижение градиентов пластовых давлений, что создает условия для роста загрязнения призабойной зоны коллекторов на этапах первичного, вторичного раскрытия и освоения скважин. Для устранения этих факторов разработана рецептура ингибирующего бурового раствора, который обеспечивает высокие показатели возобновления проницаемости коллекторов при проведении различных технологических операций. Проведен сравнительный анализ разработанной рецептуры с известными растворами, применяющимися в мировой практике. Рассмотрены механизмы химического взаимодействия кислот с породами и минералами пластов-коллекторов и выявлены основные недостатки и негативные последствия кислотных обработок. С учетом свойств разных органических кислот к применению предложена кислотная обработка коллекторов замедленного действия. Проанализированы новейшие технологии освоения скважин, которые имеют широкую перспективу применения в мировой практике.

Ключевые слова: первичное вскрытие, вторичное вскрытие, освоение скважин, флокуляция, кислотная обработка, кислотная обработка замедленного действия

The fields of the Dnipro-Donetsk Depression (DDD) are mainly on the finishing stage of their development, where one can observe declines of formation pressure gradients. This creates conditions for an increase of the bottom hole zone contamination at the stage of primary and secondary drilling, as well as at the stage of well development. To eliminate these factors, a composition of inhibitor drilling mud that provides high indices of reservoir permeability recovery during realization of different technological operations was developed. The comparative analysis was conducted between the worked-out composition and known solutions that are used in world practice. The mechanisms of chemical interaction of acids with the reservoir rocks and minerals were considered and basic defects and negative results that could emerge during acidizing were identified. Taking into account the properties of different organic acids it was suggested to use retarded reservoir acidizing. The newest technologies for well development that are widely spread in world practice were analyzed.

Keywords: primary drilling, secondary drilling, well development, flocculation, acidizing, retarded acidizing

Вступ. На території Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) більшість родовищ перебувають на завершальній стадії розробки зі знизженими пластовими тисками, що створює умови для зростання забруднення привибійної зони колекторів на етапах первинного, вторинного розкриття і освоєння свердловин. Ці проблеми часто виникають і на нових родовищах, особливо з низькими дебітами.

За літологічними особливостями стосовно можливості проведення різних методів інтенсифікації основні колектори на ДДз розділяються на кілька груп: хомогенну (микитівська, слов'янська світи нижньої пермі, горизонти А 1-5), що характеризується підвищеним вмістом карбонатів, кислоторозчинних сполук і водо-

розчинних солей; картамиш нижньої пермі-верхньої карбон (так звана червонокольорова товща, що складається з теригенних нашарувань з низькою карбонатністю); середній - нижній карбон (сіркокольорова товща з прошарками порід з підвищеною карбонатністю); нижній карбон (турнейський ярус з підвищеною і високою карбонатністю порід).

Під час освоєння у цих колекторах інколи відсутній приплив газу, незважаючи на попередні численні сприятливі фактори: газопокази станцій ГТК та газопрояви під час буріння, позитивні дані газового каротажу та промислової геофізики. Буває, що kern, піднятий з продуктивного інтервалу, має достатні фільтраційно-ємнісні властивості з ознаками наявності вуг-

Таблиця 1 – Розчинність хімреагентів та наповнювачів у кислотах чи лугах

Хімреагенти, матеріали	Кислота (луг), концентрація, %	Розчинність реагентів, %	Джерело інформації
КМЦ (СМС L)	15% HCl	98,95 % при 60°C, 1 година	SPE, док. 10616
ПАЦ (РАС L)	15% HCl	99,65 % при 100°C, 1 година	SPE, док. 10616
ПАЦ (РАС L)	15% HCl	99,50 % при 100°C, 6 годин	SPE, док. 10616
Крохмаль модифікований	15% HCl	99,16 % при 60°C, 1 година	SPE, док. 10616
Крохмаль модифікований	15% HCl	99,30 % при 100°C, 1 година	SPE, док. 10616
Крохмаль модифікований	15% HCl	96,89 % при 100°C, 6 годин	SPE, док. 10616
Ксантановий біополімер	15% HCl	96,88 % при 60°C, 1 година	SPE, док. 10616
Ксантановий біополімер	15% HCl	99,45 % при 100°C, 1 година	SPE, док. 10616
Ксантановий біополімер	15% HCl	96,74 % при 100°C, 6 годин	SPE, док. 10616
Гідрооксиетилцелюлоза	15% HCl	99,85 % при 60°C, 1 година	SPE, док. 10616
Слюда (пластинки)	7,5% HCl	24	*
Шкаралупа горіхів	7,5% HCl	42	*
Гума гуарова	15% HCl	93,17 % при 80°C, 1 година	SPE, док. 10616
Целюлоза суміш	15% HCl	92-98	*
Целюлоза волокно	15% HF	70	*
Целюлоза волокно	6-12% HOCl	70-75	*
Целюлоза + лігнін	15% HCl	52,4	док. ASA 0181+BP 0181
Целюлоза + лігнін	25 % NaOH	46	док. ASA 0181
Целюлоза + лігнін	15 % оцет	90,1	док. ASA 0250
Поліакрилат натрію	15% HCl	95,5	*
Лігніт + бітум	15% HCl	5	*
Крейда	15% HCl	98-100	*
Мармур	15% HCl	94-98	*

* – за результатами лабораторних досліджень сервісної компанії з бурових розчинів.

леводнів, а після закінчення буріння свердловини геофізичні виміри свідчать, що цей інтервал не є колектором і складений ущільненими глинистими породами. Звичайно ж, геофізики, що інтерпретують дані каротажу, не помилились, просто за час від розкриття продуктивного колектора до закінчення свердловини (кілька місяців) при репресії на пласт пустоти в значному радіусі пристовбурної зони цієї свердловини ущільнились дрібнодисперсною (глинистою) фазою і звужились від набухання породи під дією фільтрату бурового розчину. Погіршення колекторських властивостей порід у часі за показами каротажних приладів в одних і тих же інтервалах є вагомою передумовою забруднення колекторів, що особливо проявляється під час освоєння. При значній тріщинуватості (Кобзівське ГКР, Богатойське ГКР, Медведівське ГКР тощо) відбувається глибока кольматція колекторів, насамперед в площинах тріщин, що в багатьох випадках унеможлиблює отримання вуглеводневої продукції під час освоєння звичайними способами (створенням депресії на пласт).

Подібні випадки свідчать про необхідність вдосконалення існуючих підходів до розкриття продуктивних колекторів і освоєння свердловин.

Аналіз сучасних заходів та вітчизняних досліджень. Практикою буріння [1-3] встановлено, що для запобігання незворотної кольматції колекторів під час первинного розкриття продуктивних пластів серед розчинів на водній основі потрібно використовувати малоглинисті чи безглинисті рецептури, тверду фазу яких, в основному, складає сортамент кислоторозчинних частинок-кольматантів відповідного ступеня подрібнення. У таких рецептурах під час руйнування (деструкції) полімерів не повинно бути твердого нерозчинного осаду.

У табл. 1 наведено кислоторозчинність деяких хімреагентів та наповнювачів до бурових розчинів, що використовуються на світовому ринку буріння за стандартами АНІ.

В цілому, умовам якісного розкриття колекторів відповідає кислоторозчинність усіх компонентів бурового розчину (окрім бариту) не менш, ніж на 96-98 %.

Після застосування таких бурових розчинів, зазвичай є ефективними роботи з освоєння, а за необхідності, інтенсифікація свердловин кислотними обробками.

З аналізу табл. 1 бачимо, що сертифіковані за стандартами АНІ реагенти типу КМЦ (ПАЦ), модифікований крохмаль, ксантанові біополімери можна використовувати під час буріння в продуктивних пластах. Проте, при зростанні

пластових температур до 100°C і вище розчинність цих реагентів з часом дещо знижується. Серед наповнювачів найвищу кислоторозчинність мають карбонати, волокна целюлози, лігніну. Деякі реагенти і наповнювачі (бітум, гуми, слюди тощо) краще розчиняються в рідких вуглеводнях, сильних лугах, гіпохлоритах чи інших розчинниках. Глина при бурінні в продуктивних інтервалах в розчин не додається, а для запобігання накопичення (зазвичай, понад 8-15 кг/м³ розчину) при бурінні повинна видалятися в системі механічного очищення і, за необхідності, додатковими фізико-хімічними способами (флокуляцією, вапнуванням тощо).

У практиці провідних бурових компаній рецептури безглинистих чи малоглинистих бурових розчинів застосовуються для первинного розкриття продуктивних пластів в умовах гідростатичних і аномально низьких пластових тисків (АНПТ) та в горизонтальних інтервалах буріння. Зазвичай, розчини мають полімерну основу на основі модифікованого (етерифікованого чи гідроксиалкільованого) крохмалю, очищених співполімерів поліаніонної целюлози з полісахаридами, біополімера; розрахований сортамент мармурової крихти різних ступенів помелу. Для запобігання чи мінімізації поглинань також застосовуються кислоторозчинні наповнювачі (кольматанти). Це забезпечує максимальне збереження колекторських властивостей продуктивного пласта та необхідні структурно-реологічні параметри розчину. Для зменшення густини у розчини додаються мінеральні оливи густиною 770-800 кг/м³ (наприклад, алкени формули $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_x-\text{CH}_2$), що емульгуються поверхнево-активними речовинами (наприклад, монометилловим ефіром дипропіленгліколю в розчиннику тощо). В рецептурі застосовуються бактерициди. Такі розчини утворюють малопроникні еластичні фільтраційні кірки, що нейтралізує досить значні диференціальні тиски. Кірки легко руйнуються та розчиняються під час освоєння або кислотних обробок.

Для умов ДДз застосування подібних рецептур має суттєві обмеження, які полягають у нестабільності структурно-реологічних і фільтраційних показників при забрудненні розчину іонами полівалентних металів, при поступленні мінералізованих пластових вод, неповному витримуванні оптимальних концентрацій реагентів в умовах недостатньо якісного очищення, тривалого буріння інтервалів. В деяких випадках можуть проявитися недостатні інгібуючі властивості цих рецептур, також можливі проблеми з біодеструкцією крохмалів при вибійних температурах вище 100 °C.

Мета роботи полягає в удосконаленні рецептур бурових розчинів для запобігання забруднення продуктивних пластів під час буріння.

Для вирішення поставленої мети авторами статті було розроблено рецептуру незабруднюючого розчину з високою стійкістю до іонів полівалентних металів та покращеною здатністю до самоочищення від вибуреної породи на зви-

чайних пристроях та механізмах (віброситах). Розчину дали назву ІБРФ (інгібуючий буровий розчин з флокулюючими властивостями).

Виклад основного матеріалу. Найбільш близьким до розроблюваної рецептури розчину є Бормакс [4-6]. Бормакс має просторову основу-сітку з двох негідролізованих поліакриламідів: один – високомолекулярний флокулянт, інший – низькомолекулярний понижувач фільтрації з додатковою функцією флокулювання. Розчин містить додаткові реагенти для регулювання фільтрації, реології, інгібуючих, мастильних властивостей тощо. Вагомими особливостями Бормаксу є еластична і міцна фільтраційна кірка, що блокує потрапляння фільтрату і твердої фази у пори пласта та підвищує здатність структури розчину протистояти забрудненню глинистою фазою протягом тривалого часу.

Бормакс не стійкий до дії іонів полівалентних металів за їх концентрації понад 200 мг/л та дії лугів (за показника рН розчину понад 10 розпочинається лужний гідроліз НПАА з утворенням аміаку), що є основним недоліком розчину.

Таким чином, перед авторами розробки було завдання зберегти у новому розчині позитивні якості попередньої рецептури та мінімізувати її недоліки. Ідея полягала у застосуванні основи розчину, що включає флокулянт на основі НПАА, та стабілізатор, наприклад, частково гідролізований поліакриламід (ЧГПАА). Загальна концентрація НПАА в розроблюваному розчині низька (від 0,01 до 0,1 %). У буровий розчин надвисокомолекулярний флокулянт вводиться під час буріння і орієнтовний час його існування – протягом одного циклу циркуляції. Призначення НПАА – це флокуляція часток вибуреної породи та участь у формуванні непроникної еластичної фільтраційної кірки.

Для захисту низькомолекулярної модифікації ЧГПАА від агресивної дії полівалентних іонів (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} тощо) у рецептурі нового розчину використано синергетичний ефект від сполучення органічного водорозчинного колоїду та синтетичного полімеру, чутливого до іонів кальцію та магнію [7-9].

Для реалізації запроєктованої рецептури було проведено дослідження відомих на ринку України і за кордоном акрилових полімерів (флокулянтів, очищувачів стічних вод, стабілізаторів тощо) для можливості їх застосування у розроблюваній рецептурі. Завдяки цьому було вибрано 5 високомолекулярних флокулянтів (всі – імпорتنі) і 3 стабілізатори-понижувачі фільтрації (вітчизняні – гіпан, полігор і імпорتنий Poluac).

Гіпан успішно застосовується в Україні вже кілька десятиліть як структуроутворювач та понижувач фільтрації. Полігор (поліакрилат універсальний) на українському ринку з'явився кілька років тому і пройшов успішні випробування під час буріння нафтових свердловин Прикарпаття як основного компонента (флокулянта) до бурового розчину ДМБР [10]. Poluac є

Таблиця 2 – Лабораторні дослідження рецептур ІБРФ

№ з/п	Склад розчину, мас. %	Параметри розчину									
		ρ, г/см ³	Т, с	Ф, см ³ /30хв	Gels, фунт/100фунт ²	R600/R300	R200/R100	R3	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	pH
1	Глина 2 % + екструдат 2 % + ПВЛР 2% + Celprol SLX 0,2 % + сухий гіпан 0,5 %; вода - інше	1,04	54	4,4	3/4	45/28	21/13	2	17	11	8,9
2	№ 1 + 0,2 % флокулянт А		88	4,6	4/6	74/46	37/24	4	28	18	8,9
3	№ 1 + 0,2 % флокулянт Б в олії (1 %)		72	4,4	3/4	61/39	29/18	3	22	17	8,8
4	№ 1 + 0,2 % флокулянт В		125	4,8	6/9	92/57	43/27	5	35	22	8,9
5	№ 1 + 0,2 % флокулянт Г		В.к.	4,8	9/12	110/72	58/40	8	38	20	8,8
6	№ 1 + 0,2 % флокулянт Д в лабриколі (1 %)		85	4,4	3/5	70/44	34/22	3	26	18	8,9
7	№ 1 після термостагування 6 годин при 120°C		68	4,8	3/4	49/31	23/14	2	18	13	8,6
8	№ 3 після термостагування 6 годин при 120°C		86	5,0	4/5	72/45	36/23	4	27	18	8,4
9	Глина 2 % + екструдат 1,5 % + (ПВЛР 2 % + олія 1 % + бітум 1 %)+ Celprol SLX 1,0 % + вапно 2 %; вода - інше	1,04	95	2,8	6/9	82/61	50/35	5	21	40	11,3
10	№ 9 + 0,1 % флокулянт Г		107	2,8	7/10	87/65	54/39	7	22	43	11,3
11	№ 10 після термостагування 6 годин при 120°C		76	3,6	3/4	67/46	33/21	4	21	25	10,2
12	Глина 2 % + екструдат 2 % + ПВЛР 2 % + Celprol SLX 0,2 % + Поллгор 5 %; вода - інше	1,04	61	4,6	3/4	53/34	25/16	3	19	15	9,4
13	№ 12 + 0,2 % флокулянт Г		122	4,8	5/7	82/58	46/31	4	24	34	9,3
14	№ 12 + 0,2 % флокулянт Д		112	4,7	5/6	79/53	40/26	4	26	27	9,3
15	№ 12 + 0,2 % флокулянт В		135	4,6	6/9	95/64	50/33	5	31	33	9,5
16	Глина 2 % + екструдат 2 % + ПВЛР 2 % + Celprol SLX 0,2 % + Polyac 0,5 %; вода - інше	1,04	49	5,0	3/4	42/29	20/14	2	13	16	9,1
17	№ 16 + 0,2 % флокулянт А		77	5,2	3/4	64/42	31/20	4	22	20	8,9
18	№ 16 + 0,2 % флокулянт Б		70	5,2	3/4	59/38	28/18	3	21	17	8,8
19	№ 16 + 0,2 % флокулянт В		86	5,4	4/5	69/45	33/22	4	24	21	9,0
20	№ 16 + 0,1 % флокулянт Г		68	5,6	3/4	57/37	28/17	3	20	17	8,8
21	№ 16 + 0,2 % флокулянт Д		82	5,4	3/4	67/43	33/22	3	24	19	8,9
22	№ 16 після термостагування 6 годин при 120°C		56	4,8	3/4	46/32	21/14	2	14	18	8,5
23	№ 18 після термостагування 6 годин при 120°C		73	5,2	3/4	60/39	29/18	3	21	18	8,8

В.к. – відрив краплями

Таблиця 3 – Дослідження коефіцієнта відновлення проникності зразка керну

Параметри	Рецептура № 3	Рецептура № 10	Рецептура № 20
Проникність початкова, мД	9,21	5,28	6,61
Проникність фінішна, мД	8,68	4,13	5,58
Зібрано фільтрату після 2 годин протискування, мл	1,1	0,8	1,2
Тиск відриву кірки, атм.	4,6	4,9	3,8
Коефіцієнт відновлення проникності	0,94	0,78	0,84

одним з двох основних компонентів (понижувач фільтрації, допоміжний флокулянт) розчину Бормакс. Застосування Polyac у дослідженнях ІБРФ дало змогу порівняти характеристики цього розчину з Бормаксом.

Додатковими новими рішеннями щодо розчину ІБРФ є застосування нових підходів до підготовки і введення в буровий розчин реагентів [11, 12]:

а) НПАА - в нерозчиненому вигляді – у вигляді дисперсії у рідкій змащувальній добавці (в олії, лабриколі тощо);

б) порошкоподібний бітум - у вигляді дисперсії у рідкій змащувальній добавці разом із ПВЛР.

Як рідку мастильну домішку використано соняшникову, рапсову, пальмову олії та лабрикол (мастильна домішка на основі рослинних масел), що використовується під час буріння свердловин в Україні.

Концентрація флокулянтів 0,2 мас. % у досліджуваних рецептурах за табл. 2 є максимальною, при цьому розчини набувають підвищеної в'язкості і високої флокулюючої здатності, що практично запобігає диспергуванню вибуреної породи, що у вигляді згустків видаляється на виброситах. У практиці під час буріння у теригних породах зі звичайними швидкостями проходки (0,5-1,5 м/год) робочі концентрації флокулянтів повинні становити 0,03-0,1 %.

При введенні у буровий розчин в усіх рецептурах (за табл. 2) глинопорошок не диспергувався та утворював згустки, а ПВЛР і ПАЦ інтенсивно диспергувались і розчинялись. Завдяки цьому розчин володіє здатністю до розведення водою без значного підвищення показника фільтрації.

У рецептурі за номерами 9 і 10 (табл. 2) було перевірено можливість “співіснування” вапна з флокулянтом НПАА. Результат досліджень виявився успішним: після введення базових реагентів, захисного колоїду (ПВЛР) і вапна сформувались стійкі структурно-реологічні та фільтраційні показники розчину, а флокулянт Г після цього повністю продиспергувався. Міцність структури розчину при цьому зростає, введення глинопорошку у рецептуру, навіть при високих обертах глиномішалки, відразу ж викликало її коагулювання (глина збивалась в згустки). Таким чином, запроєктована система розчину (структуроутворююча основа розчину + захисний колоїд + вапно + високомолекулярний флокулянт) може бути успішно реалізована.

Досліджувані рецептури розчинів згідно із табл. 2 було використано для проведення тестів зі зворотної проникності кернів на автоматизованій установці моделювання пластових умов ПУМА-650.

Для аналізу було підібрано керн з продуктивного інтервалу середнього карбону. Керн представлений пісковиком з карбонатністю 6 %. Результати тестування наведено у табл. 3.

Результати з відновлення проникності кернів свідчать про невисокий ступінь забруднення кернів, високу ймовірність отримання близьких до номінальних дебітів газу, та, за необхідності, про можливість проведення кислотної обробки.

Кислотні обробки. Під час освоєння (інтенсифікації припливу) для відновлення чи підвищення продуктивності колекторів часто застосовують фізико-хімічні методи, наприклад, кислотні обробки чи гідророзриви. В деяких випадках ці методи суміщують, тобто роблять кислотні гідророзриви. Для кислотних обробок застосовуються розчини соляної кислоти різної концентрації (у породах-колекторах зі значним відсотком карбонатів, зазвичай від 10 %). Концентрація розчину соляної кислоти коливається від 12% до 15 %, бо вищий вміст спричиняє надмірну корозію металу, різко знижується швидкість реакції за рахунок зниження швидкості електролітичної дисоціації, загущуються продукти реакції, погіршуються умови їх видалення з пласта.

Крім соляної кислоти у рецептурах солянокислотних розчинів іноді застосовують і органічні кислоти (оцтову) та спирт (метанол). Обов'язково додається інгібітор корозії – соляна кислота спричиняє корозію бурильних та обсадних труб, НКТ і іншого металевого обладнання свердловини. У деяких розробках застосовують ПАР. Це дає змогу поліпшити умови розчинення продуктів реакції, зменшити їх в'язкість (гелеву структуру) і, таким чином, підвищити ефективність їх видалення з пласта.

Продукти реакції солянокислотної обробки потрібно негайно видаляти з привибійної зони, інакше ця гелева “зшити” структура швидко загущується перетворюючись в малопроникну масу з вторинними мікропористими каналами, утвореними міграцією утвореного вуглекислого газу.

Фтористоводнева кислота (HF) повільно реагує з окислами кремнію та швидко з алюмосилікатами, що входять до складу піску та глини з утворенням тимчасово розчинних осадів.

Таблиця 4 – Основні типи реакцій кислот з гірськими породами

Кислота	Породи чи мінерали	Реакція	Розчинність продуктів реакції
Соляна (HCl)	Вапняк CaCO ₃	$2(\text{HCl}) + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$;	Продукти реакцій – водорозчинні солі, вуглекислий газ і вода
	Доломіт CaMg(CO ₃) ₂	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2\uparrow$	
Фтористо-воднева (HF)	Кварц SiO ₂	$4\text{HF} + \text{SiO}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{SiF}_4\uparrow$; $3(\text{SiF}_4) + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Si}(\text{OH})_4 + 2(\text{H}_2\text{SiF}_6)$;	Повільно утворюються водорозчинні солі. Швидка екзотермічна реакція утворення водорозчинних комплексів
	Алюмосилікат H ₄ Al ₂ Si ₂ O ₉	$\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9 + 14\text{HF} \rightarrow 2(\text{AlF}_3) + 2(\text{SiF}_4)\uparrow + 9\text{H}_2\text{O}$	
Оцтова (CH ₃ COOH)	Вапняк	$\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{COOH})_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$;	Продукти реакцій – водорозчинні солі, вуглекислий газ і вода
	Доломіт CaMg(CO ₃) ₂	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4(\text{CH}_3\text{COOH}) \rightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{COOH})_2 + \text{Mg}(\text{CH}_3\text{COOH}) + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2\uparrow$	
	Сидерит FeCO ₃	$\text{FeCO}_3 + 2(\text{CH}_3\text{COOH}) \rightarrow \text{Fe}(\text{CH}_3\text{COOH})_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$	
Сірчана H ₂ SO ₄	Вапняк	$\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow \text{CaSO}_4 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$	Утворення частково водорозчинного осаду, вуглекислого газу і води
	Доломіт	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 2(\text{H}_2\text{SO}_4) \rightarrow \text{CaSO}_4 + \text{MgSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2\uparrow$	
Сульфамінова NH ₂ SO ₂ OH	Вапняк	$\text{CaCO}_3 + 2\text{NH}_2\text{SO}_2\text{OH} \rightarrow \text{Ca}(\text{NH}_2\text{SO}_2)_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$	Утворення водорозчинного осаду, вуглекислого газу і води

Зазвичай, HF використовується у суміші з соляною кислотою, що називається глинокислотою.

Розчини глинокислоти застосовуються у теригенних колекторах з низькою карбонатністю. Часто вважається, що застосовувати глинокислоту у породах з підвищеною карбонатністю шкідливо, бо осад продуктів реакції може погіршити їх колекторські властивості, хоча, наприклад, 1 м³ 3 % HF і 12 % HCl розчиняє 60 кг глинозему та 650 кг CaCO₃.

Окрім HF часто використовують біфторид амонію NH₄HF₂; для пісковиків застосовується суміш із 20 % водного розчину H₂SiF₆ та 24 % розчину HCl у співвідношенні 1:1.

Соляна кислота, окрім наведених у табл. 4 реакцій, також реагує з окислами заліза, яке у малих концентраціях може міститись у теригенних породах і карбонатах з утворенням хлориду заліза і води. Після нейтралізації кислоти у пласті хлорид заліза (FeCl₃) гідролізується у водному середовищі з утворенням осаду гідроксиду заліза II Fe(OH)₂ і коьматує колектор. З окислами кремнію (SiO₂) соляна кислота утворює гель кремнієвої кислоти, що випадають в осад. Отже, цей невраховуваний чинник часто є причиною неефективності солянокислотних обробок у колекторах з високим відсотком теригенних компонентів (понад 80 % глини, піску).

Під час взаємодії глинокислоти з компонентами теригенних порід протікають такі реакції:

- з кварцом утворюється газоподібний фторид кварцу SiF₄, що з поступовою нейтралізацією кислоти переходить у гель кремнієвої

кислоти Si(OH)₄, що володіє коьматуючими властивостями;

- з алюмосилікатами паралельно з SiF₄ утворюється гексафторокремнієва кислота, що, нейтралізуючись, поступово утворює осад нерозчинних солей – гексафторосилікати натрію та калію Na₂SiF₆ та K₂SiF₆.

Основні реакції кислот з гірськими породами чи їх складовими наведено у табл. 4.

Отже, операції з кислотних обробок потребують негайного видалення продуктів реакції з пласта – інакше вони можуть закоьматувати його ще більше.

Тому, на сьогодні успішність кислотних обробок на ДДЗ залишається неоднозначною: є випадки значного підвищення дебітів, проте досить часто відзначається і погіршення продуктивності свердловин.

Звичайно, що успішність кислотних обробок в цілому залежить від вмісту кислоторозчинних компонентів у породі та ефективності техніко-технологічних рішень з видалення продуктів реакції з пласта.

Кислотні обробки (КО) сповільненої дії. За останні 10-15 років у світовій практиці набувають поширення технології КО сповільненої дії, що застосовуються після освоєння свердловин у випадках забруднення певними компонентами розчину значної привибійної зони теригенних колекторів та в колекторах з високою карбонатністю [13-16]. Основними причинами цього стало поширене застосування рецептур бурових розчинів із кислоторозчинними матеріалами та застосування ефективних систем

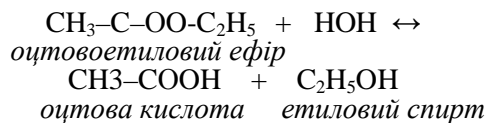
очищення. Аналіз свідчить, що КО сповільненої дії вигідно відрізняються від технології солянокислотних (СКО) чи глинокислотних обробок (ГКО), під час проведення яких кислота часто рухається в напрямку найменшого опору “язиком”, відсутній час на обов’язкове вимивання продуктів реакції, що складаються з нерозчинного осаду, та відбувається корозія обладнання та інструменту свердловини. Унаслідок цього ефективність СКО чи ГКО у багатьох випадках є низькою.

Перспективами для ефективного проведення КО сповільненої дії є такі умови: карбонатність продуктивного пласта перевищує 6 %; буровий розчин для первинного розкриття містить в якості твердої фази карбонат кальцію (30 % і вище від загального вмісту твердої фази у розчині); полімерна фаза бурового розчину складена модифікованим (кислоторозчинним, тобто етерифікованим чи гідроксиалкілованим) крохмалем або целюлозними полімерами та біополімером, а 1 м³ бурового розчину під час первинного розкриття продуктивного пласта містить не більше 15 кг глини.

Під час проведення КО сповільненої дії органічна кислота утворюється методом гідролізу з нейтральних компонентів (прекурсорів) поступово (протягом 3-36 годин) з регульованою швидкістю у відкритому стволі навпроти продуктивного пласта та безпосередньо у пласті. Кислота діє рівномірно без локалізованих проривів у пласт, глибоко проникаючи у пори і тріщини довкола та поступово розчиняючи карбонати, кольматанти і інші забруднювачі (кислоторозчинні компоненти бурового розчину).

Для проведення КО сповільненої дії на свердловині застосовують необхідний об’єм складного ефіру органічної кислоти (наприклад мурашиної чи оцтової) з нейтральним показником рН, наприклад, оцтовоетиловий ефір, та мінералізовану воду; і, за необхідності, допоміжні реагенти (біополімер, харчову соду, ензими, миючі добавки).

Загалом, реакція гідролізу з утворенням оцтової кислоти з ефіру у воді виглядає так:



В результаті реакції утворюється оцтова кислота і етиловий спирт.

Окрім основного завдання (розчинення) оцтова кислота виконує важливу роль – запобігання випадання в осад окислів заліза та інших полівалентних металів. Це суттєво розширює терміни виконання кислотних оброблянь.

Утворений в результаті реакції гідролізу етиловий спирт сприяє гідрофілізації порового простору. В результаті покращуються умови для всеосяжного проникнення кислоти, в тому числі за рахунок зниження міжфазного натягу на межі розділу вуглеводневої фази – вода. Дрібнодисперсні тверді частки, що, зазвичай, присутні в поровому просторі, ефективно виносяться з пласта в середовищі етилового спирту.

Гідроліз ефіру відбувається в кислому і лужному середовищах, проте в лужному середовищі цей процес практично незворотній. Швидкість гідролізу в звичайних умовах є високою у зв’язку з низькою розчинністю ефіру у воді (саме це є основним регулятором швидкості процесу гідролізу), проте вона зростає з підвищенням температури і зростанням молярної маси ефіру.

За аналогічним принципом відбуваються реакції ефірів інших кислот (мурашина, пропіонова тощо) з утворенням відповідних кислоти і спирту.

Біополімер використовується для утворення в’язкої буферної рідини (прокачується перед кислотоутворюючою сумішшю і після неї). Харчова сода (NaHCO₃) додається до кислотоутворюючої суміші і вступає в реакцію нейтралізації кислоти, яка починає поступово утворюватися під час прокачування суміші по стволу свердловини. Об’єм соди обмежується необхідністю нейтралізації тільки того об’єму кислоти, яка утворюється в стволі за 2-5 годин (зазвичай 20-30 кг), щоб не викликати кислотної ерозії обсадних труб і НКТ.

Поверхнево-активні речовини в складі кислотоутворюючої суміші зменшують поверхневий натяг в пласті, в якому відбувається кислотна обробка, що полегшує вимивання продуктів реакції і освоєння свердловини.

Зазвичай, немає необхідності у застосуванні інгібітора корозії труб.

Домішка ензимів (окислювачів та каталізаторів) у кислотоутворюючу суміш дає змогу додатково руйнувати полімерні компоненти фільтраційної кірки та забрудненої привибійної зони. До основних реактивів в суміші, що руйнують компоненти фільтраційних кірок, відносяться: амілаза – ензим для руйнування крохмалю; ксантаназа – ензим для руйнування біополімеру; гідролаза – фермент для утворення органічної кислоти з ефіру; целюлозний ензим для руйнування полімерів типу КМЦ чи ПАЦ. Замість ензимів в окремих випадках можуть ефективно використовуватись окислювачі полімерів, наприклад перекис водню.

Проте, зазвичай, в більшості випадків застосування ензимів при КО сповільненої дії непотрібне – утворена органічна кислота за відведений проміжок часу для кислотної обробки достатньо розчиняє полімерні компоненти.

На сьогодні технології КО сповільненої дії ефективно застосовуються у різних регіонах світу на свердловинах з карбонатними і теригенними колекторами, особливо після дотримання вимог кислоторозчинності щодо підбору рецептур бурових розчинів на стадії первинного розкриття.

Технологія застосування КО сповільненої дії на свердловині: в ємностях готують певний об’єм суміші для розчинення карбонатів та руйнування компонентів бурового розчину, в’язку буферну рідину, і прокачують в інтервал продуктивного пласта.

Час витримання суміші у продуктивному інтервалі становить від 3 до 24 годин. Зазвичай,

Таблиця 5 – Типовий склад суміші для КО сповільненої дії та буферної рідини

Склад	Концентрація	Всього, кількість (об'єм)
В'язкий буфер об'ємом 1,5 м ³		
Вода	-	1,5 м ³
Біополімер	16,5 кг/м ³	25 кг
Суміш КО сповільненої дії об'ємом 12,5 м ³ (у ємності)		
Вода	-	10,3 м ³
КСІ	168 кг/м ³	2000 кг
Ензим для руйнування крохмалю	0,2 %	40 л
Харчова сода	2,3 кг/м ³	30 кг
Кислотоутворююча суміш	14 %	1,47 м ³
В'язкий буфер об'ємом 1,5 м ³		
Вода	-	1,5 м ³
Біополімер	16,5 кг/м ³	25 кг
Розчин КСІ об'ємом 13 м ³ для протискування суміші в продуктивний інтервал		
Вода	-	13 м ³
КСІ	133 кг/м ³	1000 кг

під час подібних операцій проводиться підкачування внаслідок зниження рівня рідини на усті (0,1-0,3 м³ за годину) через реакцію розчинення кислоторозчинних складових пласта. На деяких свердловинах процес розчинення компонентів фільтраційної кірки і пласта швидко звільняє енергію пластового флюїду (зазвичай, газу) з покладу і спричиняє виникнення тиску на усті. У таких випадках закривають превенторне обладнання, за необхідності тиск стравлюють та готуються до освоєння. Через визначений час проводять промивання свердловини для вимивання продуктів реакції. Після цього проводять освоєння свердловини чи інші роботи згідно з планом. Відповідно до статистичних даних дебіти вуглеводневої продукції після КО сповільненої дії частіше зростають понад запланований рівень, в тому числі у порівнянні з СКО чи ГКО.

В Україні подібна технологія також може бути розроблена за участю українських фахівців і застосована з використанням реагентів українського виробництва.

Однією з ефективних технологій отримання вуглеводневої сировини на сьогодні стали гідророзриви, особливо у пластах з низькими колекторськими властивостями. В Україні таких колекторів вдосталь.

У США у практиці широкого застосування набули потужні гідророзриви під час освоєння практично на всіх нафтових та газових свердловинах. Очевидна перевага такої технології – одержання гарантованого припливу продукції під час застосування будь-яких за якістю бурових та тампонажних розчинів.

У праці [9] запропоновано технологію інтенсифікації нафтових і газових свердловин, схожу на потужний гідравлічний розрив «навпаки». Вона дещо нагадує існуючі випробування пластів на кабель-канатах з герметичними балонами-провідниками. Основна відмінність полягає у різкому створенні депресії за рахунок низького тиску в балоні, що спрямовано розгерметизується. Миттєве пониження

тиску розриває фільтраційну кірку, дає можливість спрацювати пластовому тиску у бік свердловини, розкриває старі та утворює нові тріщини. Колектор починає працювати.

У розвитку ідеї гідророзриву «навпаки» запропоновано кілька цікавих технічних рішень. Вже у 2014 році опубліковано патенти (РФ №№ 2511220 та 2511321), в яких описана технологія і пристрої, що забезпечують різке зниження тиску на вибої свердловини до атмосферного рівня. Така операція гарантовано забезпечує видалення будь-якого кольматаційного шару. У цьому році опубліковано патент України № 81016, в якому запропоновано здійснювати на вибої свердловини свого роду вакуумний вибух, що забезпечує потужний гідророзрив «навпаки» без використання складної техніки і зовнішньої енергії. Така технологія завершення може стати технологічною нормою на бурових підприємствах України.

Наукова новизна та практична цінність отриманих результатів. Для запобігання забруднення продуктивних колекторів авторами розроблено рецептуру незабруднюючого розчину з високою стійкістю до іонів полівалентних металів та підвищеною здатністю до самоочищення від вибуреної породи на стандартних пристроях та механізмах (віброситах). Враховуючи недосконалість системи очищення бурових розчинів під час буріння нафтових і газових свердловин на ДДз така розробка суттєво покращує умови для якісного розкриття продуктивних пластів і освоєння свердловин. Рецептура розчину рекомендується для розкриття пластів зі зниженим тиском, у тому числі з АНПТ. Більшість свердловин на ДДз розробляють саме такі пласти.

Розглянуто особливості рецептур КО сповільненої дії, що застосовуються провідними компаніями у різних регіонах світу. Аналіз рецептур засвідчує їх практичну придатність до застосування в умовах ДДз, в тому числі після розчину ІБРФ.

Загалом технологія первинного розкриття продуктивних пластів на ІБРФ та інтенсифікація під час освоєння з допомогою КО сповільненої дії можуть стати суттєвою альтернативою традиційним методам отримання вуглеводневої продукції на ДДз.

Висновки

У зв'язку зі зниженням градієнтів пластових тисків на переважній більшості родовищ ДДз виникають умови для зростання забруднення привибійної зони колекторів на різних стадіях їх розробки. У роботі висвітлено результати експериментальних досліджень рецептури бурового розчину для первинного розкриття продуктивних пластів та проведено порівняльний аналіз з відомими рецептурами, що застосовуються провідними компаніями у світовій практиці. Проведено експерименти з впливу розробленої рецептури розчину на стан ядерного матеріалу і встановлено, що коефіцієнт відновлення проникності становить 0,94.

Запропоновано технологію кислотної обробки сповільненої дії колекторів для підвищення їх флюїдовіддачі. Розроблено рецептуру кислотної суміші та буферної рідини для здійснення цієї технологічної операції. Перевагою такої технології є низька швидкість протікання хімічної реакції та низька корозійна активність компонентів, що входять до складу кислотної суміші.

Література

1 Кошелев В.Н. Обеспечение качественно-го вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / В.Н.Кошелев, С.Н.Шишков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 38 – 41.

2 Васильченко А.О. Перспективи повного збереження колекторських властивостей під час первинного розкриття продуктивних пластів / А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук. // Нафт. і газ. пром-сть. – 2003. - №2. – С. 37 - 38.

3 Крылов В.И. Применение кольматантов в жидкостях для первичного вскрытия продуктивных пластов с целью сохранения их коллекторских свойств / В.И.Крылов, В.В.Крецул // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 4. – С.36 – 41.

4 A.G.Samarskiy, SPE, Halliburton; S.A. Gasparov, V.M. Tenishev, R. Munger, A.G. Terentev, S.Y.Samyshekin, TNK-BP.: "High Performance Fresh Water Flocculating Drilling Fluid helps to increase efficiency of extended reach drilling operations and cut costs on Uvat oilfield", paper SPE – 114852, 2007.

5 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.

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: 36. наук. пр. – Х.: УкрНДІгаз, 2010. – Вип. XXXVIII. – С. 74-79.

7 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. – Харків: УкрНДІгаз – 2004. – Вип. XXXII. – С. 161-162.

8 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 газ. пром-сть. – 1998. – №3. – С. 26-27.

9 Васильченко А. Новые технологии строительства нефтяных и газовых скважин (основы, концепции, методы) / LAMBERT ACADEMIC PUBLISHING, 2012. – 104 с.

10 Крупський Ю.З. Новий малоглинистий полімерний розчин для розкриття тріщинуватих і набухаючих піщано-глинистих колекторів та об'єктів з аномально низькими пластовими тисками / Ю.З. Крупський, М.Х.Імамов, І.Б.Губич. // Нафт. і газ. пром-сть. – 2011. – №1. – С. 17-20.

11 Спосіб обробки бурових розчинів. Патент на корисну модель України № 85398 У, МПК (2013) С 09К 8/00. Автори Васильченко А.О., Боровик М.В., Немцов В.Г. Заявка а 2013 06534. Заявл. 27.05.2013. Опубл. 25.11.2013. Бюл. № 22.

12 Спосіб обробки бурових розчинів. Патент на корисну модель України № 85397 У, МПК (2013) С 09К 8/00, С 09К 8/02. Автори Васильченко А.О., Боровик М.В., Немцов В.Г. Заявка а 2013 06532. Заявл. 27.05.2013. Опубл. 25.11.2013. Бюл. № 22.

13 Almond, S. et al.: "Utilization of Biologically Generated Acid for Drilling Fluid Damage Removal and Uniform Acid Placement Across Long Formation Intervals", paper SPE 30123 pp 465-478 in Proceedings of the European Formation Damage Control Conference, 15-16 May 1995, The Hague, The Netherlands.

14 N-Flow AO Stimulation Service. In-Situ Organic Acid and Polymer Removal Agents Help Assure A More Complete Cleanup of Drii-In Fluid in Openhole Completions. Інформація з сайту www.halliburton.com (stimulation.Halliburton.com)

15 Стимулирование интервалов с высокими углами отхода с использованием системы кислота/энзим / А.Б. Харитонов (Халлибуртон Интернешнл Инк.), В.Ю. Лишук, И.Н. Давыдова (Сибнефть) // Материалы Технологического Симпозиума Общества Инженеров-Нефтяников. – М., 2006.

16 Thomas E. Suhy, SPE; Thomas E. Suhy, SPE, BJ Coiltech, Ramon P. Harris, Jr., SPE, National Fuel "Application of Polymer Specific Enzymes to Clean Up Drill-In Fluids", paper SPE – 51094, 1998.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.05.15

Рекомендована до друку
професором **Коцкуlichem Я.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Мельником А.П.**
(УкрНДІгаз, м. Харків)

АНАЛІЗ ПІДХОДІВ ДО ВИЯВЛЕННЯ ТА ЗАПОБІГАННЯ РИЗИКАМ ВИНИКНЕННЯ АВАРІЙ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Л.Я. Жовтуля, О.М. Карпаш

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504708,
e-mail: z.lyubotyr@gmail.com

Лінійні частини магістральних нафто- та газопроводів є найбільш потенційно небезпечними типами трубопроводних мереж. Проведено аналіз причин виникнення аварій при експлуатації магістральних нафто- та газопроводів за даними європейської групи (EGIG), яка досліджує аварії на магістральних трубопроводах. Описано підходи до зменшення аварійності трубопроводних мереж в Україні. Визначено критерії та проведено оцінку ефективності описаних підходів при вирішенні поставленого завдання. За допомогою моделі «швейцарського сиру» показано взаємозв'язок між послідовними відмовами багатоеlementної системи запобігання, попередження та виявлення ризиків виникнення аварій, а також розкрито важливе питання оцінки ризиків трубопроводних мереж. Доведено доцільність подальших досліджень з оцінки ризиків трубопроводних мереж.

Ключові слова: трубопроводні мережі, аварії, причини виникнення, методи, оцінка ризиків, методика.

Линейные части магистральных нефте- и газопроводов являются наиболее потенциально опасными типами трубопроводных сетей. Проведен анализ причин возникновения аварий при эксплуатации магистральных нефте- и газопроводов по данным европейской группы (EGIG), проводящей исследования аварий на магистральных трубопроводах. Описаны подходы к уменьшению аварийности трубопроводных сетей в Украине. Определены критерии и проведена оценка эффективности описанных подходов при решении поставленной задачи. При помощи модели «швейцарского сыра» показана взаимосвязь между последовательными отказами многоэлементной системы предотвращения, предупреждения и выявления рисков возникновения аварий, и раскрыт важный вопрос оценки рисков трубопроводных сетей. Доказана целесообразность дальнейших исследований по оценке рисков трубопроводных сетей.

Ключевые слова: трубопроводные сети, аварии, причины возникновения, методы, оценка рисков, методика.

The linear portions of main oil-and-gas pipelines are considered to be potentially the most dangerous type of pipeline networks. The accident causes during operation of the main oil-and-gas pipelines were analyzed in accordance with the European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG). The approaches for reduction of the Ukrainian pipeline network accident proneness were described. The criteria for evaluation of the effectiveness of this problem solution approach were determined. The relationship between successive failures of multi-element system for detection and prevention of accident risks was shown using the "Swiss Cheese" model and an important pipeline network risk evaluation problem was solved. The expediency of further studies of the pipeline network risk evaluation was proved.

Keywords: pipeline networks, accidents, causes, methods, risk evaluation, methodology.

Вступ

Нещодавно ухвалена Стратегія сталого розвитку України на період до 2020 року передбачає вектор безпеки, в рамках якого особливу увагу приділяється безпеці життя і здоров'я людини та безпечного стану довкілля. Найбільшу небезпеку довкіллю несуть великі об'єми вибухонебезпечних речовин, які транспортуються трубопроводними мережами України. Вирішення проблеми безпеки та надійності експлуатації трубопроводних систем є одним з пріоритетних напрямків будь-якої держави. Завдання полягає у забезпеченні довготривалої механічної стійкості, надійності та безпеки експлуатації трубопроводних мереж.

Загалом, до трубопроводних мереж можна віднести наступний перелік комунікацій [1]:

1. Газопроводи металеві:
 - а) магістральні;
 - б) промислові газопроводи підземних сховищ газу;
 - в) промислові газопроводи високого тиску (до ГРС);

- г) газопроводи низького тиску (після ГРС);
2. Нафто- та продуктопроводи металеві:
 - а) нафтопроводи магістральні;
 - б) промислові продуктопроводи (дизельне паливо, мазут);
3. Аміакопроводи та інші продуктопроводи хімічних виробництв.
4. Нафтогазопроводи пластмасові.
5. Трубопроводи міської каналізації:
 - а) металеві;
 - б) неметалеві;
6. Трубопроводи мереж теплопостачання.

Основну увагу слід звернути на магістральні нафто- та газопроводи, які є найбільш вибухонебезпечні та становлять серйозну екологічну загрозу довкіллю та здоров'ю людей.

Газотранспортна та нафтотранспортна системи України є досить потужними та розвинутими і відіграють важливу роль у транспортуванні нафти та газу до країн Європи. Однак, термін експлуатації близько 60% магістральних трубопроводів перевищує нормативний термін і складає від 20 до 50-ти років [2].

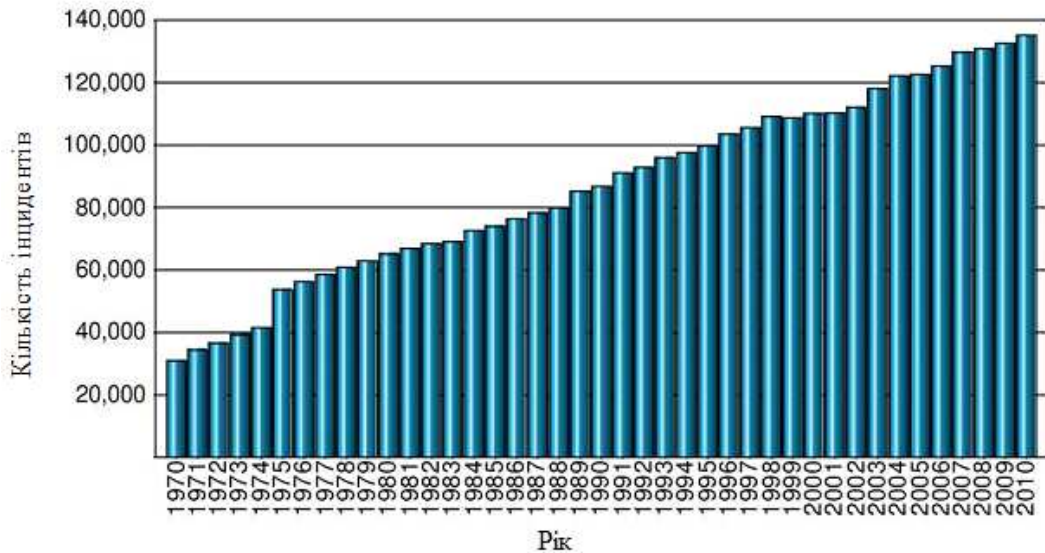


Рисунок 1 – Загальна довжина газотранспортної мережі EGIG [3]

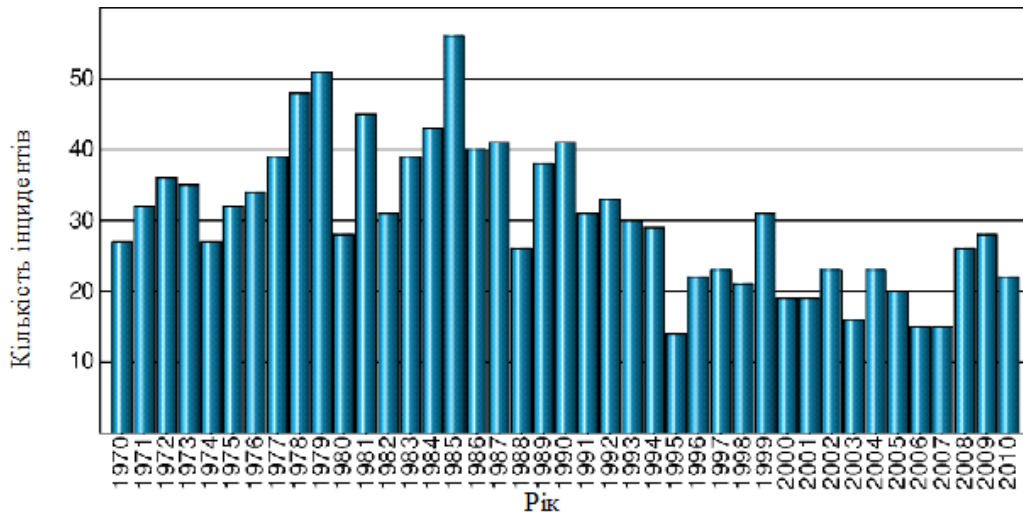


Рисунок 2 – Динаміка кількості аварій газотранспортної мережі EGIG [3]

В останні роки проблема забезпечення надійності і довготривалої механічної стійкості протяжних інженерних споруд все частіше розглядається в напрямку оцінки та прогнозування ризиків. Вирішення поставленої задачі можливе тільки при проведенні необхідного аналізу щодо оцінки тих чинників, які здійснюють безпосередній негативний вплив на досліджувані об'єкти контролю та можуть призводити до виникнення аварійних ситуацій.

Стан проблеми

Розглянемо статистичні дані щодо аварійних випадків на трубопроводах, щоб побачити чітку характеристику причин виникнення аварій. Для даного аналізу використані дані 8-го звіту європейської групи (EGIG), яка проводить дослідження аварій на трубопроводах, щодо загальних показників аварійності на магістральних трубопроводах деяких європейських країн [3].

В багатьох європейських державах ведеться офіційна статистика щодо кількісних змін як із загальною довжиною трубопроводів, так і щодо кількості аварійних випадків за той, чи інший проміжок часу. Однак, в Україні більша частина такої інформації є конфіденційною і, відповідно, закритою для всезагального огляду чи зафіксована тільки локально на підприємстві.

Як бачимо на графіку (рис.1) існує тенденція збільшення протяжності магістральних трубопроводів EGIG. Станом на 2010 рік довжина газопроводів становить 135,211 км. Насправді ця статистика охоплює близько 50% всіх газопроводів Європи. Довжина магістральних газопроводів України становить більше 38 тис. км, нафтопроводів – близько 5 тис. км [3].

На рисунку 2 наведено графік кількості випадків виникнення аварій при експлуатації магістральних трубопроводів впродовж 40 років, на якому помітна тенденція зменшення.

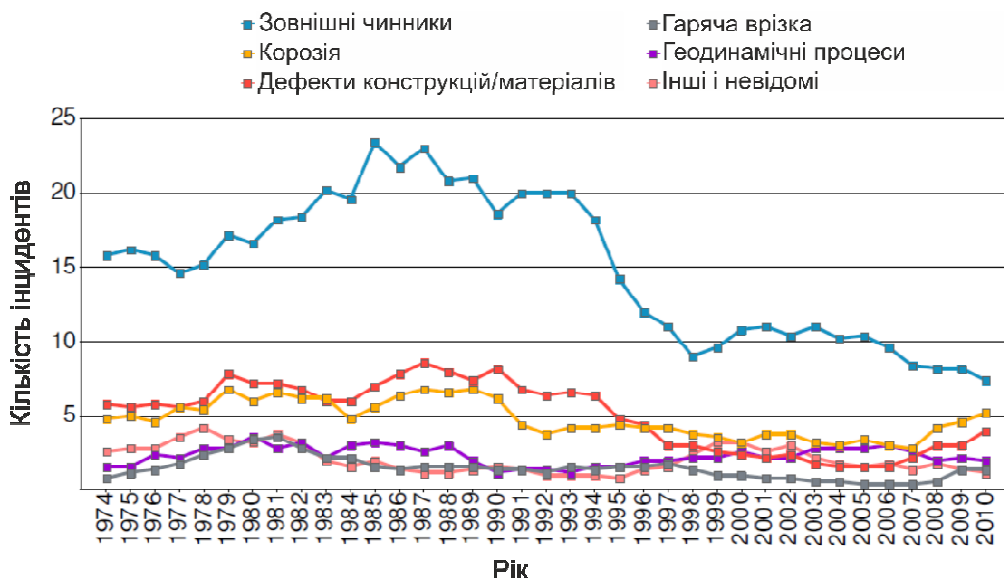


Рисунок 3 – Динаміка кількості аварій газотранспортної мережі EGIG [3] за причинами виникнення

Статистичні дані аварійності трубопроводів розподілені за причинами їх виникнення та наглядно відображені на рисунку 3.

Проаналізувавши статистичні дані про аварії та їх причини (рисунки 2, 3), проведено загальний розподіл за причинами їх виникнення:

48,4% - зовнішні (механічні) чинники (пошкодження внаслідок діяльності третіх сторін);

16,7% - дефекти конструкцій/матеріалів (насамперед, заводські дефекти);

16,1% - корозія (факторами впливу даної категорії слід вважати фактори, що посилюють чи послаблюють корозійні процеси, такі як: внутрішня корозія, атмосферна корозія, корозія металу в ґрунті. Вони включають: корозійну активність транспортуючого продукту, наявність ізоляції, застосування інгібіторів корозії, корозійні властивості ґрунтів та ін.);

7,4% - геодинамічні процеси (пошкодження трубопроводів в результаті активності зменої поверхні: зсуви, селі тощо);

4,8% - гаряча врізка (виникнення аварій внаслідок проведення "гарячої врізки" до працюючого трубопроводу чи неправильна його експлуатація);

6,6% - інші і невідомі.

Як бачимо, головною причиною виникнення аварій на магістральних трубопроводах є зовнішні (механічні) чинники. Вважається, що фактори даної категорії безпосередньо підвищують чи понижують вразливість трубопроводу відносно третіх сторін. Такими потенційно небезпечними видами діяльності можуть бути: проведення поблизу трубопроводу земляних чи інших будівельних робіт, сільськогосподарська діяльність, автомобільні аварії та інші. До факторів, що визначають ступінь ризику пошкодження трубопроводу діяльністю третіх сторін, відноситься глибина залягання трубопроводу, наявність зовнішнього захисту, активності будь-якої діяльності поблизу трубопроводу,

частота і ефективність огляду, стан охоронної зони.

Сьогодні в світі за рік виникає декілька тисяч надзвичайних ситуацій, на ліквідацію наслідків яких витрачається значна частка валового доходу держав. При збереженні динаміки їхнього росту світова економіка найближчим часом не буде справлятися з ліквідацією їх наслідків. У світі постійно вивчаються та удосконалюються методи діагностики і контролю стану трубопроводів, що, як свідчать дані, знижують число аварій.

Шляхи вирішення

Для забезпечення цілісності та надійності магістральних трубопроводів, виявлення витоків та попередження загроз чи виникнення аварій широко застосовують різні методи:

1. Технічна діагностика і неруйнівний контроль трубопроводів. Діагностику наземної частини здійснюють контактними методами, які дозволяють оцінити їх технічний стан та виявити дефекти. Недоліком методу є труднощі при діагностиці підземної частини трубопроводу без прямого контакту з поверхнею трубопроводу. Безконтактні методи дозволяють виявити виток чи пошкодження ізоляції, але не можуть дати повної оцінки стану трубопроводу. Норми проведення робіт та періодичність встановлюється відповідно до стандартів.

2. Внутрішньотрубна діагностика виділяється серед методів неруйнівного контролю високою чутливістю, точністю та високою продуктивністю. При внутрішньотрубній діагностиці застосовують снаряди-дефектоскопи на основі різновидів магнітного або ультразвукового методів, і є ефективними при:

- регулярному проведенні внутрішньотрубної діагностики;
- оцінці небезпеки виявлених дефектів та моніторингу їх розвитку;



Рисунок 4 – Вигляд зсувної ділянки та поста тензометричного контролю напружено-деформованого стану трубопроводу (на ділянці газопроводу «Пасічна-Долина» Ду 500, поблизу с. Битків)

- своєчасному виконанні ремонтно-відновлювальних робіт на дефектах, що загрожують цілісності трубопроводу.

Новітні діагностичні пристрої здатні виявити деформації трубопроводу, його профіль та просторове положення. Розробками цього методу займаються всесвітньо відомі компанії: Enduro, BJB Company, Pipeline Inspection Company, GE Oil&Gas PII, ROSEN, Inline Services and Pipeline Cleaners. Дані діагностики обробляються програмами адміністрування, які підтримують побудову 3D-моделей трубопроводу та картографічне відображення. Новітні діагностичні пристрої для внутрішньотрубно́ї діагностики дають велику кількість необхідної інформації для оцінки стану трубопроводу.

Найважливішими з переваг даного методу є: висока продуктивність, висока чутливість, можливість вибіркового ремонту дефектних ділянок, визначення не тільки критичних, але і незначних дефектів. Серед недоліків – велика вартість та зупинка роботи трубопроводу на час діагностики. Цей метод застосовують на довгих прямолінійних ділянках трубопроводів.

3. Моніторинг технологічних параметрів таких, як перепад тиску, різниці витрат на певних ділянках трубопроводів; метод гідравлічної локації витоків; аерокосмічний моніторинг, мережі різного типу давачів вздовж трубопроводу. Такого типу системи, як правило, розробляються індивідуально для окремого об'єкту чи підприємства.

4. Візуальний моніторинг, що здійснює спеціально підготовлений персонал (обхідники), завданням якого є огляд самого трубопроводу та місцевості для виявлення поблизу трубопроводу (в охоронній зоні), різного роду чинників, що можуть вплинути на експлуатацію трубопроводу, наприклад вібрації, загазованість, порушення щодо обтяжень територій охоронної зони тощо. При цьому використовують технічні засоби, такі як газоаналізатор, тепловізор.

5. Моніторинг зсувонебезпечних зон. На зсувонебезпечних ділянках застосовують засоби моніторингу для виявлення чи попередження геодинамічних подій, що можуть пошкодити

трубопровід. Прикладом дослідження зсувних процесів є моніторинг постів тензометричного контролю. Тензометричні пости (рис. 4) встановлюють у зсувонебезпечних зонах та через певні проміжки часу фіксують їх відхилення від вертикалі що спричиняє розвиток рухів земної поверхні.

6. Охоронні зони. Щоб уникнути пошкодження трубопроводів внаслідок людської діяльності та забезпечити безпеку населення, у законодавчому порядку встановлені охоронні зони магістральних трубопроводів визначених розмірів в залежності від типу та характеристик трубопроводу. Стандарти та закони встановлюють розміри охоронних зон, які залежать від діаметру трубопроводу та транспортуючої речовини, але не включають поправок за дію різного роду чинників, від яких може залежати масштаб аварії та радіус зони враження.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Проаналізувавши описані підходи, можна сказати, що усі методи мають свої переваги та недоліки. Для їх порівняння було визначено основні критерії, які суттєво впливають на ефективність вирішення поставленої задачі:

- можливість виявити малі витоків;
- завчасне виявлення небезпеки;
- визначення просторового розташування пошкодження;
- необхідність зупинки експлуатації трубопроводу на час огляду;
- можливість постійного моніторингу;
- спрацювання тривоги при виявленні загрози, для вчасного прийняття запобіжних заходів;
- трудові затрати на обслуговування;
- економічна доступність методу.

В таблиці 1 проведено оцінку методів за обраними параметрами, де чітко виділено їх переваги та недоліки.

Ефективність кожного описаного методу варіюється залежно від завдання та умов виконання. Аналіз таблиці 1 свідчить, що немає методу, який би задовольняв усі вимоги. Через ці

Таблиця 1 - Порівняння підходів до попередження та виявлення ризиків виникнення аварій

Метод	Виявлення витоків	Попередження	Розташування	Зупинка роботи	Постійний контроль	Миттєва тривога	Трудовитрати	Вартість
ТД і НК	ТАК	ТАК	ТАК	НІ	НІ	НІ	ВЕЛИКІ	ВИСОКА
Моніторинг технологічних параметрів	НІ	НІ	НІ	НІ	ТАК	ТАК	МАЛІ	НИЗЬКА
Внутрішньотрубна діагностика	ТАК	ТАК	ТАК	ТАК	НІ	НІ	СЕРЕДНІ	ВИСОКА
Обхідники	ТАК	НІ	ТАК	НІ	НІ	НІ	ВЕЛИКІ	СЕРЕДНЯ
Моніторинг зсувонебезпечних зон	НІ	ТАК	ТАК	НІ	ТАК	НІ	СЕРЕДНІ	НИЗЬКА
Охоронні зони	НІ	ТАК	НІ	НІ	ТАК	ТАК	МАЛІ	НИЗЬКА

недоліки виникає ймовірність не виявити причину, що може призвести до виникнення аварії.

В результаті виникає важливе питання оцінки ризиків трубопровідних мереж, що включає в себе оцінку впливу чинників на трубопровідні мережі (визначення найбільш вразливих ділянок, оцінка ризику виникнення аварій та прогнозування таких ситуацій), а також впливу на навколишнє середовище і здоров'я людей, які в безпосередній близькості до трубопроводу (розрахунок зони враження, прогнозування наслідків). В зв'язку з цим вирішення проблеми безпеки та надійності трубопровідних систем є одним з пріоритетних напрямків будь-якої держави.

Видатним спеціалістом у цій сфері є W. Kent Muhlbauer, який почав свої дослідження у 90-ті рр.. З тих пір він видав серію книг, присвячених оцінці ризиків трубопроводів. Остання з них – «Pipeline Risk Management Manual, Third Edition: Ideas, Techniques, and Resources» [4]. У кожному виданні удосконалюються засоби та алгоритми для оцінки ризиків, оскільки вони повинні відповідати сучасним технологіям. Цей підхід полягає у визначенні індексу безпечності окремих ділянок трубопроводу та їх порівняння, і потребує збору детальних входних даних про трубопровід, транспортуючий продукт та інші, фактори впливу, визначені методом.

Однією із передових організацій у сфері оцінки ризику є Det Norske Veritas (DNV, EU), яка спеціалізується на промисловій безпеці хімічної та нафтогазової промисловості. Ними розроблено програмні продукти PHAST і SAFETI. Методики та програмне забезпечення DNV розроблені на основі передового світового досвіду в сфері моделювання та оцінки наслідків різних аварійних ситуацій.

В Україні існують стандарти [5], які регламентують методику ідентифікації небезпек та

оцінювання ризиків. Така методика базується на експертній оцінці ймовірності виникнення аварійної ситуації та важкості наслідків за визначеною номенклатурою. Цей метод є досить простим і швидким, але він не може кількісно оцінити ризик, детально його обґрунтувати, розраховувати важкість наслідків чи надати достатньо інформації для прийняття важливих рішень.

Як свідчить багаторічна практика, серйозні аварії на трубопроводах зрідка мають одну причину, а здебільшого є наслідком одночасних відмов декількох елементів, які разом створюють виняткову подію з важкими наслідками. Цей взаємозв'язок між послідовними відмовами багатоелементної системи зображено на рисунку 5, де використано модель «швейцарського сиру».

Небезпечні елементи або речовини утримуються багатократними захисними «бар'єрами» (методами виявлення та запобігання ризиків аварії). Бар'єри, що зображені на рисунку 5 окремими «шматками сиру», є методами та системами, призначеними для запобігання аварійних ситуацій. Бар'єри можуть мати слабкі місця, що зображені як «дірки» у шматках сиру. Вирівнювання «дірок» в один ряд у моделі відображає відмову декількох «захисних бар'єрів», що призводить до несприятливих подій.

У нафтогазовій промисловості використовують складні засоби контролю для виявлення несприятливої події та зменшення її наслідків, проте «дірки» в цих «розширених бар'єрах» можуть також накладатись та призводити до значної шкоди від пожежі, вибуху або інших руйнівних наслідків.

Вирішенням цієї проблеми може стати оцінка ризиків, яка за останні роки широко вивчається у різних сферах людської діяльності. Це стає невід'ємною частиною організації будь-яких робіт, те, що впливає на прийняття

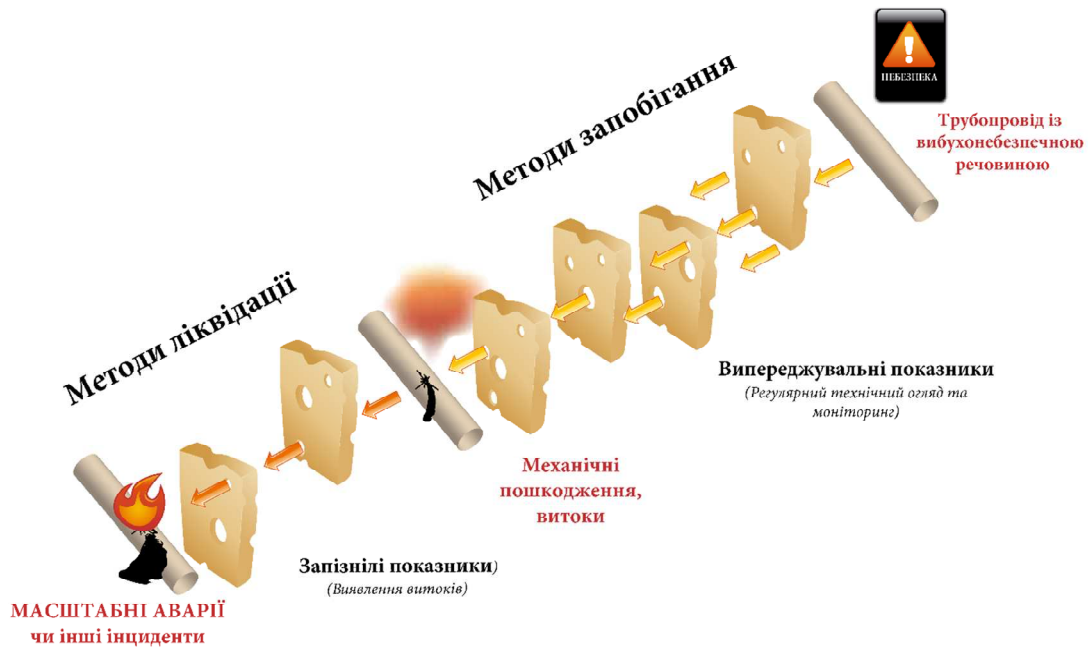


Рисунок 5 – Аналіз методів виявлення та запобігання виникнення аварії з використанням моделі «швейцарського сиру»

важливих рішень та на ефективність роботи. Оцінка ризиків перетворює це поняття у вимірювану величину, яку можна порівняти та спрогнозувати. Управління ризиками повинно призводити до поліпшення як в цілому, так і безпеки людського здоров'я, екологічної безпеки, попереджувати та запобігати виникненню нещасних випадків, пожеж, вибухів, чи інших аварій.

Актуальність досліджень у цій сфері полягає у зменшенні ризиків трубопровідних мереж шляхом оцінки рівнів впливу різних чинників на окремі ділянки трубопроводу, визначенні потенційно небезпечних зон, а також оцінці ризиків населенню і навколишньому середовищу, при мінімальних витратах на діагностику та ремонт трубопроводів.

Висновки

Статистичні дані аварій на газопроводах показують основні причини їх виникнення, слабкі місця та напрям для розвитку методів і засобів виявлення загроз трубопроводів. Аналіз літературних джерел і вивчення сучасних методів запобігання аварій на трубопроводах свідчить, що жоден із методів не є універсальним, і не здатен виявити усі типи чинників, підтверджує, що для вирішення даного завдання актуальним є розроблення методики, яка б базувалась на комплексному підході до оцінки ризиків виникнення аварій при експлуатації магістральних трубопроводів.

Зокрема планується продовжити дослідження та розробити методику оцінки ризиків трубопроводів, яка буде враховувати всі можливі чинники та їх параметри для прийняття правильних рішень, які знижуватимуть їх загрози.

Література

- 1 Ващишак С.П. Аналіз ризиків безпечної експлуатації інженерних споруд значної довжини та підходи до їх оцінки / С.П. Ващишак, П.М. Райтер, А.В. Яворський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №2. – С. 54-58.
- 2 Лисанов М.В. Анализ Российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – №7. – С. 16-22.
- 3 Gas pipeline incidents. 8-th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (1970-2010). Режим доступу: http://www.egig.nl/downloads/8th_report_EGIG.pdf.
- 4 Muhlbauer W. K. Pipeline Risk Management Manual, Third Edition: Ideas, Techniques, and Resources / Walter Kent Muhlbauer. – Texas, 2004. – 395 с.
- 5 СОУ 60.3-30019801-081:2010 Система управління промисловою безпекою. Ідентифікація небезпек та оцінювання ризиків. Методика. – 2010
- 6 Muhlbauer W. Rips identifies pipeline risks // Pipe Line Industry. – 1990р. – №3 – с.35-38
- 7 Башкин В.Н. Аварийные выбросы природного газа: проблемы и пути их решения / В.Н. Башкин, Р.В.Галиулин, Р.А. Галиулина // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – №8. – С. 4-11.
- 8 Ревазов А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрального газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий / А.М. Ревазов // Управление

качеством в нефтегазовом комплексе. – 2010. – №1. – С. 68-70.

9 Кутуков С. Е. Проблема повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах / С. Е. Кутуков // Нефтегазовое дело. – 2004. – Т.2. – С. 29–45.

10 Грудз В.Я. Сучасні програмні продукти як засіб діагностування неізотермічних нафтопроводів / В.Я. Грудз, Л.І. Мельник, В.Т. Болонний, А.Я. Ждек // Актуальні питання нафтогазової галузі. – 2012. – № 1.

11 Zhang J. Designing a cost effective and reliable pipeline leak detection system. In: Pipeline reliability conference, Houston, USA; 1996.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.05.15*

*Рекомендована до друку
професором **Райтером П.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Банахевичем Ю.В.**
(відділ експлуатації ЛЧ МГ
ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)*

Техніка і технології

УДК 622.245

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАПОБІГАННЯ ОБВАЛЮВАНЬ ТА ОСИПАНЬ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ

М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.С. Бейзик, О.І. Курчей

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 717137,
e-mail: drill@nung.edu.ua*

Формування стовбура свердловини порушує цілісність масиву та створює додаткові умови для зниження міцнісних властивостей гірських порід, що складають розріз свердловини, особливо на родовищах України. Внаслідок цього під час буріння часто спостерігаються осипання та обвалювання стінок свердловини, інтенсивність яких зростає у тектонічно порушених відкладах аргілітів, алевролітів, глин, сланців тощо за високого показника фільтрації бурових розчинів. Зберегти стійкість стовбура свердловини у таких умовах складно. Для зменшення об'єму фільтрату бурового розчину, що проникає у пласт під дією перепаду тиску, розроблено герметизуючу суміш, яку наносять поверх фільтраційної кірки, що знижує її проникність до нульового значення. Для якісної герметизації кірки розроблено два пристрої, які пропонуються застосовувати відповідно під час ремонтних робіт та під час буріння свердловини. Запропонована технологія перспективна та економічно вигідна. По-перше, вартість герметизуючої суміші значно нижча порівняно з вартістю хімічних реагентів-понижувачів показника фільтрації; по-друге, надійна герметизація фільтраційної кірки перекриває шлях для фільтрату бурового розчину, а тому відповідає необхідності у застосуванні бурових розчинів з подвійною інгібуючою дією та низькою фільтрацією, для регулювання фільтраційних властивостей яких застосовують дорогі вітчизняні та імпорتنі хімічні реагенти.

Ключові слова: герметизуюча суміш, мазут, дизельне пальне, протиспергована глина, ПАА, вторинна фільтрація.

Формирование ствола скважины нарушает целостность массива и создает дополнительные условия, способствующие снижению прочностных свойств горных пород, составляющих разрез скважины, особенно на месторождениях Украины. Как следствие, при бурении часто наблюдаются осыпание и обрушение стенок скважины, интенсивность которых выше в тектонически нарушенных отложениях аргиллита, алевролита, глин, сланцев и т. п. при высоком показателе фильтрации буровых растворов. Сохранить стойкость ствола скважины в таких условиях сложно. Для уменьшения объема фильтрата бурового раствора, проникающего в пласт под действием перепада давления, разработана герметизирующая смесь, которую наносят по фильтрационной корке, что понижает ее проницаемость до нулевого значения. Для качественной герметизации корки разработаны два устройства, которые предлагается применять соответственно при ремонтных работах и при бурении скважины. Предложенная технология перспективна и экономически выгодна. Во-первых, стоимость герметизирующей смеси значительно ниже стоимости химических реагентов-понижителей показателя фильтрации; во-вторых, надежная герметизация фильтрационной корки перекрывает путь фильтрату бурового раствора, что позволяет избежать применения буровых растворов с двойным ингибирующим действием и низкой фильтрацией, для регулирования фильтрационных свойств которых применяют дорогие отечественные и импортные химические реагенты.

Ключевые слова: герметизирующая смесь, мазут, дизельное топливо, протиспергированная глина, ПАА, вторичная фильтрация.

Wellbore formation violates massif integrity and creates additional conditions for loss of the rock strength properties that make up the well log, especially on the Ukrainian fields. Hereupon, wellbore wall caving often takes place during the drilling process. Its intensity increases in the tectonically deformed depositions of argillites, aleurolites, clays, slates etc. at a high drilling mud filtration index. It is difficult to preserve the wellbore firmness in such conditions. To decrease the drilling mud filtrate volume that gets into the layer under the action of pressure differential, pressure-sealing mixture that is spread over filter cake and thus reduces its permeability to a zero value was developed. To conduct qualitative cake pressurization, two devices that are suggested for application during workovers and well drilling were elaborated. The suggested technology is advanced and economically

advantageous. Firstly, the pressure-sealing mixture cost is considerably lower if compared with the cost of chemical reagents that decrease filtration index; secondly, the filter cake reliable pressurization stops drilling mud filtrate from penetrating into the formation and that is why there is no need in application of drilling muds with double inhibiting effect and low filtration, for adjusting filtration properties of which expensive home produced and imported chemical reagents are used.

Keywords: pressure-sealing mixture, fuel oil, diesel fuel, dispersed clay, PAA, secondary filtration.

Вступ. Родовища України характеризуються складними гірничо-геологічними умовами, що пов'язані з умовами формування скелету порід, тектонічними рухами, структурними та текстурними особливостями будови гірських порід. Формування ствола свердловини порушує цілісність масиву та створює додаткові умови для зниження міцнісних властивостей гірських порід, що складають розріз свердловини. Внаслідок цього під час буріння часто спостерігаються осипання та обвалювання стінок свердловини, інтенсивність яких зростає у тектонічно порушених відкладах аргілітів, алевролітів, глин, сланців тощо за високого показника фільтрації бурових розчинів. Зберегти стійкість ствола свердловини у таких умовах складно. На сьогодні у світовій практиці не існує простих рішень цієї проблеми, а застосування відомих способів запобігання обвалювань та осипань стінок свердловини, описаних у літературі та практиці буріння значного ефекту не дають [1, 4].

Фільтрат бурового розчину під дією репресії проникає на значну глибину у стінки свердловини (від декількох сантиметрів до десятків метрів), знижує ослаблені сили зчеплення у гірській породі, збільшує розміри тріщин. Внаслідок цього зростає інтенсивність набухання порід і в цілому призводить до обвалювання стінок свердловини [3, 5]. Тобто зволоженість глинистих порід слугує вагомим чинником, що суттєво впливає на стійкість стінок свердловини.

Набухання глин супроводжується ростом тиску на довколишні частинки, що можуть ущільнюватися (якщо пористість висока) при втраті сил зчеплення або переміщуватися у бік найменшого опору, тобто у свердловину. Сили зчеплення для глин, що набухають характеризуються граничним напруженням зсуву. І розклинюючий тиск, і величина переміщення глинистих порід у ствол свердловини залежать від перепаду тиску, розміру зони з пониженим перепадом тиску, геологічних умов, ступеня та швидкості набухання, граничного напруження зсуву тощо. Ці фактори зумовлюють зміну стабільності стінок свердловини або звуження ствола з подальшим обвалюванням.

Аналіз сучасних вітчизняних досліджень.

Для запобігання проникнення пластових флюїдів з пласта у свердловину гідростатичний тиск стовпа бурового розчину повинен бути більший від тиску флюїду у порох породи. За цих умов буровий розчин проникає у розбурювані пласти. Інтенсивних поглинань бурового розчину в пласт звичайно не відбувається тому, що тверда фаза проникає в пори і тріщини стінок свердловини, утворюючи фільтраційну кірку порівняно

низької проникності, через яку може проходити тільки фільтрат. З метою підтримання стійкості стінок свердловини і зниження до мінімуму проникнення фільтрату буровий розчин обробляють реагентами, які забезпечують низьку фільтрацію та тонку кірку на стінках свердловини. За високої фільтрації кірка стає товстою, пухкою, що зменшує ефективний діаметр ствола свердловини і спричиняє різні ускладнення, наприклад, збільшення сил тертя під час обертання бурильної колони, затяжки при підйомі, прихоплення колони труб під дією обвалювання та осипання стінок свердловини.

Під час буріння свердловин розрізняють два типи фільтрації: статичну, що спостерігається за відсутності циркуляції, коли потік бурового розчину не впливає на збільшення товщини фільтраційної кірки, і динамічну, що спостерігається у ході циркуляції бурового розчину, а збільшення товщини фільтраційної кірки обмежено ерозією потоку бурового розчину. Швидкість динамічної фільтрації більша, ніж статична, тому у динамічних умовах у пласт проникає більший об'єм фільтрату, ніж у статичних.

У практиці буріння свердловин вимірюють статичну фільтрацію, а потім встановлюють залежність між статичною і динамічною фільтраціями.

На статичну фільтрацію дисперсійного середовища впливає багато факторів, а саме: репресія на пласт, температура і час фільтраційного процесу, концентрація і тип хімічних реагентів, пористість, проникність розбурюваних порід та інші.

Динамічна фільтрація більша від статичної при одній і тій же температурі і перепаді тиску. Однак прямої залежності між ними не встановлено.

Аналізуючи причини високої фільтрації в динамічних умовах, С.Фергюсон і Д.Клотц [1] прийшли до висновку, що крім фільтраційної кірки, яка частково змивається потоком бурової промивальної рідини, суттєве значення має граничний шар, який утворюється над кіркою у статичних умовах. Цей поверхневий шар неоднорідний і біля поверхні кірки він майже від неї не відрізняється. Зі збільшенням відстані від поверхні кірки концентрація твердої фази в цьому шарі падає і на відстані 3÷5 мм він вже не відрізняється від бурової промивальної рідини. Високов'язкий структурований прошарок є тим середовищем, через яке здійснюється дифузія рідини. При циркуляції поверхневий шар змивається і фільтрація розчину збільшується.

Якщо граничний шар легко змивається навіть при невеликих швидкостях потоку бурової промивальної рідини в затрубному просторі, то розмив самої кірки проходить значно важче. Це

пояснюється тим, що нижні шари кірки значно міцніші. При вимиванні із кірки великих твердих частинок, вони тут же заміщуються дрібнішими, що ущільнюють кірку.

Е.Г.Кістер та інші [1] на основі лабораторних досліджень довели, що змивання граничного шару незначно впливає на збільшення фільтрації. Наприклад, за швидкості циркуляції до 1,5 м/с і нормальної температури (20°C) динамічна фільтрація у порівнянні з статичною зростає незначно.

За інтенсивнішої циркуляції розмивання кірки посилюється і, хоча процеси пептизації і ущільнення продовжуються, динамічна фільтрація різко зростає, особливо за умови підвищення температури.

Багато фахівців вважають, що пониження фільтрації бурового розчину призводить до зменшення товщини фільтраційної кірки. Суттєво на товщину і проникність глинистої кірки впливають якість і кількість твердої фази у буровому розчині. У глинистій суспензії, приготовленій із високоякісного глинопорошку товщина і проникність фільтраційної кірки буде меншою, ніж у суспензії, приготовленої із глинопорошку низької якості, хоча показники фільтрації в обох суспензіях можуть бути однакові.

Динамічна фільтрація залежить від багатьох факторів, тому неможливо передбачити величини показника фільтрації у конкретний пласт за результатами статичної фільтрації.

Багаторічний досвід свідчить, що для успішного проходження пластів, в яких спостерігаються обвалювання та осипання стінок свердловини, повинні бути визначені допустимі значення показника фільтрації. Так, тверді породи можна розбурювати на бурових розчинах з фільтрацією 20 см³ за 30 хв. В той же час для розбурювання глинистих сланців, що добре гідратуються, показник фільтрації бурових розчинів знижують до 5 см³ за 30 хв. і менше [1].

З поглибленням свердловини під час розбурювання нових порід необхідно регулювати показник фільтрації бурового розчину. Тому часто свердловину починають бурити, коли показник фільтрації розчину становить 20 см³ за 30 хв., а закінчують буріння, коли показник фільтрації дорівнює 2 см³ за 30 хв.

Показник фільтрації бурової промивальної рідини насамперед регулюють глинопорошком з великою дисперсністю та значним вмістом колоїдних частинок. При застосуванні хімічних реагентів-понижувачів фільтрації необхідно пам'ятати, що для досягнення низьких значень показника фільтрації крохмаль ефективніший, ніж КМЦ. Якщо необхідно покращити утримуючу здатність бурової промивальної рідини, то КМЦ ефективніший, ніж крохмаль. У мінералізованих розчинах крохмаль або гіпан ефективніші, ніж КМЦ.

Високий вміст твердої фази ускладнює регулювання показника фільтрації бурової промивальної рідини. За великої концентрації твердої фази об'єму вільної води недостатньо для солю-

білізації* хімічних реагентів-дефлокулянтів. Домішка води в таких випадках призводить до солубілізації хімічних реагентів і дефлокуляції бурової промивальної рідини, що зазвичай, знижує швидкість фільтрації.

Показник фільтрації залежить від багатьох чинників, тому об'єм фільтрату у динамічних умовах передбачити важко. Багаторічний досвід свідчить, що для успішного проходження пластів, в яких спостерігаються обвалювання та осипання стінок свердловини повинні бути визначені допустимі значення показника фільтрації. Так, тверді породи можна розбурювати, застосувавши бурові розчини з показником фільтрації 20 см³/30 хв. В той же час для розбурювання глинистих сланців, що добре гідратуються, показник фільтрації розчинів не повинен перевищувати 5 см³/30 хв.

Фільтрацію бурового розчину насамперед регулюють глинопорошком з високою дисперсністю та значним вмістом колоїдних частинок. При застосуванні хімічних реагентів-понижувачів фільтрації необхідно пам'ятати, що для досягнення низьких значень фільтрації крохмаль більш ефективний, ніж КМЦ. Якщо необхідно покращити утримуючу здатність бурової промивальної рідини, то КМЦ більш ефективний, ніж крохмаль. В мінералізованих розчинах крохмаль або гіпан більш ефективніші, ніж КМЦ.

У практиці буріння відомо два способи зниження інтенсивності фільтрації:

зменшити об'єм фільтрату у буровому розчині реагентами-понижувачами показника фільтрації на основі целюлози, акрилових полімерів, крохмалю тощо (КМЦ, ПАЦ, гіпан, ЕКР);

забезпечити непроникність фільтраційної кірки, що утворюється на стінках свердловини, та протидіяти інфузії фільтрату у пласт.

Перший спосіб доволі простий та широко застосовується у практиці буріння віддавня, проте він малоефективний в ускладнених умовах буріння нафтових і газових свердловин через адсорбцію хімреагентів на поверхні вибуреної породи, що видаляється із бурового розчину під час очищення на вібростітах, гідроциклонах тощо. Внаслідок цього концентрація хімічних реагентів у розчині знижується, що призводить до проведення частих повторних хімобробок та збільшення витрати хімічних реагентів, особливо для різкого зниження показника фільтрації [3, 4, 5].

Другий спосіб запобігання проникнення фільтрату у стінки свердловини полягає в їх ізоляції непроникною речовиною, нанесеною різними пристроями [6, 7, 8].

Мета роботи полягає в удосконаленні технології запобігання проникнення фільтрату бурового розчину у стінки свердловини.

* Солубілізація – це мимовільне проникнення низькомолекулярної речовини всередину макромолекули полімера (колоїдне розчинення).

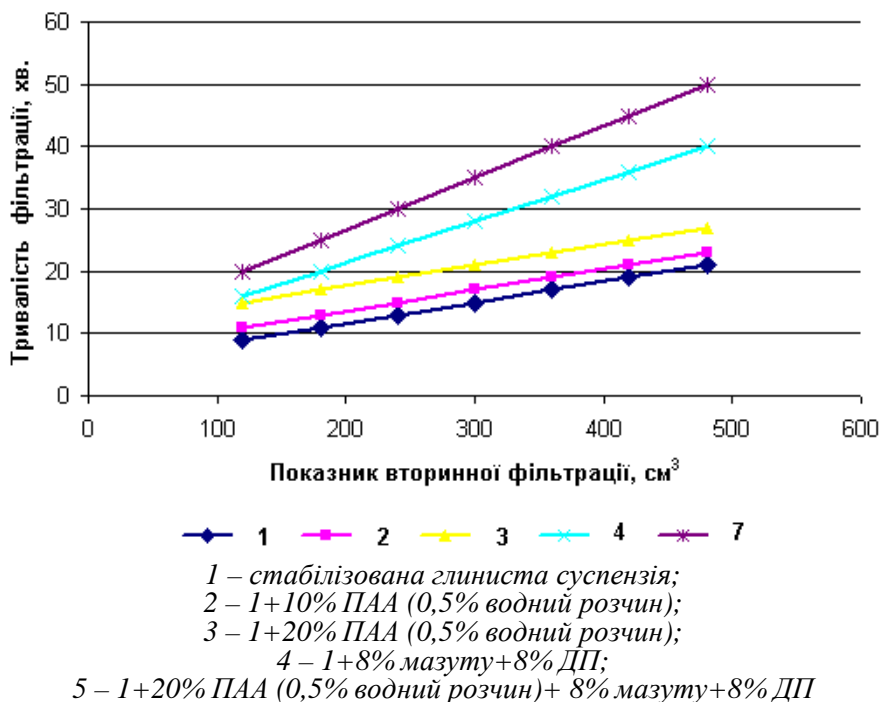


Рисунок 1 – Залежність вторинної фільтрації від виду та концентрації герметизуючих домішок

Для досягнення поставленої мети проведено серію лабораторних експериментів, спрямованих на розроблення складу герметизуючої суміші, що сприятиме ізоляції розбурюваних порід та знижуватиме інтенсивність фільтрації у пласт.

Виклад основних матеріалів. Для зниження проникності фільтраційної кірки особливу увагу було приділено удосконаленню другого способу, який порівняно з першим є ефективнішим та сприяє зниженню витрат матеріальних та людських ресурсів, оскільки вартість герметизуючої речовини значно нижча, ніж вартість хімічних реагентів. Герметизуюча речовина, нанесена на фільтраційну кірку, надійно ізолює пласт від фільтрату бурового розчину.

Якість герметизуючої суміші оцінювали за проникністю фільтраційної кірки, сформованої із глинистої суспензії, приготовленої із бентонітового глинопорошку, що володіла такими параметрами:

$$\rho = 1050 \text{ кг/м}^3; T = 25 \text{ с}; CHZ_1 = 5 \text{ дПа};$$

$$\Phi_{30} = 17 \text{ см}^3; K = 3,0 \text{ см}; pH = 7,0,$$

де ρ – густина суспензії, кг/м^3 ;

T – умовна в'язкість за ВП-5, с;

CHZ_1 – статичне напруження зсуву, дПа;

Φ_{30} – показник фільтрації, $\text{см}^3/30 \text{ хв.}$;

K – товщина фільтраційної кірки, мм;

pH – від'ємний десятковий логарифм концентрації іонів водню у розчині.

Герметизуючі домішки вводили до глинистої суспензії, яку ретельно перемішували, та поміщали у прилад для вимірювання показника фільтрації ВМ-6 і протягом 30 хв. формували фільтраційну кірку.

Проникність фільтраційної кірки визначали за формулою, наведеною нижче, а величину вимірювали у квадратних нанометрах.

$$k_{фк} = \frac{(V \cdot \delta \cdot \mu) \cdot 10^6}{\Delta p \cdot F \cdot t}, \quad (1)$$

де V – об'єм дистильованої води, що відфільтрувався через фільтраційну кірку, см^3 ;

δ – товщина фільтраційної кірки, мм;

μ – в'язкість дистильованої води залежно від температури дослідів, мПа·с;

Δp – перепад тиску, МПа;

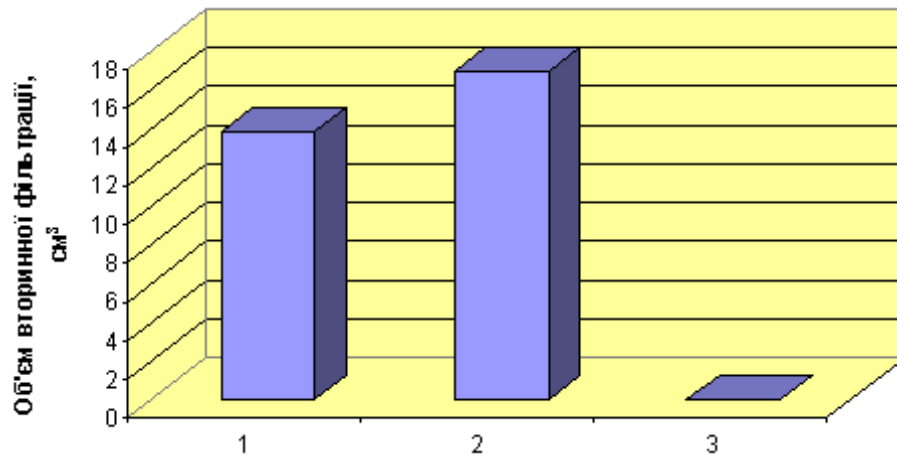
F – площа фільтраційної кірки, мм^2 ;

t – час, протягом якого дистильована вода відфільтрувалась через фільтраційну кірку, с.

Для отримання достовірних результатів обчислювали число вимірювань за величиною коефіцієнта варіації (E) та середньоквадратичного відхилення (S), величину яких визначали за відомими формулами [2]. За умови, що похибка перевищувала $3S$, замір вилучають з обчислень через дефектність. Результати аналізу різних залежностей свідчать, що описаний метод точний і за кількості 2-3 вимірювань у кожному досліді коефіцієнт варіації не перевищує $5 \pm 1\%$, тому ця величина прийнята за основу.

У ході лабораторних експериментів досліджували вплив поліакриламід (ПАА), мазуту та попередньо прогідратованої глини на герметичність фільтраційної кірки.

Під час цих досліджень вимірювали об'єм фільтрату, що проникає через фільтраційну кірку. Отриманий об'єм фільтрату назвали вторинною фільтрацією. За отриманими результатами досліджень побудовано графічні залежності вторинної фільтрації від виду та концентрації герметизуючих домішок, які зображено на рис. 1.



1 – нанесення на кірку суміші мазуту та попередньо про гідратованої глини;
2 – нанесення на кірку суміші окисленого бітуму та глини;
3 – нанесення на кірку суміші мазуту, глини та спеціальної речовини

Рисунок 2 – Діаграми залежності проникності фільтраційної кірки від типу суміші

Як бачимо з наведеного графіка, об'єм фільтрату з часом зростає. Порівнявши отримані залежності, можна стверджувати, що деякого ефекту досягається під час застосування ПАА для герметизації (прямі 2, 3, рис. 1). Але за збільшення концентрації ПАА удвічі спостерігалось незначне зниження вторинної фільтрації всього на 1,17-1,20 см³. На нашу думку, це пов'язано зі здатністю ПАА підвищувати умовну в'язкість розчину, що, у свою чергу, знижує швидкість проникнення герметизуючої суміші у фільтраційну кірку. Прямі 4 та 5 свідчать про вплив суміші ПАА, мазуту та дизельного пального (ДП) на вторинну фільтрацію.

Залежності 4 і 5, зображені на рис. 1, характеризують вплив наведених вище компонентів на вторинну фільтрацію, та порівнявши прямі 3, 4 і 5, бачимо, що зниження вторинної фільтрації неефективне.

Подальші лабораторні експерименти були присвячені пошуку герметизуючих композицій, що відповідали б меті роботи, тому знайдено вирішення проблеми у напрямку нанесення суміші на уже сформовану фільтраційну кірку. Після цього оцінювали об'єм вторинної фільтрації.

Для проведення таких експериментів спочатку на приладі для вимірювання показника фільтрації у статичних умовах ВМ-6 формували фільтраційну кірку протягом 30 хв., а відтак прилад розбирали і слабким струменем води змивали верхній пухкий шар кірки, на який наносили герметизуючу суміш. Стакан приладу ВМ-6 наповнили фільтратом бурового розчину та продовжили вимірювання вторинної фільтрації та оцінювали проникність фільтраційної кірки. Для отримання достовірних результатів перевірку герметичності фільтраційної кірки проводили протягом 24 годин.

Як фільтрат використовували такі типи розчинів:

прісна вода, що моделює фільтрат прісного глинистого розчину;

5% водний розчин хлориду калію (KCl), що моделює мінералізований фільтрат хлоркалієвого розчину;

26% водний розчин хлориду натрію, що моделює фільтрат соленащеного бурового розчину.

Після проведених експериментів встановлено, що найвища інтенсивність проникнення спостерігалась під час фільтрації прісної води, а мінералізована та соленащена вода фільтрувалися дуже повільно і об'єм фільтрату несуттєвий.

З урахуванням цього у подальших дослідженнях оцінювали проникність прісної води через фільтраційну кірку після нанесення герметизуючої суміші різного компонентного складу.

Готували три типи герметизуючої суміші такого компонентного складу:

суміш мазуту і попередньо продиспергованої глини;

суміш окисленого бітуму і попередньо продиспергованої глини;

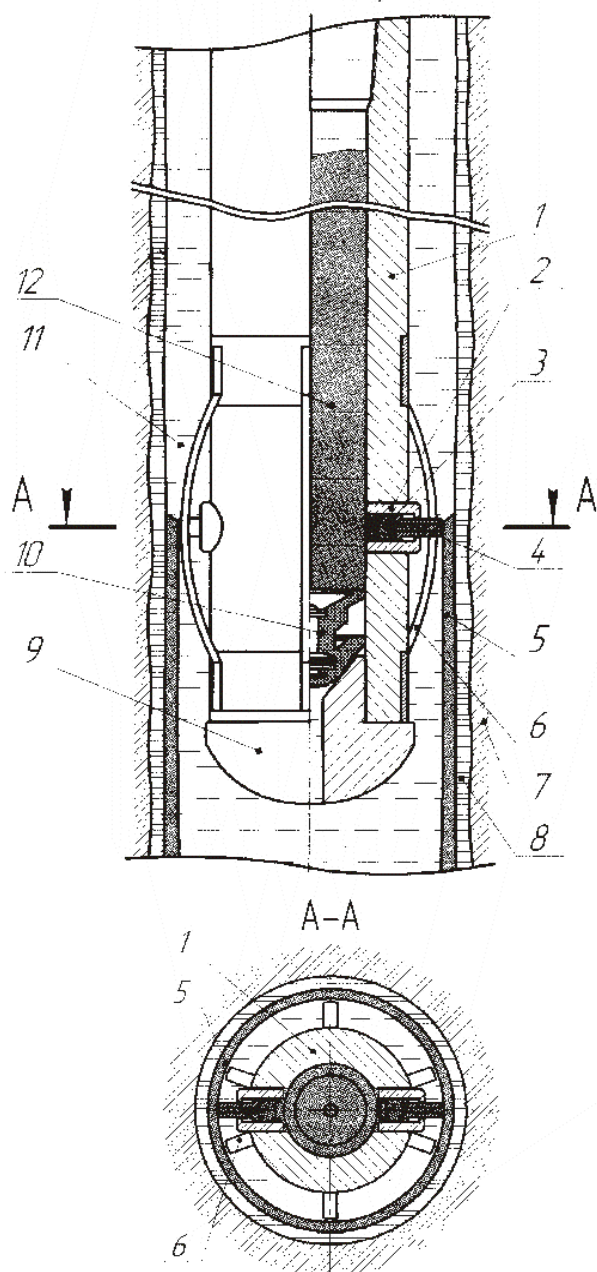
суміш мазуту, попередньо продиспергованої глини та спеціальної композиції.

Наведені вище компоненти попередньо перемішували, отримані суміші набували пастоподібної концентрації і після цього їх наносили на фільтраційну кірку та спостерігали за швидкістю проникнення фільтрату.

За результатами проведених лабораторних досліджень побудовано діаграми зміни проникності фільтраційної кірки від типу суміші, зображені на рис. 2.

Як бачимо із діаграм, зображених на рис. 2, протягом 24 годин фільтрація відсутня після нанесення суміші мазуту, попередньо продиспергованої глини та спеціальної композиції, тобто об'єм прісного фільтрату у цьому дослідженні дорівнював нулю.

Для нанесення герметизуючої суміші на стінки свердловини авторами розроблено спеціальний пристрій, схему якого зображено на рис. 3.



- 1 – корпус; 2 – сідло насадки; 3 – пружина;
 4 – насадка; 5 – шар герметизуючої речовини;
 6 – центратор; 7 – стінка свердловини;
 8 – фільтраційна кірка; 9 – направляюча головка;
 10 – пробка; 11 – буровий розчин;
 12 – герметизуюча речовина

Рисунок 3 - Пристрій для покриття стінок свердловини герметизуючою речовиною

Основний принцип роботи цього пристрою полягає у тому, що насадки для виходу герметизуючої речовини розміщені у нижній частині пристрою. Вони підпружинені і постійно контактують зі стінкою свердловини незалежно від її конфігурації.

За наявності великих уступів на стінках свердловини під дією крутного моменту насадка 3 може зламатися. Для запобігання цьому у конструкції пристрою передбачено дві пружинні планки 6, що захищатимуть насадку (рис. 3, переріз А-А).

Пристрій, зібраний за схемою, наведеною на рис. 3, опускають до вибою свердловини або у заданий інтервал. Промивають свердловину, а відтак у бурильні труби опускають нижню пробку 10 і закачують розрахунковий об'єм герметизуючої речовини 12, яку протискають буровим розчином 11 за допомогою верхньої пробки або буферної рідини. В момент посадки нижньої пробки на направляючу головку 9 тиск на усті зростає і тоді протискування припиняють. Включають ротор на мінімальній швидкості, а цементувальний агрегат – з мінімальною продуктивністю. Одночасно повільно підіймають бурильну колону. Під дією перепаду тиску герметизуюча речовина плавно накладається на фільтраційну кірку на стінках свердловини 7 знизу-вверх, формуючи непроникний шар 6.

Швидкість підйому пристрою зі свердловини залежить від діаметра насадок, швидкості обертання бурильної колони, кількості насадок. Наприклад, якщо діаметр свердловини дорівнює 295,3 мм, то встановлюють одну насадку з внутрішнім діаметром 10 мм, швидкість обертання колони – 60 об/хв., а швидкість підйому колони – 0,6 м/хв.

Процес герметизації фільтраційної кірки рекомендується проводити лише під час ремонтних робіт.

Для зниження витрат продуктивного часу рекомендується застосовувати пристрій для зниження проникності фільтраційної кірки, схема якого наведена на рис. 4.

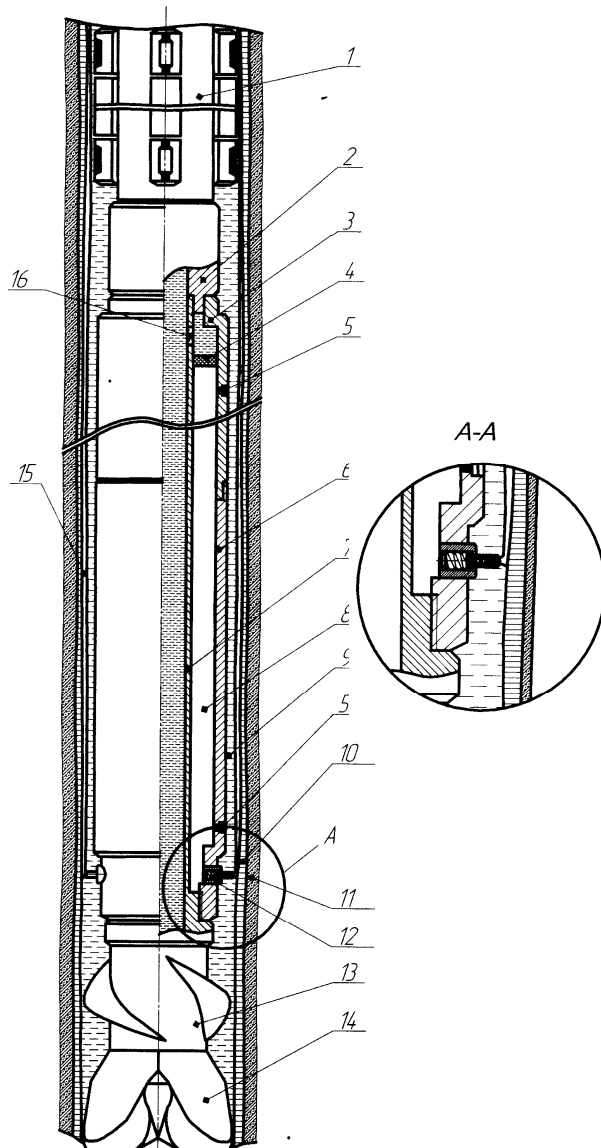
Основна особливість пристрою полягає у тому, що під час буріння свердловини потік бурового розчину і герметизуюча суміш розділені і не змішуються у ході циркуляції. Герметизуюча суміш 8 закачується у кільцевий простір пристрою. Над нею розташований поршень 4, на який створюється тиск стовпом бурового розчину. Тиск у затрубному просторі $P_{зп}$ менший від тиску всередині пристрою $P_{вп}$ на величину P_d . Під дією перепаду тиску $\Delta P = P_{вп} - P_{зп}$ герметизуюча суміш протискується через насадку на стінки свердловини.

До складу рекомендованого пристрою входять центратор 1 та наддолотний калібратор 13. Верхній перехідник 2 з'єднаний з корпусом 3 та його зовнішньою 6 та внутрішньою 7 стінками. Між стінками пристрою є порожнина, що заповнена герметизуючою сумішшю 8, на якою розміщений поршень 4. У нижній частині пристрою встановлена підпружинена насадка 12. Тиск, що створюється буровим розчином 9, передається на герметизуючу суміш через отвір 16. Кільцевий простір між зовнішньою та внутрішньою стінкою пристрою заповнюють герметизуючою сумішшю через отвір 5, попередньо нахиливши пристрій під кутом 45° .

Пристрій збирають за схемою, наведеною на рис. 4, спускають у свердловину, приводять в дію насоси та вмикають ротор на мінімальній швидкості обертання долота та приступають до буріння. Під час руйнування гірської породи долотом 14 на стінках свердловини 11 утворюється фільтраційна кірка 10. Під час циркуляції стовпом бурового розчину створюють тиск че-

рез отвір 16 на герметизуючу суміш. Під дією перепаду тиску герметизуючу суміш протискують через насадку 12, яка осідає тонким шаром 15 на стінках свердловини поверх фільтраційної кірки та ущільнює її.

Щільність нанесення герметизуючої суміші залежить від проходки на долото, діаметра насадки, швидкості обертання долота та перепаду тиску.



1 – центратор; 2 – верхній перехідник; 3 – корпус; 4 – поришень; 5 – отвір для заповнення пристрою герметизуючою сумішшю; 6 – зовнішня стінка; 7 – внутрішня стінка; 8 – герметизуюча суміш; 9 – буровий розчин; 10 – фільтраційна кірка; 11 – стінка свердловини; 12 – насадка; 13 – наддолотний калібратор; 14 – долото; 15 – шар герметизуючої суміші; 16 – отвір

Рисунок 4 – Пристрій для зниження проникності фільтраційної кірки

Наукова новизна та практична цінність отриманих результатів. Однією з основних причин набухання глинистих порід є неякісний буровий розчин, зокрема, високий показник фільтрації рідини. Цей чинник призводить до

збільшення інтенсивності ускладнень у тектонічно порушених відкладах аргілітів, алевролітів, глин, сланців тощо. Тому у статті авторами пропонується технологія зниження показника фільтрації завдяки формуванню непронижного гідрофобного бар'єру.

З цією метою:

Розроблено герметизуючу суміш для нанесення на фільтраційну кірку [8], головною особливістю якої є зниження показника фільтрації до нуля та зниження проникності фільтраційної кірки і гірських порід.

Розроблено пристрій для покриття стінок свердловини герметизуючою речовиною [6].

Розроблено пристрій для зниження проникності фільтраційної кірки [7].

Запропоновано технологію нанесення спеціальної суміші для герметизації фільтраційної кірки та як під час ремонтних робіт, так під час буріння свердловини, що дає змогу знизити матеріальні та енергетичні витрати на обробку бурових розчинів хімічними реагентами-понижувачами показника фільтрації та зменшити обсяги застосування бурових розчинів з подвійною інгібуючою дією.

Висновки

Отже, інтенсивні обвалювання та осипання стінок свердловини трапляються зазвичай у тектонічно порушених відкладах аргілітів, алевролітів та глинистих сланців. Фільтрат бурового розчину, що проникає у стінки свердловини на значну глибину, знижує ослаблені сили зчеплення у гірській породі, внаслідок чого збільшується розмір тріщин та зростає інтенсивність набухання порід, що призводить до обвалювання стінок свердловини. Для зниження проникності фільтраційної кірки та ізоляції горизонтів рекомендується наносити на стінки свердловини герметизуючу суміш, до складу якої входить мазут, продиспергована жовта глина та спеціальна речовина. Для нанесення розробленої герметизуючої речовини на стінку свердловини пропонується два пристрої, розроблені нами, які можна застосовувати як під час ремонтних робіт (рис.1), так і під час буріння свердловини (рис. 2). Рекомендовані пристрої забезпечують якісне щільне нанесення речовини на фільтраційну кірку та зниження її проникності до нульового значення.

Запропонована технологія запобігання обвалів та осипань стінок свердловини перспективний і економічно вигідний з таких міркувань – по-перше, вартість герметизуючої суміші значно нижча порівняно з вартістю хімічних реагентів-понижувачів показника фільтрації; по-друге надійна герметизація фільтраційної кірки перекриває шлях для фільтрату бурового розчину, а тому відпадає потреба у застосуванні бурових розчинів з подвійною інгібуючою дією та низькою фільтрацією, для регулювання фільтраційних властивостей яких застосовують дорогі вітчизняні та імпорتنі хімічні реагенти.

Література

- 1 Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини [Текст]: / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.
- 2 Волобуєв А.І. Методичні вказівки з дисципліни “Механіка гірських порід для студентів спеціальності 09.03.06 [Текст] : / А.І. Волобуєв, Б.М. Малярчук. – Івано-Франківськ, 1994. – 13 с.
- 3 Ясов В.Г. Осложнения в бурении: [справочное пособие] / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
- 4 Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1985. – 206 с.
- 5 Мыслюк М.А. Буріння свердловин. т. 5. Ускладнення. Аварії. Екологія. / М.А. Мыслюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ. Інтерпрес ЛТД, 2004. – 373 с.
- 6 Пат. 89519 Україна МПК⁵¹ E21B 33/138. Пристрій для покриття стінок свердловини герметизуючою речовиною / М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.С. Бейзик, М.П. Олексюк, О.І. Кирчей: Заявл.11.11.13. – Оpubл. 25.04.14., Бюл. №8 – 4 с.
- 7 Пат. 91954 Україна МПК⁵¹ E21B 33/138. Пристрій для зниження проникності фільтраційної кірки/ М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.І. Кирчей, О.С. Бейзик, М.П. Олексюк,: Заявл. 10.02.14. – Оpubл. 25.07.14., Бюл. №14 – 4 с.
- 8 Пат. 87986 Україна МПК⁵¹ C09K 8/00. Герметизуюча суміш для стінок свердловини/ М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.С. Бейзик, В.В. Волошин,: Заявл.27.09.13. – Оpubл. 25.02.14., Бюл. №4 – 4 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
04.06.15

Рекомендована до друку
професором **Коцкуличем Я.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Мельником А.П.**
(УкрНДІгаз, м. Харків)

ЗАСТОСУВАННЯ САМОПОШИРЮВАНОГО ВИСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО СИНТЕЗУ В ТЕХНОЛОГІЯХ НАНЕСЕННЯ ЗНОСОСТІЙКИХ ПОКРИТТІВ

Д.Л. Луцак, Я.А. Криль, О.В. Пилипченко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727177,
e-mail: d.l.lutsak@gmail.com

Проведено аналіз напрацювань щодо використання самопоширюваного високотемпературного синтезу у технологіях нанесення зносостійких покриттів, які представлені у літературі, їх систематизацію та окреслення перспективних напрямків розвитку даних технологій. Визначено переваги самопоширюваного високотемпературного синтезу у порівнянні з традиційними технологіями отримання матеріалів та технічну ефективність його використання у технологіях нанесення зносостійких покриттів. Проведено класифікацію методів застосування самопоширюваного високотемпературного синтезу в технологіях нанесення зносостійких покриттів, до якої включено застосування різного виду вихідних матеріалів, отриманих методом самопоширюваного високотемпературного синтезу, та суміщення процесу нанесення покриттів із синтезом матеріалів покриттів методом самопоширюваного високотемпературного синтезу. Встановлено, що широкі перспективи відкриває метод суміщення процесів самопоширюваного високотемпературного синтезу із одночасним нанесенням покриттів, оскільки дозволяє об'єднати в собі переваги як самопоширюваного високотемпературного синтезу, так і переваги конкретної технології нанесення покриття.

Ключові слова: СВС, наплавлення, напылення, електроискрове легування.

Проведен анализ наработок по использованию самораспространяющегося высокотемпературного синтеза в технологиях нанесения износостойких покрытий, представленных в литературе, их систематизацию и определение перспективных направлений развития данных технологий. Определены преимущества самораспространяющегося высокотемпературного синтеза по сравнению с традиционными технологиями получения материалов и техническая эффективность его использования в технологиях нанесения износостойких покрытий. Проведена классификация методов применения самораспространяющегося высокотемпературного синтеза в технологиях нанесения износостойких покрытий, в которую включены применение различного вида исходных материалов, полученных методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза, и совмещение процесса нанесения покрытий с синтезом материалов покрытий методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза. Установлено, что широкие перспективы открывает метод совмещения процессов самораспространяющегося высокотемпературного синтеза с одновременным нанесением покрытий, поскольку он позволяет объединить в себе преимущества как самораспространяющегося высокотемпературного синтеза, так и преимущества конкретной технологии нанесения покрытия.

Ключевые слова: СВС, наплавка, напыление, электроискровое легирование.

The article deals with the analysis of the represented in literature works on using self-propagating high-temperature synthesis in hardfacing technology, their arrangement and specification of promising direction for development of these technologies. Advantages of self-propagating high-temperature synthesis were determined in comparison with traditional technologies for materials production and technical efficiency of its use in hardfacing technology. The authors of the article classified the methods for application of self-propagating high-temperature synthesis in hardfacing technology, which includes the use of various types of source materials, obtained with the help of self-propagating high-temperature synthesis, and combination of coating process with the synthesis of coating materials by means of self-propagating high-temperature synthesis. It was established that method for combining of self-propagating high temperature synthesis processes presents a significant opportunities with simultaneous coating as it allows to unite the advantages both self-propagating high-temperature synthesis and benefits of a particular coating technology.

Key words: SHS, surfacing, coating, electrospark alloying.

Вступ

Передумовою отримання нових матеріалів з оптимальним комплексом ефективних властивостей є розроблення технологій якісно нового рівня, які базуються на розумінні та прогнозуванні процесів структуроутворення, а, отже, і можливостях впливу на сам механізм формування структури з бажаними фізико-механічними показниками.

Однією з нових та найбільш ефективних технологій виготовлення широкого спектру матеріалів, в тому числі композиційних, є технологія самопоширюваного високотемпературного синтезу (СВС), суть якої полягає у прохо-

дженні прямого синтезу цінних в практичному відношенні сполук в екзотермічних реакціях між певними хімічними елементами [1-4].

Метод СВС дозволяє отримувати тугоплавкі сполуки різного хімічного і фазового складу (карбіди, нітриди, силіциди, халькогеніди, інтерметаліди, гідриди), а також відновлені метали. Крім того методом СВС можна отримувати неорганічні матеріали з різними фізичними властивостями (порошкоподібні; спечені – суцільні та пористі; литі), а також вироби певної форми і розмірів. Можливе також проведення вирощування монокристалів з розплавлених продуктів горіння.

Незважаючи на те, що можливості СВС-процесів до кінця не вивчені і все ще не до кінця виявлено сфери можливого застосування СВС-технологій [5], на сьогоднішній день СВС уже знайшов широке використання в цілому ряді промислових галузей, серед яких машинобудування, металургія, хімічна промисловість, електротехніка, електронна промисловість та ін. [1-3, 5-7].

Одним з найбільш перспективних напрямків, де знаходить своє застосування реалізація явища СВС, є сучасні технології нанесення захисних покриттів, в тому числі зносостійких [1-3, 5, 8-14].

Цілями даної роботи є аналіз напрацювань щодо використання СВС у технологіях нанесення зносостійких покриттів, які представлені у літературі, їх систематизація та окреслення перспективних напрямків розвитку даних технологій.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

У сучасному, розширеному розумінні СВС являє собою процес горіння будь-якої хімічної природи, що призводить до утворення цінних у практичному відношенні твердофазних матеріалів. В самому загальному вигляді схему процесу СВС можна представити в наступному виді [1]:

$$\sum_{i=1}^m a_i X_i + \sum_{j=1}^n b_j Y_j = Z + Q,$$

де $X(i)$ – метал у твердому стані (Al, Ti, Zr, Hf, V, Nb, Ta, Mo, W та ін.),

$Y(j)$ – метал чи неметал у твердому, рідкому або газоподібному стані (Al, C, B, Si, N₂, O₂, H₂, S, Se та ін.),

$Z(k)$ – продукти синтезу (карбіди, бориди, силіциди, нітриди, оксиди, гідриди, інтерметаліди).

Q – тепловий ефект реакції.

Оскільки реакції СВС супроводжуються інтенсивним світловиділенням, високими температурами та протікають у таких же швидких режимах, як і розповсюдження хвиль горіння [1, 2], то їх відносять до різновиду горіння та вивчають в рамках теорії горіння, а продукти горіння досліджують матеріалознавчими методами. Таким чином, галузь СВС, як і багато інших, знаходиться на стику наук – хімічної фізики та матеріалознавства [4].

При вивченні СВС загалом вимірюються і розраховуються різні характеристики процесу: лінійні і масові швидкості горіння, максимальні температури, температурні профілі, теплові ефекти, межі стійкості фронту горіння та ін.

Основна увага в експериментальних і теоретичних дослідженнях СВС приділяється безгазовому і фільтраційному горінню (горінню сумішей металів і неметалів та горінню металів в газоподібному середовищі – N₂, H₂ та ін.). У обох випадках в ході горіння утворюються тільки конденсовані продукти, при цьому в хвилі горіння може розвиватися висока температура (до 3000 К), [11-14, 16, 18].

Деякі особливості безгазового горіння виявляються і описуються з використанням класичних законів кінетики [1,2] у так званій простій теорії безгазового горіння [3], яка ґрунтується на наступній елементарній моделі процесу [4]:

1) поле температур в хвилі горіння одновимірне; температурні неоднорідності, пов'язані з гетерогенністю системи, несуттєві;

2) дифузійне перенесення продукту горіння у напрямі поширення фронту відсутнє, що є наслідком малості числа Льюїса:

$$Le = \frac{D}{a} \ll 1,$$

де D – коефіцієнт дифузії;

$a, m^2/c$ – коефіцієнт температуропровідності.

3) швидкість тепловиділення визначається законами, справедливими для гомогенних реакцій:

$$\Phi(T, \eta) = K_0 e^{-\frac{E}{RT}} (1-\eta)^n,$$

де E – енергія активації;

K_0 – передекспоненціальний фактор;

n – порядок реакції.

Речовина в зоні тепловиділення не зазнає фазових перетворень;

4) фізичні параметри: густина ρ , коефіцієнт теплопровідності λ , питома теплоємність c – не змінюються в ході процесу. Система рівнянь, що описує процес горіння в даному випадку, має вигляд:

$$c \rho \frac{dT}{dt} = \lambda \frac{d^2T}{dx^2} + Q \rho \Phi(T, \eta);$$

$$\frac{d\eta}{dt} = \Phi(T, \eta),$$

де Q – тепловий ефект;

ρ – густина речовин;

η – глибина перетворення початкових речовин в кінцеві;

t – час;

$\Phi(T, n)$ – кінетична функція.

Закономірності поширення фронту хвилі горіння в процесах СВС є численними і піддаються управлінню за допомогою різних параметрів, наприклад, за рахунок зміни співвідношення реагентів, варіювання мірою розбавлення шихти інертними продуктами, підігрівання шихти та ін. Вплив вказаних параметрів на швидкість поширення фронту здійснюється переважно через зміну температури горіння. Прийомом пониження температури горіння в процесах СВС є розбавлення початкових речовин продуктами згорання, а прийомом підвищення – попереднє підігрівання шихти.

Технології із застосуванням явища СВС відрізняються між собою багатьма параметрами, серед яких: типи хімічних реакцій і процесів, зовнішній вплив, види вихідної сировини, структура шихти, морфологія продуктів і способи їх обробки чи переробки, призначення кінцевої продукції.

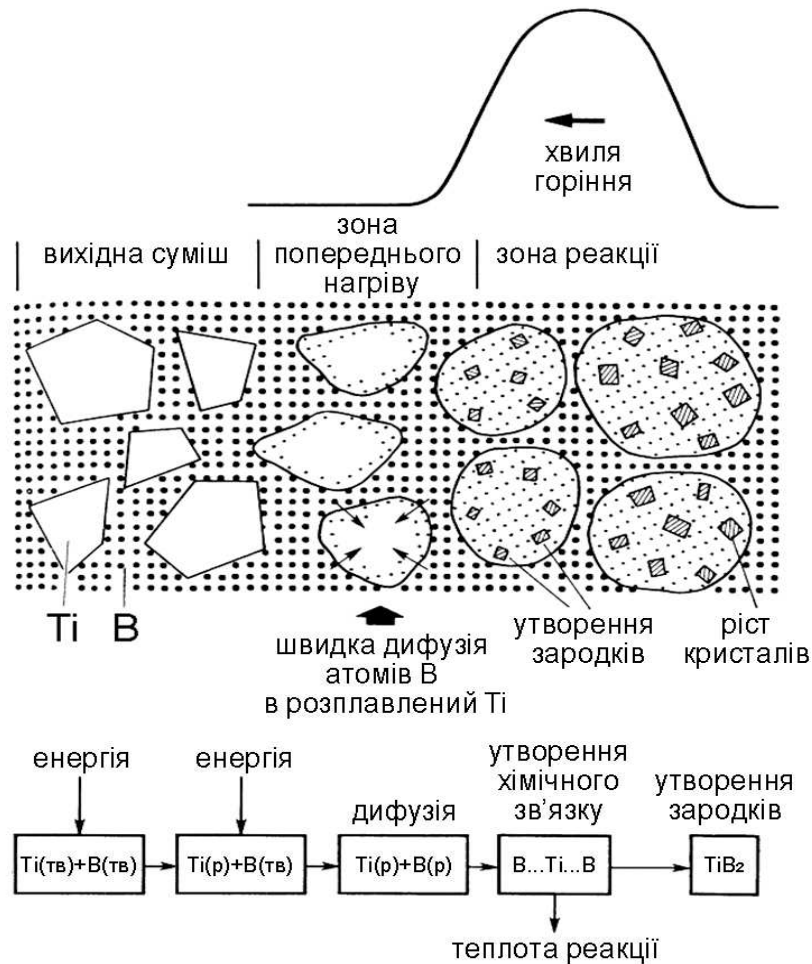


Рисунок 1 – Модель процесу СВС з утворенням дибориду титану [2]

Розглянемо механізм проходження СВС на прикладі системи Ti-B (рисунок 1). Адіабатична температура горіння порошкової суміші Ti-B становить 3190K. Після ініціації процесу СВС в суміші реагентів виникає хвиля горіння, якій передують зона з високою температурою, де проходить нагрівання та хімічна взаємодія елементів. Ця зона переміщується вздовж порошкової суміші, залучаючи в реакцію прилеглий шар. При нагріванні в даній системі проходить розплавлення металу (Ti) з подальшою швидкою дифузійною неметалічного реагенту (B), в результаті чого утворюється нова сполука (TiB_2), що виділяється в окрему фазу.

Розплав металічного титану змочує поверхню частинок бору за рахунок ефекту капілярного розтікання, після чого всередині фази розплаву і на границі розплаву з частинками бору виникають мікрочастинки TiB_2 , які в подальшому перекристалізуються та починають рости. За аналогічним механізмом протікає синтез дибориду цирконію та карбиду титану [2]. Процес утворення зародків кристалів, їх число та розміри можуть корегуватись введенням спеціальних домішок в систему до ініціації процесу СВС.

В рамках проведених робіт щодо вивчення та впровадження СВС як новітньої технології в промислових масштабах було розроблено по-

над 30 технологічних різновидів на основі СВС, які можна об'єднати в шість основних технологічних типів (таблиця 1). Як буде показано нижче, чотири з даних шести технологічних типів, знаходять пряме чи опосередковане застосування в технологіях нанесення захисних покриттів.

Широке використання СВС в різних галузях можливе завдяки наявності суттєвих переваг СВС у порівнянні з традиційними технологіями отримання матеріалів [1-2], серед яких виділяють:

- 1) високу технологічну продуктивність завдяки високій швидкості проходження СВС;
- 2) значну економію електроенергії за рахунок використання хімічної енергії реагентів;
- 3) можливість отримання більш чистих та однорідних матеріалів завдяки високій температурі процесу та відсутності контакту зі стінками тигля;
- 4) простоту технологічного обладнання, викликану мінімальною кількістю вимог або, подекуди, взагалі їхньою відсутністю, до середовищ проходження СВС;
- 5) проходження ефекту самоочищення – термодесорбції летючих домішок та відновлення оксидних плівок на металах під час синтезу, внаслідок чого отримувані продукти синтезу, як правило, є чистішими, ніж вихідні реагенти;

Таблиця 1 – Основні технологічні типи СВС-технологій

Назва технологічного типу	Характерні ознаки
хімічний синтез	проводиться з метою синтезу продуктів у вигляді спеків з подальшим їх переробленням та використанням як півфабрикатів
СВС-спікання	дає змогу отримати готові вироби із заданими розмірами та формою, які, як правило, володіють високою пористістю
силове СВС-компактування	дає змогу отримати готові вироби із заданими розмірами та формою, які позбавлені високої пористості
СВС-лиття	вироби отримуються за рахунок застосування металургійних операцій (кристалізації злитків, литтю в форми, наплавленні, центробіжному литтю і т.п.) до продукту синтезу, який утворюється у вигляді розплаву
СВС-зварювання	дозволяє отримувати нероз'ємні зварні з'єднання тугоплавких матеріалів між собою, а також тугоплавких матеріалів з більш легкоплавкими матеріалами
газотранспортна СВС-технологія	дозволяє отримувати тонкі захисні покриття товщиною 10-100 мкм за допомогою газотранспортних добавок, які виконують функцію переносу реагентів

б) можливість отримання багатокомпонентних продуктів протягом однієї технологічної стадії виробництва.

На даний час СВС найбільш широко застосовується в хімічних системах, які утворюють неорганічні тугоплавкі матеріали. Ця особливість пов'язана з тим, що в силу високих значень температур, які необхідні для синтезу таких сполук, ефективність СВС в даних системах є найбільш значною.

Всі шість типів СВС-технологій (див. таблицю 1) ґрунтуються на єдиному принципі. Узагальнену схему СВС-технологій представлено на рисунку 2. Даний технологічний процес є трьохстадійним – підготовка сировини, синтез, переробка продукту. Головна особливість полягає в тому, що основна стадія проводиться в режимі СВС.

Класифікація методів використання СВС в технологіях нанесення зносостійких покриттів

До числа галузей техніки, де знаходить своє широке використання реалізація явища СВС, відноситься широкий ряд технологій нанесення захисних покриттів, включаючи наплення, наплавлення, електроіскрове легування, дифузійне насичення та інші [1-3, 5, 8-14]. При цьому необхідно зауважити, що використання СВС в даних технологіях можливе двома принципово відмінними методами:

1) застосування різного виду вихідних матеріалів (порошкових, електродних та ін.), в тому числі композиційних, отриманих методом СВС;

2) суміщення процесу нанесення покриттів із синтезом матеріалів покриттів методом СВС.

Таким чином, в першому випадку СВС застосовується тільки на стадії виготовлення вихідних матеріалів хімічним синтезом, розширюючи їх перелік та забезпечуючи економічність і якість отримуваних сполук. Також авторами [9] зазначається, що у випадку застосу-

вання порошкових СВС-матеріалів можна відійти від використання механічних сумішей порошоків, що в кінцевому підсумку покращує однорідність нанесених покриттів.

Метод силового СВС-компактування дозволяє проводити прямий синтез виробів з визначеними розмірами та формами. Прикладом цього є виготовлення вихідних матеріалів для електроіскрового легування у вигляді електродів, використання яких дозволяє підвищити зносостійкість в 2-4 рази та зменшити коефіцієнт тертя до 25% у порівнянні зі стандартними електродами із твердих сплавів на основі карбідів вольфраму (групи ВК і ТК), отриманих методом порошкової металургії [14].

Зведений перелік використання продуктів СВС для нанесення зносостійких покриттів із зазначенням технологій нанесення наведено у таблиці 2.

Значно ширші перспективи відкриває метод суміщення процесів СВС із одночасним нанесенням покриттів в один технологічний цикл, оскільки дозволяє об'єднати в собі переваги як СВС, так і переваги конкретної технології нанесення покриття.

Одним з найбільш вдалих прикладів такого суміщення є технологія відцентрового СВС-лиття або реакційного наплавлення із використанням порошкових сумішей термітного типу [2, 15-19]. Дана технологія дозволяє отримувати керамічні та металокерамічні покриття товщиною до 3 мм на внутрішніх поверхнях металевих труб довжиною до 5,5 м [2]. Вплив відцентрових сил сприяє видаленню газів із продуктів реакції на стадії розплавлення та забезпечує рівномірне формування покриття за товщиною по всій поверхні. Таким чином, суміщення в даній технології відцентрового лиття із проходженням СВС дає змогу отримувати високоякісні покриття із унікальними експлуатаційними показниками. Труби з такими покриттями широко застосовуються в енергетичній, вугільній, металургійній, гірничій, атомній га-

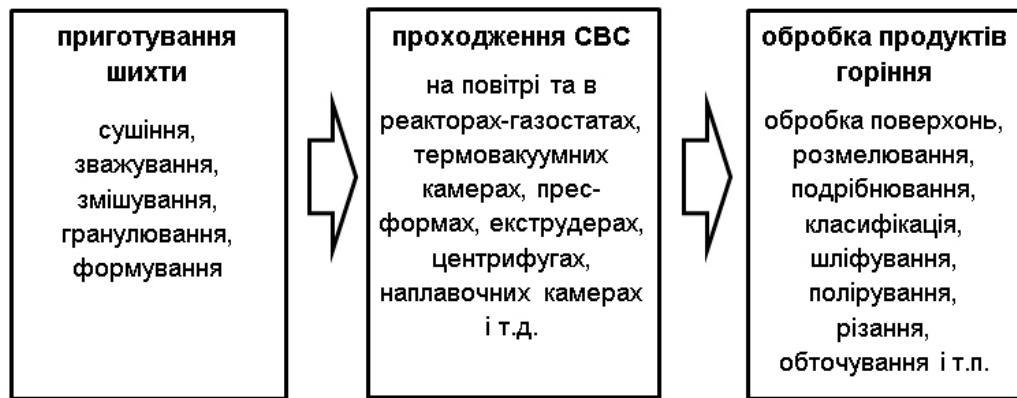


Рисунок 2 – Узагальнена блок-схема СВС-технологій

Таблиця 2 – СВС-матеріали для нанесення зносостійких покриттів

Марка матеріалу	Технологія нанесення	Склад, мас. %	Твердість покриття
NCT-55	ГТН	NiCr/55%TiC	680-990 HV
FCT-50	ГТН	Fe/50%TiC	680-1300 HV
ASCT-50	ГТН	AlSi/50%TiC	340-430 HV
NAA-40	ГТН	NiAl/40%Al ₂ O ₃	350-575 HV
NCC-NCT 70-30	ГТН	25%NiCr/75% (70%Cr ₃ C ₂ –30TiC)	710-1100 HV
FA-15	ГТН	FeAl/15% Al ₂ O ₃	390-730 HV
NCC-75	ГТН	NiCr/75% Cr ₂ O ₃	670-920 HV
СТИМ-20Н	ЕІЛ	TiC/20%Ni	9,9 ГПа
СТИМ-ЗБ	ЕІЛ	TiC/Cr ₃ C ₂ /Ni	HRC 36...60

Примітка: ГТН – газотермічне напилення; ЕІЛ – електроіскрове легування

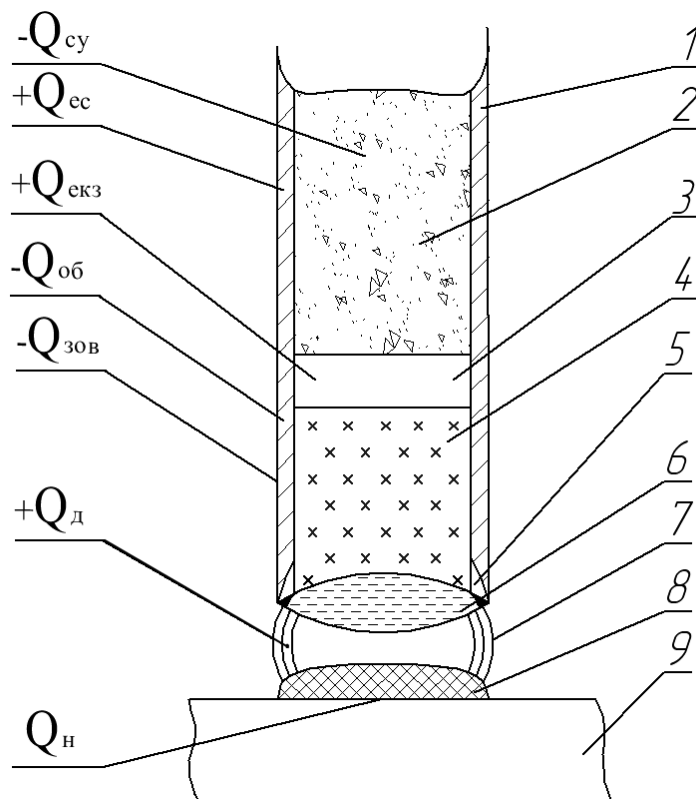
лузях промисловості для транспортування високоабразивних мас, таких як вугільний порошок, вапнякова мука, шлакові відходи тощо [21].

Суміщення процесу СВС із технологіями газотермічного та плазмового напилення також дає можливість покращити якість отримуваних покриттів завдяки збільшенню термічної активності напилюваних частинок та підвищенню міцності зчеплення напиленого покриття з основою [9, 22]. Так, при газотермічному напиленні композиційного порошку SiO₂-Ni-AlSiMg з проходженням синтезу продуктів Al₂O₃, MgAl₂O₄, Mg₂Si, NiAl₃ в матриці Al-Si можна спостерігати підвищення твердості від 300 до 700 HV, при цьому температура основи піднімається від 190 до 550 °C [9].

Процедура нанесення покриттів методом газотранспортної СВС-технології досить проста і використовується для нанесення тонких покриттів (5-150 мкм). В суміш вводять газотранспортні добавки (наприклад, йод) і деталі, на які необхідно нанести покриття; після проходження хвилі горіння частина продукту цього процесу утворює на поверхні деталі покриття у вигляді плівки. Такий варіант технології особливо перспективний для нанесення знос- і корозійностійких покриттів на малогабаритні деталі складної форми. На даний час вказану технологію використовують для нанесення покриттів на різальні пластини, кондукторні втулки, фільтри та інші деталі [23].

Автори робіт [12-13] вказують на перспективність суміщення СВС із технологією дифузійного насичення у вакуумі, оскільки екзотермічність процесу стимулює дифузійні процеси в перехідній зоні покриття з поверхнею. При цьому зазначається, що таке суміщення відкриває широкі можливості створення на конструкційних матеріалах багатофункціональних комплексних покриттів, які здатні забезпечити суттєве підвищення експлуатаційних характеристик робочих поверхонь деталей машин та механізмів. Пропонований метод отримання комплексних багатоцільових захисних покриттів володіє відносно високою продуктивністю, безвідходністю та екологічною чистотою.

Суміщення СВС із електродуговим нанесенням зносостійких покриттів має ряд особливостей. Так, автори [24] розглядають принцип можливості такого суміщення при роздільному введенні легуючих елементів в шихту порошкового електроду, які реагують між собою під впливом теплоти, що виділяється електричною дугою. Порівнюючи мікроструктуру таких покриттів із покриттями, отриманими при комплексному методі легування, коли в шихту вводяться готові хімічні сполуки, автори приходять до висновку, що більшою зносостійкістю володіють покриття, отримані саме при комплексному методі легування, оскільки він забезпечує більш повний перехід карбідної фази у покриття та сприяє подрібненню зерен наплавленого шару.



1 – оболонка електроду; 2 – порошкова суміш; 3 – зона синтезу; 4 – синтезований кермет; 5 – місце проплавлення оболонки; 6 – крапля розплавленого металу; 7 – електрична дуга; 8 – наплавлений шар; 9 – деталь; енергія, що виділяється: $Q_{об}$ – при горінні електричної дуги; $Q_{екз}$ – при СВ-синтезі; $Q_{ес}$ – при проходженні електричного струму. Енергія, що поглинається: $Q_{н}$ – при розплавленні поверхневого шару деталі і наплавлюваного матеріалу; $Q_{су}$, $Q_{об}$, $Q_{зов}$ – на нагріві відповідно, порошкової суміші, оболонки електроду, зовнішнього середовища

Рисунок 3 – Схема процесу електродугового наплавлення порошковим електродом (стрічкою) з одночасним проходженням СВС тугоплавких сполук [24]

Для нанесення покриттів методом СВС пропонується проводити екзотермічну реакцію вихідних компонентів в трубчастому електроді, ініціюючи її дією теплової енергії електричної дуги. В цьому випадку нанесення покриття із утворених тугоплавких сполук буде проходити з одночасним розплавленням металевої оболонки в процесі електродугового наплавлення. Схему такого методу наплавлення представлено на рисунку 3. Самопоширюваний високотемпературний синтез протікає вздовж електроду від енергії, що виділяється в результаті взаємодії шарів порошкової суміші ($Q_{екз}$). При цьому на характер розповсюдження хвилі реакції впливає як енергія, що виділяється при горінні електричної дуги $Q_{д}$ і при проходженні електричного струму $Q_{ес}$, так і енергія, що поглинається на розплавлення поверхневого шару деталі і наплавлю вального матеріалу $Q_{н}$, на нагрівання порошкової суміші $Q_{сум}$, оболонки електроду $Q_{об}$ і зовнішнього середовища $Q_{зов}$.

Зона синтезу 3 (рисунок 3) розповсюджується вздовж порошкової суміші 2, засипаної в оболонку 1. В результаті реакції утворюються тугоплавкі сполуки, спечені в щільний кермет 4 і проходить плавлення оболонки в місцях 5. В зоні горіння електричної дуги 7 оболонка роз-

плавляється з утворенням краплі 6, яка наноситься на деталь 9 у вигляді наплавленого шару 8. Відстань від хвилі синтезу до електричної дуги обумовлена співвідношенням між енергіями, що виділяються та поглинаються. Наближене співвідношення між притоками тепла, викликаного електричним струмом, екзотермічною реакцією та електричною дугою, відповідно рівне $Q_{ес} : Q_{екз} : Q_{д} = 1 : 50 : 1000$. Очевидно, що конкретне співвідношення між вказаними енергіями залежатиме від різних факторів, в тому числі від ентальпії утворення сполук, електричного опору оболонки, режимів наплавлення та ін. Енергія, що виділяється, поглинається в наступних процесах: при розплавленні поверхні деталі і наплавлю вального матеріалу; при нагріванні порошкової суміші до температури синтезу; при нагріванні оболонки електроду і зовнішнього середовища.

Враховуючи потужність теплових потоків та області їх виділення і поглинання, можна прийти до висновку, що на швидкість розповсюдження хвилі синтезу буде впливати, в основному, співвідношення між енергією екзотермічної реакції та енергією, що поглинається металевою оболонкою. Енергії $Q_{ес}$ та $Q_{д}$, що виділяються, здійснюють незначний вплив на

швидкість синтезу: перша – внаслідок відносно низької потужності виділення; друга – внаслідок своєї віддаленості. Переважаюче значення $Q_{об}$ в переліку енергій, що поглинаються, пояснюється значною теплопровідністю металеві оболонки, що обумовлює високу швидкість відбору теплової енергії.

Хвиля СВС може знаходитись на відстані 5-30 мм від гарячого кінця електрода. В окремих випадках спостерігається розповсюдження СВС по всій довжині електрода, після ініціювання його електричною дугою. Характер проходження реакції залежить від теплопровідності та теплоємності оболонки, а також від ентальпії утворення тугоплавких сполук вибраної порошкової суміші. Зміна теплоємності металеві оболонки дозволяє регулювати як швидкість розповсюдження хвилі синтезу, так і відстань зони реакції від зони горіння електричної дуги. Найбільш доступний спосіб зміни теплоємності електрода – вибір певної товщини його оболонки. Однак слід враховувати, що при зниженні товщини оболонки електрода до 0,1-0,2 мм спостерігається її розплавлення під дією виділеної в процесі екзотермічної реакції теплоти. Тому металева оболонка повинна бути достатньо товстою, щоб унеможливити прогар і достатньо тонкою, щоб енергія, виділена при проходженні СВС не поглиналась повністю металом оболонки.

Натомість автори роботи [15] стверджують, що роздільний метод легування при електродуговому наплавленні володіє рядом переваг в порівнянні із комплексним, та дозволяє отримати покриття, які володіють кращими фізико-механічними властивостями, в тому числі й зносостійкістю. В роботі [20] вказується, що при використанні роздільного методу легування спостерігається значний екзоэффект при взаємодії компонентів шихти та більша об'ємна доля частинок карбиду титану, ніж у покриттях, отриманих комплексним методом легування. Автори пояснюють це тим, що в процесі формування структури при роздільному методі легування степінь переходу компонентів в покриття значно більша, оскільки в цьому випадку відсутньою є додаткова стадія дисоціації карбідної складової, а втрати порошку є меншими через спливання його на поверхню наплавочної ванни.

Таким чином, відомості, які приведені в літературі, щодо суміщення СВС із електродуговим методом нанесення покриттів є неоднозначними та подекуди частково протилежними за своїми твердженнями. Це, в свою чергу, свідчить про те, що суміщення СВС із електродуговим методом нанесення покриттів потребує додаткового вивчення задля більш детального уточнення механізму формування тугоплавких сполук та впливу його параметрів на кінцеві властивості отримуваних покриттів.

Висновки

На основі проведеного літературного огляду сформовано перелік основних переваг СВС у порівнянні з традиційними технологіями

отримання матеріалів серед яких висока температура та швидкість проходження процесу, використання більш дешевої хімічної енергії замість електричної, простота та довговічність обладнання. Визначено основні сфери застосування СВС в промислових технологіях, в тому числі технологіях нанесення захисних покриттів. Розглянуто СВС-матеріали для нанесення зносостійких покриттів.

Наукова новизна роботи полягає у запропонованій авторами класифікації використання СВС в технологіях нанесення захисних покриттів за критерієм суміщення СВС з конкретною технологією нанесення.

В практичному значенні значно ширші перспективи відкриває метод суміщення процесів СВС із одночасним нанесенням покриттів, оскільки дозволяє об'єднати в собі переваги як СВС, так і переваги конкретної технології нанесення покриття.

Визначено, що суміщення СВС із електродуговим методом нанесення покриттів потребує додаткового вивчення задля більш детального уточнення механізму формування тугоплавких сполук та впливу його параметрів на кінцеві властивості отримуваних покриттів.

Література

- 1 Мержанов А.Г. Твердопламенное горение / А.Г. Мержанов, А.С. Мукасьян. – М.: Торус Пресс. – 2007. – 336 с.
- 2 Коидзуми М. Химия синтеза сжиганием. – М.: Мир. – 1998. – 247 с.
- 3 Мержанов А.Г. Концепция развития СВС как области научно-технического прогресса. – Черногловка: Территория. – 2003. – 367 с.
- 4 Кузнецов М.В. Огненные технологии или СВС / М.В. Кузнецов, Ю.Г. Морозов // Химия и жизнь. – 2004. – №1. – С. 16-19.
- 5 Коноваленко А.Д. Новые направления развития СВС-технологий / А. Д. Коноваленко, В. В. Драгобецкий // Систем. технології. – 2003. – № 6. – С. 68-73.
- 6 Зозуля В.Д. Новые триботехнические СВС-материалы / В.Д. Зозуля // Наука производству. – 1997. – № 1. – С. 43 – 47.
- 7 Мержанов А.Г. СВС-абразивы: производство, свойства, применение. / А.Г. Мержанов, В.К. Прокудина, Н.С. Песоцкая // Наука производству. – 1998. – № 8(10). – С. 1-12.
- 8 Витязь П.А. Получение порошков методом СВС / Витязь П.А., Ильющенко А.Ф., Талако Т.Л., Лецко А.И. // 50 лет порошковой металлургии Беларуси. История, достижения, перспективы. – Минск, 2010. – С. 112-125.
- 9 Борисова А. Л. Использование процессов самораспространяющегося высокотемпературного синтеза в технологии газотермического напыления покрытий / А. Л. Борисова, Ю. С. Борисов // Порошковая металлургия. – 2008. – № 1(2). – С. 105-125.
- 10 Прибытков Г.А. СВС композиционные порошки карбид титана – связки из сплавов на основе железа для наплавки износостойких покрытий / Г.А. Прибытков, М.Н. Храмогин,

- В.В. Коржова // Физическая мезомеханика. – 2006. – № 9(1). – С. 185-188.
- 11 Архипов В.Е. Самораспространяющийся высокотемпературный синтез и его возможные применения / В.Е. Архипов, Г.В. Москвитин, А.Н. Поляков // Вестник научно-технического развития. – 2010. – № 8(36). – С. 8-11.
- 12 Середа Б.П. Исследование поверхностного упрочнения чугунов в условиях самораспространяющегося высокотемпературного синтеза / Б. П. Середа, С. Н. Ткаченко // Металлургия: наука і праця ЗДІА. – Запоріжжя: РВВ ЗДІА, 2010. – № 22. – С. 129-134.
- 13 Змий В.М. Влияние активатора, жидких сред и процесса СВС на получение в вакууме комплексных защитных покрытий на конструкционных материалах / В.М. Змий, С.Г. Руденький, Н.Ф. Карцев, М.Ю. Бредихин // Вісник Українського матеріалознавчого товариства. – 2009. – № 1(2). – С. 36-42.
- 14 Бажин П.М. СВС-электродные материалы марки СТИМ / П.М. Бажин, Р.Н. Пономарев // Всероссийская конференция инновационных проектов аспирантов и студентов. Индустрия наносистем и материалы. – Зеленоград, 2006. – С. 56-57.
- 15 Середа Б.П. Получение износостойких и антикоррозионных покрытий для элементов муфтовых соединений труб с использованием СВС-технологий / Б.П. Середа, Ю.В. Бондаренко, Ю.А. Белоконь // Сучасні проблеми металургії. Т.11: Пластична деформація металів: Наук. вісті. – Дніпропетровськ, 2008. – С.194-199.
- 16 Санин В. Н. СВС-металлургия труб с износостойким защитным покрытием с использованием техногенных отходов металлургических производств / В. Н. Санин, Д. Е. Андреев, В. И. Юхвид // Известия вузов. Порошковая металлургия и функциональные покрытия. – 2011. – № 2. – С. 37-43.
- 17 Кобяков В. П. Самораспространяющийся высокотемпературный синтез в термитных смесях $Fe_2O_3/TiO_2/Al$ и $Fe_2O_3/TiO_2/Al/C$ / В. П. Кобяков, Н. В. Сачкова, М. А. Сичинава // Неорганические материалы. – 2010. – Т. 46, №12. – С. 1531-1536
- 18 Санин, В.Н. СВС-металлургия труб с износостойким защитным покрытием с использованием техногенных отходов металлургических производств / В.Н. Санин, Д.Е. Андреев, В.И. Юхвид // Изв. высш. учеб. заведений. Порошковая металлургия и функциональные покрытия. – 2011. – № 2. – С. 37–43.
- 19 Андреев, Д. Е. Получение литых сплавов на основе алюминидов титана методом центробежного СВС / Д. Е. Андреев, В. Н. Санин, В. И. Юхвид // Неорганические материалы. – 2009. – Т.45, №8. – С. 934-940.
- 20 Юхвид В.И. Создание защитных покрытий методами СВС-металлургии / В.И. Юхвид // Наука производству. – 1998. – № 8. – С. 52 – 56.
- 21 Wang, Y. F. Finite element analysis of residual thermal stress in ceramic-lined composite pipe prepared by centrifugal-SHS / Y. F. Wang, Z. G. Yang // Materials Science and Engineering. – 2007. – No 6. – 130-134.
- 22 Кулик Я.А. Повышение адгезии плазменных покрытий напылением терморегулирующих металлооксидных порошков / Я.А. Кулик, А. С. Мнухин, Ю. А. Мезерницкий // Порошковая металлургия. – 1996. . – №10. – С.79-81.
- 23 Середа Б. П. Диффузионное титанирование как метод повышения износостойкости латуни и бронзы в агрессивных средах / Б. П. Середа, И. В. Кругляк, Д. О. Кругляк, В. П. Падалка, А. П. Онищенко, Д. Б. Середа // Металлургия. Вып. 26 : сб. науч. тр. / гл. ред. В. И. Пожуев; М-во образования и науки Украины. – Запорожье: Запорож. гос. инж. акад., 2012. – С. 76-80.
- 24 Пилипченко О.В. Наплавления материалами СВС-класу / О.В. Пилипченко // Метали. Технології & Обладнання. – 2009. – №23-24. – С. 15-18.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.06.15*

*Рекомендована до друку
професором **Петриною Ю.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Салієм Я.П.***

*(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.832

ОСОБЛИВОСТІ МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ДАНИХ НОВІТНІХ КАРОТАЖНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

¹І. О. Федак, ¹Я. М. Коваль, ²І. М. Кузів¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123, e-mail: meduzaf@ukr.net²УкрНДІгаз, Львівський комплексний відділ; 79026, м. Львів, вул. Стрийська, 144, тел. (0322) 638024, e-mail: Ivan.kuziv@gmail.com

Існуючі технології пошуків і розвідки нафтогазонасичених горизонтів є ефективними для типових геологічних умов, але призводять до значних похибок під час дослідження складнобудованих пластів-колекторів. Саме в таких геологічних умовах сьогодні є перспектива виявлення нових покладів нафти і газу. Тому актуальною є проблема адаптації сучасних технологій до умов конкретних нафтогазових родовищ. Одним з напрямів вирішення цієї проблеми є створення адекватної моделі електричних властивостей пластів-колекторів. В такій моделі найважче математично описати структуру порового простору пласта-колектора з причини його значної неоднорідності. В існуючих моделях використовують опосередковані параметри для врахування впливу структури порового простору на питомий електричний опір пласта-колектора, що в багатьох випадках призводить до значних похибок. Для удосконалення моделі електропровідності гірської породи в даній роботі пропонується використати можливості сучасного свердловинного методу візуалізації ядерно-магнітного резонансу, який дає змогу безпосередньо оцінити структуру порового простору пласта-колектора.

Ключові слова: модель електропровідності гірської породи, низькоомні пласти-колектори, ядерно-магнітний каротаж, структура порового простору.

Существующие технологии поиска и разведки нефтегазонасыщенных горизонтов являются эффективными для типичных геологических условий, но приводят к значительным погрешностям при исследовании сложнопостроенных пластов-коллекторов. Именно в таких геологических условиях сегодня есть перспектива обнаружения новых залежей нефти и газа. Поэтому актуальной является проблема адаптации современных технологий к условиям конкретных нефтегазовых месторождений. Одним из направлений решения этой проблемы является создание адекватной модели электрических свойств низкоомных пластов-коллекторов. В такой модели труднее всего удастся математически описать структуру порового пространства пласта-колектора по причине его значительной неоднородности. В существующих моделях используют косвенные параметры для учета влияния структуры порового пространства на удельное электрическое сопротивление пласта-колектора, что во многих случаях приводит к значительным погрешностям. В данной работе предлагается для усовершенствования модели электропроводности горной породы использовать возможности современного скважинного метода визуализации ядерно-магнитного резонанса, который позволяет непосредственно оценить структуру порового пространства пласта-колектора.

Ключевые слова: модель электропроводности горной породы, низкоомные пласты-коллекторы, ядерно-магнитный каротаж, структура порового пространства.

Existing technologies for prospecting and exploration of oil-and-gas saturated horizons are effective for typical geological conditions but cause significant errors when studying complex reservoirs. In such geological conditions today there is a prospect of discovering new oil and gas deposits. Therefore, the urgent problem is the adaptation of modern technologies to the conditions of particular oil and gas fields. One of the ways to solve this problem is to create an adequate model of the reservoir electrical properties. The most difficult thing in such a model is to mathematically describe the structure of the reservoir pore space due to its great heterogeneity. Indirect

parameters for taking into account the pore space structure influence on the reservoir electrical resistivity, which in many cases causes significant errors, were used in the existing models. In this paper we propose to use the possibilities of the modern borehole imaging method of nuclear magnetic resonance, which allows to evaluate the structure of the reservoir pore space, to improve the rock electrical conductivity model.

Key words: rock electrical conductivity model, low resistance reservoirs, nuclear magnetic logging, pore space structure.

Вступ. Одним з головних геологічних завдань, які вирішуються під час пошуків та розвідки покладів нафти і газу є виявлення у розрізах свердловин продуктивних інтервалів. Існує ряд прямих і опосередкованих методів та методик, за допомогою яких це завдання вирішується. Усі вони пов'язані з геофізичними дослідженнями та роботами у свердловинах.

До прямих методів відносяться роботи, які проводяться спеціальними геофізичними свердловинними приладами, що дають можливість безпосередньо відбирати проби пластових флюїдів в інтервалах проникних пластів. Позитивним моментом застосування такого способу визначення характеру насичення пластів-колекторів є практично стовідсоткова достовірність отриманих результатів. Але проведення таких робіт вимагає багато часу, пов'язане з технічною складністю і тягне за собою значні матеріальні витрати. Тому використання методів з відбору проб і флюїдів за допомогою свердловинних приладів обмежене та є обов'язковим тільки у певних категоріях свердловин.

Для виявлення в геологічних розрізах нафтогазових свердловин продуктивних інтервалів опосередкованими методами на практиці широко застосовують геофізичні дослідження свердловин на кабелі. Зокрема ефективними геофізичними методами для виявлення продуктивних порід-колекторів та визначення їх нафтогазонасичення є методи електричного каротажу. Незважаючи на те, що дані методи мають обмеження для використання їх у обсаджених свердловинах, вони є основними для визначення початкового нафтогазонасичення у відкритих стовбурах свердловин.

Отримані у процесі геофізичних досліджень позірні електричні опори пластів-колекторів відображають інформацію про пласт, спотворену рядом чинників, вплив яких необхідно враховувати під час оброблення результатів каротажів. В різних геологічних умовах необхідно враховувати наявність тих чи інших чинників та їх питомий вплив на покази електричних методів. А це завдання досить непросте, хоча існуючі методики в багатьох випадках дають позитивні результати з необхідним ступенем точності. Позитивний результат електрокаротажів отримують в основному під час досліджень покладів з типовими геологічними умовами, для яких розроблено стандартні методики інтерпретації. Наявність особливостей продуктивних пластів-колекторів (складна структура порового простору, присутність у мінеральному складі скелету гірської породи мінералів з високою електропровідністю чи інших геологічних неоднорідностей) вимагає індивідуального підходу до вирішення проблеми визначення їх характеру насичення.

Актуальність проблеми. На сьогоднішній день ефективність виявлення продуктивних горизонтів і достовірність визначення коефіцієнтів їх нафтогазонасичення різко знижує існування на багатьох родовищах низькоомних пластів-колекторів. Результати електрокаротажу таких пластів без використання індивідуальних петрофізичних моделей не дають змоги ефективно вирішувати вище згадані геологічні завдання. У традиційних методиках пласти-колектори з низьким питомим опором інтерпретуються як водоносні, хоча причиною низькоомності насправді може бути не вільна вода відкритих пор, а, наприклад, наявність мікротріщин зі зв'язаною водою, яка не впливає на характер отриманого з пласта продукту, але суттєво змінює електричні характеристики пласта. З цієї причини в розрізах нафтогазових свердловин часто пропускають продуктивні пласти та роблять значні похибки у визначенні коефіцієнтів нафтогазонасичення, що вказує на актуальність поставленої у роботі проблеми.

Над вирішенням даної проблеми тривалий час працюють такі вчені, як М. М. Елланський, В. А. Старостін, С. А. Вижва та ін. [1, 2, 3, 4]; закордонні геофізики де-Вітте, Хілл, Клав'єр, Ферензі та ін. [5, 6, 7, 8].

Перші дослідження дали змогу виділити основні провідники електричного струму у гірських породах – пластову воду і зв'язану воду, які володіють різними електричними характеристиками і тому окремо впливають на загальну величину питомого електричного опору пласта-колектора. Така особливість електропровідності гірських порід була відображена у петрофізичній моделі, названій моделлю «подвійної води». Дана модель стала основою для подальших досліджень з метою її удосконалення. Вчені, які працювали над вирішенням цієї проблеми, прагнучи підвищити ефективність моделі «подвійної води», добились врахування мінералізації пластової води на електропровідність різних компонент середовища, впливу звивистості каналів та величини ємності катіонного обміну між пластовою водою і поверхнею мінеральних частинок, рухливості іонів, пропорції цементуючих матеріалів різного типу, тощо. Проведені роботи суттєво підвищили якість моделі, дали змогу проводити її адаптацію до конкретних геологічних умов. Основним недоліком цієї моделі є труднощі оцінки згаданих вище параметрів та урахування структури порового простору пласта-колектора, яка визначає співвідношення у поровому просторі вільної і зв'язаної води, і, як наслідок, результуючого питомого електричного опору. Усі дані, які дають змогу налаштувати петрофізичну модель «подвійної води» до конкретних геологічних умов, підбравши відповідні коефіцієнти

ти, отримуються у петрофізичних лабораторіях в процесі дослідження ядерного матеріалу. Тобто, якість моделі залежить від наявності керну, повноти його відбору у свердловинах і досконалості методів, за допомогою яких проводять дані дослідження. Тому в багатьох випадках налаштування моделі «подвійної води» супроводжується суттєвими труднощами.

Не так давно у виробництво було впроваджено технологію на основі методу ядерно-магнітного каротажу, яка дає змогу оцінювати структуру порового простору пластів-колекторів безпосередньо у свердловині, виключаючи різноманітні об'єктивні і суб'єктивні чинники, що вносять суттєві похибки у результати лабораторних петрофізичних досліджень. В даній роботі пропонується використати можливості цього методу для спрощення процесу налаштування моделі «подвійної води» до конкретних геологічних умов і уникнення впливу негативних чинників на її якість.

Мета роботи. Дана робота має за мету удосконалення існуючої моделі електричного опору гірських порід, шляхом урахування особливостей структури їх порового простору за даними методу візуалізації магнітного резонансу.

Для досягнення поставленої у роботі мети необхідно вирішити ряд завдань:

- проаналізувати можливості та недоліки існуючої моделі електричного опору гірських порід, які враховують структуру порового простору мінерального скелету гірської породи;
- провести аналіз можливостей сучасної технології проведення ядерно-магнітного каротажу методом візуалізації ядерно-магнітного резонансу з визначення структури порового простору складнопобудованих пластів-колекторів;
- розробити на основі даних ядерно-магнітного каротажу параметр, який дасть змогу кількісно оцінити вплив структури порового простору пласта-колектора на його питомий електричний опір;
- удосконалити існуючу модель електричного опору гірських порід шляхом впровадження у неї розробленого параметру.

Огляд літератури. Класичним рівнянням, яке поєднує питомий електричний опір гірських порід з їх структурою порового простору є рівняння, запропоноване Арчі [9]:

$$P_n = \frac{\rho_{en}}{\rho_e} = K_n^{-b}, \quad (1)$$

та удосконалене радянським ученим В. М. Дахновим:

$$P_n = \frac{\rho_{en}}{\rho_e} = \frac{a}{K_n^b}, \quad (2)$$

де P_n – параметр пористості пласта-колектора;

ρ_{en} – питомий електричний опір повністю водонасиченого пласта-колектора, Омм;

ρ_v – питомий електричний опір пластової води, Омм;

a – коефіцієнт, який визначається мінеральним складом досліджуваних відкладів;

b – структурний показник, який визначається ступенем зцементованості досліджуваних відкладів.

Величина структурного коефіцієнта змінюється у межах від 1,3 для пухких пісковиків і оолітових вапняків до 2,2 для добре зцементованих низькопористих пісковиків, кварцитів, вапняків і доломітів з міжзерновою пористістю, крейди [9]. Необхідно зауважити, що значення структурного коефіцієнту визначається емпіричним шляхом на керновому матеріалі для кожного родовища або окремого продуктивного горизонту індивідуально. Часто за відсутності достатньої кількості керну, використовують табличні дані структурного параметру, виходячи з опису мінерального складу досліджуваного пласта, що суттєво знижує достовірність розрахованих значень.

У середині минулого століття вчені довели, що параметр P_n залежить не тільки від пористості та мінералізації пластової води, але й від наявності в породі високодисперсних глинистих частинок. Встановлено, що зі збільшенням мінералізації пластової води, значення питомого електричного опору двох однакових пластів відрізняється тим більше, чим більше відрізняється їх глинистість. Цей ефект пов'язаний з існуванням поверхневої провідності, яка оцінюється однойменним параметром [10]:

$$P = \frac{P'_n}{P''_n}, \quad (3)$$

де P'_n – значення параметра пористості, визначене при насиченні керну розчином низької мінералізації;

P''_n – значення параметра пористості, визначене при насиченні керну розчином високої мінералізації.

Доведено [10, 11], що параметр провідності P має тісний зв'язок з приведеною ємністю катіонного обміну породи Q_n :

$$Q_n = \frac{Q_{100}}{100 \times \left[\frac{(1 - K_n)}{K_n} \right] \times \delta}, \quad (4)$$

де Q_n – ємність катіонного обміну твердої фази гірської породи, мг-екв/м³;

K_n – коефіцієнт пористості гірської породи;
 δ – густина твердої фази гірської породи, кг/м³.

На основі цього у кінці 1950-х років Б. Ю. Вендельштейн, І. Є. Ейдман та С. Д. Пірсон незалежно один від одного запропонували модель електропровідності гірської породи, в подальшому названу моделлю «двох вод» [10, 11]:

$$\sigma = \omega \times \sigma_{ee} + (1 - \omega) \times \sigma_{3e}, \quad (5)$$

де σ – електропровідність гірської породи, См/м;

$\sigma_{вв}$ – електропровідність вільної води, См/м;

$\sigma_{зв}$ – електропровідність зв'язаної води, См/м;

ω і $(1-\omega)$ – долі об'ємів порового простору, зайнятого вільною і зв'язаною водами.

На відміну від попередніх моделей, дана модель передбачає, що електропровідність вільної і зв'язаної води відрізняються та мають різний вплив на електропровідність гірської породи.

Працюючи з цією моделлю Б. Ю. Вендештейн дослідив теоретично, а М. М. Елланський емпірично, що при високій мінералізації пластової води електропровідність породи зі збільшенням глинистості не збільшується, а зменшується [2]. Подальші дослідження дали змогу уточнити дану закономірність. Було показано, що не тільки для водонасичених, але й для продуктивних порід при високій мінералізації пластової води ($\rho_{neu} > \rho_e$) глинистість підвищує опір гірської породи, а при низькій ($\rho_e > \rho_{neu}$) – знижує [12]. Отже, величина питомого опору подвійного електричного шару (ПЕШ), не залежить від мінералогічного складу і кількості глинистого матеріалу, а залежить від його структури. Врахування даної закономірності та припущення, що подвійний електричний шар і адсорбована на глинистій поверхні пор вода займають один і той самий об'єм, була запропонована наступна модель електричного опору продуктивних глинистих порід з міжгранулярною пористістю [12]:

$$\frac{\rho_n}{\rho_e} = \frac{1}{(K_n K_e)^m} \times \frac{1}{1 - \frac{K_{zл} \omega_{адс}}{K_n K_e} \times \left(1 - \frac{\rho_{neu}}{\rho_e}\right)}, \quad (6)$$

де ρ_n і ρ_e – питомі електричні опори породи і пластової води відповідно, Омм;

K_n , K_e і $K_{zл}$ – коефіцієнти відкритої пористості, водонасичення і об'ємної глинистості відповідно;

$\omega_{адс}$ – вміст адсорбованої води в долях об'єму глинистого матеріалу;

ρ_{neu} – питомий електричний опір подвійного електричного шару, Омм;

m – константа, аналогічна структурному коефіцієнту в моделі Дахнова-Арчі.

В даній моделі враховано паралельне включення каналів з вільною і адсорбованою водою. При змішаному типі включення каналів модель набуває наступного вигляду [12]:

$$\frac{\rho_n}{\rho_e} = \frac{1}{(K_n K_e)^m} \times \left(\frac{\rho_{neu}}{\rho_e}\right)^{\frac{K_{zл} \omega_{адс}}{K_n K_e}}, \quad (7)$$

де $\frac{K_{zл} \omega_{адс}}{K_n} = \beta_{zл}$ – відносна глинистість або доля об'єму відкритих пор, зайнятих адсорбованою водою.

Удосконалена модель електропровідності відображає усі можливі варіанти впливу глинистості на питомий електричний опір породи. Для практичного застосування моделі необхід-

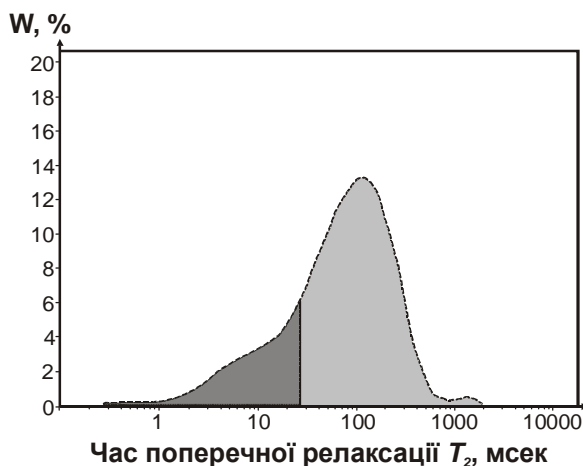
но знати, як змінюється доля пор, заповнених адсорбованою водою і подвійним електричним шаром $\beta_{zл}$ і питомий опір подвійного електричного шару. Тобто, автори досліджень намагаються в моделі електропровідності опосередковано, через структуру мінерального скелету, врахувати характеристики подвійного електричного шару, оскільки не бачать прямого методу для такої оцінки.

У даній роботі пропонується вирішити цю проблему, застосовуючи можливості сучасної технології ядерно-магнітного каротажу, яка дає змогу безпосередньо, в процесі свердловинних досліджень оцінити у продуктивному пласті пропорції флюїдів різного типу.

Методи дослідження. Фізичні основи ядерно-магнітного каротажу (ЯМК) були розроблені за довго до того, як з'явилась технологія і апаратура, здатні ефективно вирішувати геологічні завдання. Сьогодні західними сервісними компаніями широко застосовується модифікація ЯМК – метод візуалізації магнітного резонансу (MRIL). Унікальною цю технологію робить інформація, яку можна отримати під час каротажу свердловин: кількість флюїдів у породи, їх властивості та розподіл у порах різного розміру. З точки зору ядерно-магнітного резонансу властивості флюїду в поровому просторі помітно відрізняються від властивостей рідини у вільному стані. При зменшенні розміру пор, які містять воду, зростає різниця між позірними властивостями порової і вільної води. Мікропористість, пов'язана з глинами і деякими іншими мінералами, зазвичай містить воду, яка, з точки зору ядерно-магнітного резонансу, веде себе практично як тверда речовина. Зв'язана вода характеризується дуже малим часом релаксації протонів водню. Не зважаючи на це сучасні каротажні зонди MRIL, реєструють усі флюїди порового простору.

За відсутності штучного магнітного поля протони водню порових флюїдів, які можна апроксимувати елементарними магнітними диполями, орієнтовані хаотично. Під час ЯМК, за допомогою свердловинного зонда у досліджуваному пласті створюють магнітне поле, яке активізує протони. Поле постійних магнітів повертає або поляризує осі спінів протонів водню у напрямку результуючого вектора напруженості магнітного поля. Потім вмикається осцилююче поле свердловинного приладу, яке розвертає ці протони, виводячи їх з рівноважного стану. Після припинення дії осцилюючого поля, протони починають повертатися у початкове положення (релаксувати). Використовуються спеціально розроблені послідовності імпульсів для генерування серій так званих ехо-сигналів спінів, які потім вимірюються приладом MRIL. Для реєстрації спаду ехо-сигналу, свердловинний прилад MRIL фіксує амплітуди окремих ехо-імпульсів від спінів у часі. Амплітуда спаду ехо-сигналу спіна, описується серією експоненційних функцій, з різними декрементами. Послідовність коефіцієнтів загасання утворює спектр загасання (спаду) або розподіл часу по-

перечної релаксації T_2 протонів водню. Для водонасиченої породи математично доведено [13], що крива спаду, пов'язана з одиночним часом, буде описуватися однією експонентою, декремент якої пропорційний розміру пори; таким чином, маленьким порам будуть відповідати менші значення T_2 , а у крупнішим - великі. У будь-якому пласті поровий простір представлений порами різного розміру. Тому, розподіл пористості буде описуватися багатоекспонентним спадом, з кожним значенням T_2 , яке відповідає своєму розміру пор (рис. 1).



■ - сумарний об'єм зв'язаної і залишкової води
 ■ - об'єм вільного флюїду

Рисунок 1 – Інверсія амплітуд ехо-сигналів в розподіл часів поперечної релаксації T_2 [14]

Розподіл сигналу T_2 , фактично є відображенням розподілу порового простору породи. Це твердження доведено науковцями Halliburton Energy Services [15]. Дані ядерномагнітного каротажу були порівняні з результатами лабораторних досліджень методом ртутної порометрії (рис. 2). Розподіл T_2 добре збігається з даними розміру порових каналів, отриманих у лабораторії, що пояснюється тісною кореляцією цих параметрів в осадових породах.

Методом ртутної порометрії нами були проведені дослідження зразків керну, отриманих з свердловин Лопушнянського нафтового родовища [16]. Вибір методу обґрунтований його високою роздільною здатністю при дослідженні порід-колекторів, структура яких виповнена пустотами малого діаметру, швидкістю експерименту, використання зразків керна малого розміру, а також шламу. Відібрані зразки керну із карбонатних продуктивних порід, що нами вивчались, характеризуються значною неоднорідністю структури порового простору. У формуванні колекторських властивостей карбонатних порід істотну роль відіграють пустоти вторинного походження, і в першу чергу тріщинуватість.

Керн, в основному, представлений вапняками, рідше доломітами. Переважна більшість вапняків крейдоподібні, кавернозні, еродовані і

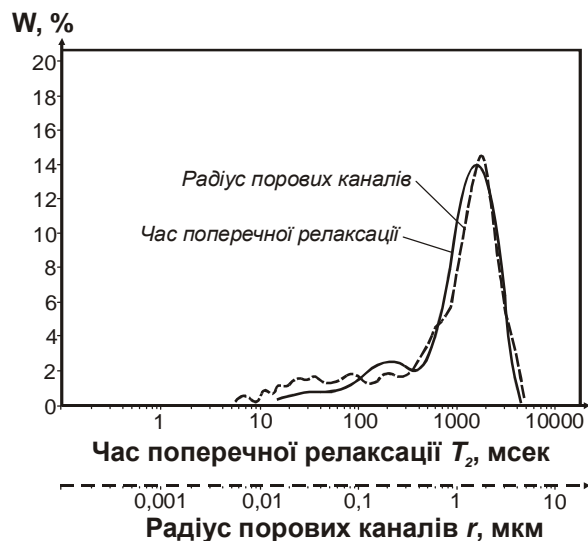


Рисунок 2 – Кореляція розподілу часів поперечної релаксації T_2 за ЯМК та радіусів порових каналів r , отриманих методом ртутної порометрії [15]

тріщинуваті. Пористість окремих уламків складає від 7,6 % до 18,2 %. Дослідження шліфів свідчать про наявність мікротріщин складної структури і форми. Виявлено відкриті щілинподібні пори, каверни різної форми і об'єму. У зв'язку з тріщинуватістю, винос керну невисокий. В двох свердловинах №4 та №11 планувався винос керну в межах 70%; фактично було відібрано 20,1 м і 38,5 м керна, що склало, відповідно, 55,7% та 45%. Відібраний керн із інтервалів глибин 4300 – 4316 м, 4323 – 4380 м та 4440 – 4465 м свердловин №4, 5, 6, 8, 9, 11 Лопушнянського нафтогазового родовища досліджувався комплексом лабораторних петрофізичних методів, у тому числі і методом ртутної порометрії.

Ртутна порометрія дозволяє визначати розмір радіусів звужень, через які здійснюється зв'язок більш широких ділянок порових каналів між собою. Фізична суть методу базується на явищі капілярності. Ртуть, як речовина, що не змочує поверхню твердої фази породи, може проникати у поровий простір (канали, пори) гірських порід при створенні певного тиску, величина якого визначається рівнянням Лапласа:

$$P_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}, \quad (8)$$

де P_k – капілярний тиск, Па;
 σ – поверхня натягу ртуті, дн/см²;
 θ – краєвий кут змочування ртуті, град;
 r – радіус капіляру, м.

Група пор із певним радіусом буде заповнюватися ртуттю при заданому рівноважному тиску. Тому при ступінчастому збільшенні тиску у системі ртуть-порище тіло і відповідним вимірюванням об'єму ртуті, яка вдавнена в порище середовище можна одержати криву залежності об'єму ртуті, що проникла в пори від тиску. Метод вдавлювання ртуті характеризується відомими припущеннями, які слідують із формули (8), справедливими для капілярів цилінд-

ричної форми, а також в припущенні про нестискуваність твердої фази породи від прикладеного до неї тиску, сталості поверхневого натягу і кута змочування ртуті при зміні тиску.

Маючи можливість вимірювати об'єм ртуті, що увійшла у порові канали при певному (від 0,008 до 20 МПа) тиску, легко визначити об'єм порового простору, що має радіуси порових каналів певного розміру.

Апаратура для проведення експерименту складається із компенсаційного об'ємометра і ртутного порометра високого тиску. Компенсаційний об'ємомір дозволяє визначити об'єм скелета пористих тіл будь-якої форми, в тому числі і шламу. В основу роботи приладу покладений закон Бойля-Маріотта для реальних газів, так як вимірювання об'єму твердої фази породи здійснюється за кімнатної температури і тиску 0,2 МПа. Об'ємомір складається із двох систем – робочої і компенсаційної. Остання уведена для виключення помилок, що виникають за рахунок неточності вимірювання тиску. Системи об'єднані U – подібним манометром для точно-го урівноваження тиску в них.

Ртутний порометр високого тиску складається із системи нагнітання ртуті і компенсаційної системи, за допомогою якої ртуть постійно підтримується на рівні електроконтакта. В поровому просторі породи ртуть закачується шляхом ступінчастого підвищення тиску, яке фіксується манометрами на кожному ступені, а також знімаються відліки об'єму ртуті, що закачується з точністю до $45 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3$.

За одержаними даними визначається загальний об'єм зразка (V_n), що представляє собою різницю об'єму камери без зразка і зі зразком для точки, яка відповідає початку просочування ртуті у зразок. Така точка визначається за графіком, що побудований у координатах $(1/P_k) - (V_{Hg})$. Різке збільшення V_{Hg} при незначному збільшенні тиску свідчить про початок просочування ртуті. Об'єм скелету зрізця ($V_{ск}$) перед дослідженнями визначається волюметричним способом. За відомим об'ємом зразка V_n і об'ємом матриці породи знаходиться об'єм пустотного простору:

$$V_{пор} = V_n - V_{ск} \quad (9)$$

Дальше розраховується пористість за повітрям, відсоток об'єму пор, які заповнені ртуттю при певному тиску, літолого-структурний коефіцієнт, ефективний радіус пор, проникність і її розподіл за радіусами пор.

Розрахунковим шляхом визначається вміст пор з радіусом до 0,1 мкм (аналог з вмістом міцно-зв'язаної води з товщиною плівки до 0,1 мкм) і вміст пор з радіусом до 1,0 мкм (аналог з вмістом міцно- і пухкозв'язаної води з товщиною плівки до 1,0 мкм).

За одержаними даними будується крива капілярного тиску насичення. Підставивши у формулу (8) значення поверхневого натягу ртуті, яке рівне 480 дн/см^2 , і значення кута змочування ртуті – 140° , визначаємо радіус кривизни менісків, що ототожнюється з еквівалентним радіусом порових каналів:

$$r = \frac{7,5}{P_k} \quad (10)$$

Тоді будемо інтегральну криву розподілу еквівалентних радіусів порових каналів у загальному об'ємі зразка при попаданні ртуті в порові канали стандартних розмірів: 0,10; 0,16; 0,25; 0,40; 0,63; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 63,0; 100 мікрометрів. За знайденими значеннями будується гістограма розподілу груп порових каналів різного діаметру.

Отримані результати. Вирішуючи задачу розроблення параметру, який дасть змогу кількісно оцінити вплив структури порового простору пласта-колектора на його питомий електричний опір, нами було запропоновано замінити у формулі (7) показник степеня, який відображає частку об'єму відкритих пор, зайнятих адсорбованою водою через опосередковані коефіцієнти (глинистості, пористості, вмісту адсорбованої води в долях об'єму глинистого матеріалу), прямим коефіцієнтом, який випливає з результатів свердловинних досліджень методом ядерно-магнітного каротажу.

Використовуючи сучасну технологію та апаратуру методу візуалізації магнітного резонансу у свердловині в результаті каротажу отримують ряд параметрів, що характеризують фізичні властивості флюїдів гірської породи, серед яких є три, що дають змогу оцінити кількість фізично зв'язаної та вільної води: BVI – кількість залишкової води; $MCBW$ – кількість глинисто-зв'язаної води; $MSIG$ – загальна пористість пласта-колектора. Відношення цих параметрів $\left(\frac{BVI + MCBW}{MSIG} \right)$ вкаже нам частку об'єму відкритих пор, зайнятих адсорбованою водою. В результаті удосконалена модель електричного опору гірських порід отримає наступний вигляд:

$$\frac{\rho_n}{\rho_e} = \frac{1}{(K_n K_e)^m} \times \left(\frac{\rho_{new}}{\rho_e} \right)^{\left(\frac{BVI + MCBW}{MSIG \times K_e} \right)} \quad (11)$$

Опробування моделі було проведено на зразках керну з свердловин № 4 і № 11 Лопушнянського нафтового родовища. Дані зразки досліджувались на предмет структури порового простору методом ртутної порометрії (табл. 1), їх електричних та фільтраційно-ємнісних властивостей. Дослідження проводились при насиченні зразків розчином солі $NaCl$ мінералізацією $C=200 \text{ г/л}$, що повторює насичення гірських порід у свердловинних умовах. За результатами лабораторних досліджень з використанням формули Арчі (1) розраховані значення параметра пористості. Для розрахунків приймалося значення питомого електричного опору пластової води рівне $\rho_e = 0,05 \text{ Ом}$. Дане значення отримане з використанням номограми $\rho_e = f(C_e)$ [17], враховуючи значення температури гірських порід $T=125^\circ\text{C}$. Маючи значення відносного опору і пористості зразків керну, визначеної у лабораторії, було розраховано значення струк-

Таблиця 1 – Результати ґрунтової порометрії порід Лопушнянського нафтового родовища (св. №№ 11, 4)

№ св.	Інтервал, м	№ зразка	Радіус пор., мкм																	
			до 0,10	0,10-0,16	0,16-0,25	0,25-0,40	0,40-0,63	0,63-1,00	1,00-1,60	1,60-2,50	2,50-4,00	4,00-6,30	6,30-10,0	10,0-16,0	16,0-25,0	25,0-40,0	40,0-63,0	63,0-100,0		
Лопушня - 11	4181-4188	1280	42,59	1,26	10,41	1,89	4,10	6,94	4,41	4,41	0,07	0,06	1,58	4,41	4,41	1,90	3,47	2,84	2,21	
			33,17	5,03	5,42	3,11	8,92	4,65	2,71	5,81	2,02	4,34	1,94	0,42	0,42	4,34	1,94	3,07	10,81	3,10
	4181-4188	1281	28,12	1,23	4,89	3,27	2,86	2,04	0,81	2,45	2,04	0,84	0,16	2,05	2,05	0,94	7,34	7,75	24,03	37,64
			20,09	4,52	3,71	5,35	5,52	4,12	4,12	3,29	1,64	4,12	0,03	0,03	0,21	1,68	2,44	3,50	15,66	35,08
	4194-4200	1286	21,79	1,64	2,15	3,78	1,89	2,70	3,52	2,70	4,59	2,44	0,07	0,09	0,09	0,37	4,24	2,95	7,06	85,17
			32,75	4,46	2,97	7,01	3,82	4,46	4,88	2,34	2,07	2,12	2,12	2,07	2,12	2,97	3,82	2,76	7,86	6,37
	4200-4206	1288	65,88	2,50	0,88	2,51	2,39	0,66	2,07	2,07	0,77	1,96	1,53	0,31	1,57	3,81	3,81	3,49	2,62	69,46
			18,92	0,42	6,40	2,57	6,97	2,58	1,28	6,01	1,59	7,73	3,43	0,16	1,57	4,84	12,23	28,04	52,78	
	4210-4216	1292	15,75	7,08	6,30	10,24	8,66	7,08	3,94	3,94	0,04	0,44	0,44	0,44	6,44	19,74	10,73	2,15	3,00	
			31,10	2,41	1,11	0,78	2,40	0,52	1,03	2,83	5,84	9,02	32,74	10,22	40,97					
	4210-4218	4-4	61,45	2,46	0,75	0,87	1,30	0,29	1,45	1,31	2,17	7,10	6,96	6,95	6,96					
							0,01	0,01	0,05	0,11	0,48	3,94	9,68	24,68	61,08					

Таблиця 2 – Результати визначення петрофізичних властивостей зразків гірських порід Лопушнянського нафтового половеши (св. №11, № 4)

№ св.	Інтервал, м	№ зразка	P	K _п , %	m	$\frac{BVI+MCBW}{MSIG}$	$\rho_{пп}^{БМК}$, Омм	$\rho_{п}^{розр}$, Омм	$\rho_{п}^{розр}$ (середнє по інтервалу), Омм	δ розр, %	
Лопушна - 11	4181-4188	1280	56	12,7	1,9506	0,6025	7,3	4,5	7,6	3,5	
	4181-4188	1281	84	11	2,0073	0,4673		6,1			
	4181-4188	1282	172	9,9	2,2258	0,4322		12,1			
	Лопушна - 11	4194-4200	1285	248	7	2,0732	0,3919	41,0	16,9	40,8	0,5
		4194-4200	1286	1200	3,9	2,1854	0,3395		78,4		
		4194-4200	1287	350	7	2,2028	0,5547		27,1		
	Лопушна - 11	4200-4206	1288	37	16,5	2,0040	0,7482	3,4	3,3	3,3	2,9
		4210-4216	1292	137	9,7	2,1088	0,3786	8,9	9,2	9,2	3,4
		4216-4222	1293	176	6,7	1,9128	0,2283	10,1	10,5	10,5	4,0
Лопушна - 4		4210-4218	4-4	66	12,4	2,0070	0,3540	4,5	4,4	4,4	2,2
	4142-4148	4-11	1392	1,7	1,7765	0,6553	120	116,7	116,7	2,8	

турного коефіцієнта m . Опір води подвійного електричного шару визначався з використанням залежності $\sigma = f(C_e)$ (рис. 3) [18]. Усі згадані параметри занесено у таблицю 2 і використано для визначення розрахункових значень за удосконаленою моделлю електричного опору гірських порід.

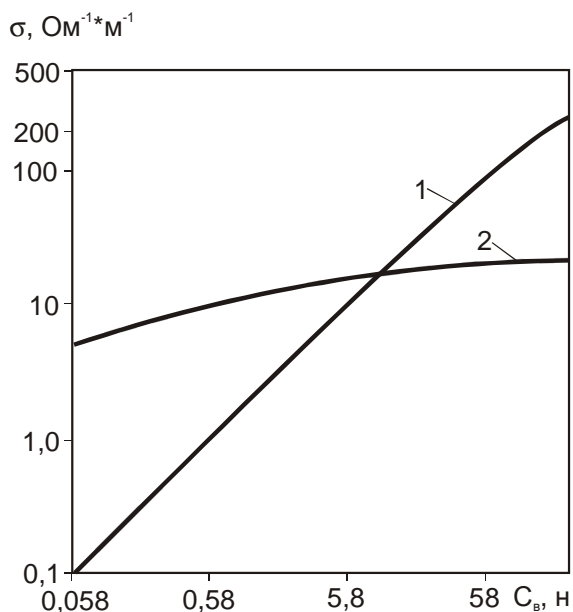


Рисунок 3 – Співвідношення електропровідностей подвійного електричного шару $\sigma_{пеш}$ (1) і вільного розчину σ_e (2) [18]

Результати ртутної порометрії свідчать, що за параметрами структури порового простору зразки ядерного матеріалу, які були відібрані з продуктивних інтервалів свердловин Лопушнянського родовища можна віднести до IV – VI

класу за О. О. Ханіним [19]. Сумарний вміст мікропор з радіусом звужень до $0,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$ змінюється від 3 % до 85 %. Також спостерігається тенденція до збільшення частки мікропор в загальному об'ємі породи при зменшенні її пористості (див. табл. 1). Частка об'єму відкритих пор, зайнятих зв'язаною водою, змінюється в межах від 0,23 до 0,75. Частка загального об'єму порового простору, зайнята зв'язаною водою, обумовлена як наявністю глинистого матеріалу, так і карбонатного цементу з мікротріщиною структурою. Саме ця частина води у пласті-колекторі є тим чинником, який призводить до похибок у визначенні характеру насичення та коефіцієнтів насичення продуктивних пластів-колекторів за даними електричних методів.

Розраховані за удосконаленою моделлю електричного опору гірських порід значення питомого електричного опору зразків керну співставлялись з фактичними значеннями питомого електричного опору ближньої зони пласта-колектора, отримані під час інтерпретації даних БМК свердловин № 11 і № 4 Лопушнянського нафтового родовища. Результати співставлення вказують на незначну похибку розрахунків (діапазон похибок становить 0,5 – 4 %), що вкладаються у загальноприйнятну допустиму межу для геофізичних досліджень 5%.

Наукова новизна. Уперше запропонована модель електропровідності гірських порід, у якій коефіцієнт, що визначає структуру порового простору гірської породи отримується не у лабораторних умовах за результатами дослідження обмеженої кількості ядерного матеріалу, а безпосередньо за результатами прямого методу дослідження свердловин – ядерномагнітного каротажу.

Практична цінність. Запропонована модель електропровідності гірських порід дає змогу уникнути помилок при виділенні продуктивних пластів-колекторів з складною структурою порового простору. Зокрема це стосується нафтогазонасичених пластів-колекторів зі значною мікротріщинуватістю, які характеризуються нетиповими для продуктивних порід низькими електричними опорами. Не врахування цієї особливості часто веде до помилкової інтерпретації нафтогазонасиченого пласта, як водоносного.

Висновки

Провівши аналіз існуючих моделей електропровідності гірських порід, виявлено, що їх основним недоліком є труднощі оцінки впливу мінералізації пластової води на електропровідність різних компонент середовища, впливу звивистості каналів та величини ємності катіонного обміну між пластовою водою і поверхнею мінеральних частинок, рухливості іонів, пропорції цементуючих матеріалів різного типу та урахування структури порового простору пласта-колектора, яка визначає співвідношення у поровому просторі вільної і зв'язаної води. Усі дані, які дають змогу налаштувати петрофізичну модель «подвійної води» до конкретних геологічних умов, підбравши відповідні коефіцієнти, отримуються у петрофізичних лабораторіях в процесі дослідження ядерного матеріалу. Тобто, якість моделі залежить від наявності ядра, повноти його відбору у свердловинах і досконалості методів, за допомогою яких проводять дані дослідження. Тому в багатьох випадках налаштування моделі «подвійної води» супроводжується суттєвими труднощами.

Поява сучасної технології та апаратури ядерно-магнітного каротажу (методу візуалізації ядерно-магнітного резонансу) дає змогу оцінювати структуру порового простору пластів-колекторів безпосередньо у свердловині, включаючи різноманітні об'єктивні і суб'єктивні чинники, що ускладнюють отримання необхідних параметрів у петрофізичних лабораторіях. Зокрема за допомогою даного методу реєструють параметри, які кількісно відображають об'єми зв'язаної і вільної вод у поровому просторі пласта-колектора. В результаті проведених досліджень вдалось на основі цих параметрів розробити коефіцієнт, який у рівнянні математичної моделі електричного опору гірських порід дає змогу кількісно оцінити вплив структури порового простору пласта-колектора на його питомий електричний опір.

Література

1 Элланский М. М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГДС (Методическое пособие) / М. М. Элланский. – М.: ГЕРС, 2001. – 229 с.
2 Вендельштейн Б. Ю. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента по-

ристости / Б. Ю. Вендельштейн, М. М. Элланский // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 40. – С. 181-193.

3 Старостин В. А. Индивидуальное моделирование электропроводности газонасыщенных порид-колекторів складної будови / В. А. Старостин, Я. М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 1(26). – С. 30-37.

4 Вишва С. А. Оцінка структури пустотного простору колекторів за даними ГДС та петрофізичних досліджень / С. А. Вишва, І. М. Безродна // Вісник Київського університету. Геологія. – 2009. – №47. – С. 38-42.

5 D Witte L. Relations between resistivities and fluid contents of porous rocks / L. D. Witte. Oil and Gas J. 1950. Vol. 16. – P. 120.

6 Hill H. J. Bond water in shaly sands-its relation to Q_v and other formation properties / H. J. Hill, O. J. Shirley, G. E. Klein // Log Analyst. – 1979. Vol. XX. – P. 3-19.

7 Clavier C. Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands / C. Clavier, G. Coates, J. Dumanoir // Soc. Pet. Engrs. J – 1984. Vol. 24. – P.153-167.

8 Ferenczy L. Direct determination of cementation exponent for dual water type models from logs / L. Ferenczy // Trans. SPWLA. Ann. Logging Symp. – 1991. X. – P 24-32.

9 Pirson S. J. Oil reservoir engineering / S. J. Pirson // Second edition – New-York—Toronto—London : McGraw-Hill book Co, Inc., 1958. – 570 p.

10 Дахнов В. Н. Промысловая геофизика / В. Н. Дахнов. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 235 с.

11 Эйман И. Е. Об электрокаротажных параметрах / И. Е. Эйман // Прикладная геофизика. – 1956. – № 14.

12 Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. / М. М. Элланский – М.: Недра, 1978. – 370 с.

13 Kenyon W. E. Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement / W. E. Kenyon. – Nuclear Geophysics, – 1992, v. 6, № 2, p. 153-171.

14 Аккурт Р. Новые возможности ядерно-магнитного каротажа. / [Р. Аккурт, Г. Нэйт Бакман, Чен Као Мин и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2008–2009. – Том 20. – № 4.

15 Коатес Д. Р. Каротаж ЯМР. Принципы и применение. / Д. Р. Коатес, Л. Ч. Хиао и М. Д. Праммер. – Хьюстон: Халлибуртон Энерджи Сервисез. – 2001. – 342 с.

16 Визначення нафтогазоперспективних ділянок в межах другого тектонічного поверху Бориславсько-Покутської зони, створення петрофізичних моделей, визначення колекторських властивостей і насичення карбонатів в Карпатській НГП та побудова комплексних моделей ділянок перспективних на нафту і газ в межах південно-східної частини Волино-Поділля / Звіт про науково-дослідну роботу. – Івано-Франківськ: НДІНЕЕ, 2007. – 544.

17 Добрынин В. М. Петрофизика (Физика горных пород): учеб. для вузов, 2-ое изд., пере-

раб. и доп. / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 368 с.

18 Вендельштейн Б. Ю. О связи между параметрами пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно-адсорбционной активностью и адсорбционными свойствами терригенных пород / Б. Ю. Вендельштейн // Труды МИНХ и ГП – 1960. – № 31.

19 Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
30.04.15*

*Рекомендована до друку
професором **Кондратом О.Р.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук **Чорним О.М.**
(ГПУ «Львівгазвидобування», м. Львів)*

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗОНАЛЬНОЇ НЕОДНОРІДНОСТІ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ НА ХАРАКТЕР ЗАЛЕЖНОСТІ ЗВЕДЕНОГО СЕРЕДНЬОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ВІД НАКОПИЧЕНОГО ВИДОБУТКУ ГАЗУ З РОДОВИЩА

О.Р. Кондрат, Р.М. Кондрат

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: alexkondratr@gmail.com

Охарактеризовано вплив різних чинників на характер (вигляд) залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Зроблено припущення, що однією з причин відхилення цієї залежності від теоретичної прямої для газового родовища з газовим режимом розробки може бути наявність у межах родовища різнопроникних зон (в тому числі з початковим градієнтом тиску) і взаємодія їх з перетіканням газу. Для підтвердження цього припущення виконано теоретичні дослідження процесу розробки гіпотетичного кругового родовища із центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні. Математична модель досліджуваного процесу включала рівняння матеріального балансу для активної і пасивної зон, формулу Дюпію для дебіту газу, що перетікає з пасивної зони в активну, двочленну формулу припливу газу до вибою видобувних свердловин і формулу Г. А. Адамова для руху газу у стовбурі видобувної свердловини. Результати виконаних досліджень повністю підтвердили зроблене припущення про вплив зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Така закономірність процесу виснаження газового родовища встановлена вперше. Згідно з результатами проведених досліджень вигляд вказаної залежності залежить від проникностей активної і пасивної зон, що необхідно враховувати при використанні її для проведення аналізу розробки газових родовищ.

Ключові слова: родовище, пласт, зональна неоднорідність, розробка, пластовий тиск, видобуток газу.

Дана оценка влияния различных факторов на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения. Предполагается, что одной из причин отклонения этой зависимости от теоретической прямой для газового месторождения с газовым режимом разработки является наличие в пределах месторождения разнопроницаемых зон, в том числе с начальным градиентом давления, и взаимодействие их с потоками газа. Для подтверждения этого предположения проведены теоретические исследования процесса разработки гипотетического кругового месторождения с центральной высокопроницаемой (активной) зоной с добывающими скважинами и периферийной низкопроницаемой (пассивной) зоной, в которой добывающие скважины отсутствуют. Математическая модель исследуемого процесса включала уравнения материального баланса для активной и пассивной зон, формулу Дюпюи для дебита газа, перетекающего из пассивной зоны в активную, двучленную формулу притока газа к выбою добывающей скважины и формулу Г. А. Адамова для движения газа в стволе добывающей скважины. Результаты выполненных исследований полностью подтвердили предположение о влиянии зональной неоднородности продуктивных пластов на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения. Такая закономерность процесса истощения газового месторождения установлена впервые. Согласно результатам проведенных исследований вид указанной зависимости зависит от проницаемости активной и пассивной зон, что следует учитывать при использовании ее для проведения анализа разработки газовых месторождений.

Ключевые слова: месторождение, пласт, зональная неоднородность, разработка, пластовое давление, добыча газа.

The influence of various factors on the nature (appearance) of the dependence of reduced average reservoir pressure on cumulative gas production was characterized. It is suggested that one of the reasons for this dependence deviation from the theoretical straight line for the gas field developed with the help of gas drive may be the presence different permeable zones within the field boundaries, including zones with the initial pressure gradient, and interaction between them with gas inflow. To confirm this assumption, the theoretical research of the hypothetical circular field development process with the central highly permeable (active) zone with production wells and peripheral low permeable (passive) zone with no production wells was conducted. A mathematical model of the process included the material balance equation for active and passive zones, Dupuis formula for flowrate of gas that flows from the passive to the active zone, binomial equation of gas inflow to production wells and G. A. Adamov equation for gas flow in the production well wellbore. The results of the conducted studies fully confirmed the assumptions about the influence of productive layers zonal heterogeneity on the dependence of reduced average reservoir pressure on cumulative gas production. This pattern of gas field depletion process was determined for the first time. The suggested dependence is different according to the results of the study depending on the permeability of the active and passive zones. This should be considered when analyzing the gas field development.

Keywords: deposit, layer, zonal heterogeneity, development, reservoir pressure, gas production.

Постановка проблеми дослідження

Рациональна система розробки родовищ природних газів повинна передбачати систематичний контроль та аналіз динаміки фактичних показників розробки, ступеня вироблення окремих пластів і ділянок родовищ, надходження пластових вод та обводнення свердловин [1]. За результатами виконаного аналізу встановлюють характерні особливості процесу розробки родовища і причини невідповідності проектних та фактичних показників розробки, виявляють чинники, які негативно впливають на процес розробки родовища, їх причини і видають рекомендації щодо вдосконалення системи розробки родовища.

До ефективних методів контролю за процесом розробки родовища відноситься побудова залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. З її використанням встановлюють режим розробки родовища, визначають за методом зниження пластового тиску початкові і залишкові дренавані запаси газу та оцінюють активність пластової водонапірної системи при надходженні в родовище пластових вод, а також оцінюють характер дренавання продуктивних відкладів [2, 3].

Для газового режиму розробки газових родовищ з однорідними нестисливими колекторами, залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу має вигляд прямої лінії, яка відтинає на осі накопиченого видобутку газу початкові дренавані запаси газу. В умовах деформації колекторів у процесі розробки родовища, прояву водонапірного режиму, конденсації з газу у пласті важких вуглеводнів, перетікання газу з інших горизонтів, підключення у свердловинах додаткових газонасичених пластів чи відключення обводнених пластів ця залежність відхиляється від теоретичної прямої лінії.

На практиці зустрічаються випадки, коли навіть в умовах газового режиму розробки газових родовищ з нестисливими колекторами залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища відхиляється від теоретичної прямої лінії. Нами висунуто припущення, що причиною цього може бути наявність у межах родовища зон із слабкодренаваними, низькопроникними колекторами, які можуть характеризуватись початковим градієнтом тиску. На цих зонах переважно відсутні видобувні свердловини. До них відносяться периферійні ділянки та окремі ділянки всередині родовища. Ці зони поступово підключаються в розробку, характеризуються підвищеним пластовим тиском і газ з них перетікає в зону відбору з видобувними свердловинами. Для підтвердження цього припущення розроблено математичну модель процесу взаємодії в газовому родовищі ділянок пласта різної проникності і ступеня дренавання з перетіканням газу між ними.

Методи дослідження (математична модель)

Розглянемо однопластове газове родовище з центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні. Газове родовище розробляється в умовах газового режиму. Початковий пластовий тиск, пластова температура і склад газу в обох зонах однакові. Об'єм пор в активній і пасивній зонах у процесі розробки родовища залишається незмінним. Апроксимуємо газове родовище кругом. Радіус активної зони позначимо R_a , радіус зовнішнього контуру родовища (пасивної зони) – R_n , (рисунок 1).

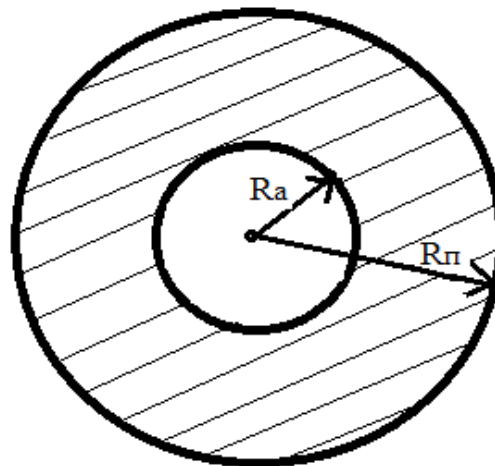


Рисунок 1 – Схема апроксимації газового родовища з активною і пасивною зонами для проведення дослідження процесу перетікання газу між ними

Запишемо рівняння матеріального балансу для активної і пасивної зон родовища:

$$\frac{\alpha_{поч.а} \Omega_{поч.а} P_{поч} T_{cm}}{Z_{поч} P_{атм} T_{пл}} = \frac{\alpha_{поч.а} \Omega_{поч.а} \tilde{P}_{пл.а}(t) T_{cm}}{Z(\tilde{P}_{пл.а}) P_{атм} T_{пл}} + Q_{вйд}(t) - Q_{пер}(t), \quad (1)$$

$$\frac{\alpha_{поч.п} \Omega_{поч.п} P_{поч} T_{cm}}{Z_{поч} P_{атм} T_{пл}} = \frac{\alpha_{поч.п} \Omega_{поч.п} \tilde{P}_{пл.п}(t) T_{cm}}{Z(\tilde{P}_{пл.п}) P_{атм} T_{пл}} + Q_{пер}(t), \quad (2)$$

де

$$Q_{пер}(t) = Q_{пер}(t_{n-1}) + \frac{[q_{пер}(t_{n-1}) + q_{пер}(t)]}{2} \Delta t; \quad (3)$$

$$q_{пер}(t) = \frac{\pi \kappa_n h_n T_{cm} [\tilde{P}_{пл.п}^2(t) - \tilde{P}_{пл.а}^2(t)]}{\mu_{сер.п} Z_{сер.п} P_{атм} T_{пл} \ln \frac{R_n}{R_a}}; \quad (4)$$

– за умови рівності пластового тиску на зовнішньому контурі пасивної зони середньому пластовому тиску в цій зоні,

$$\mu_{сер.п} = \frac{\mu[\tilde{P}_{пл.п}(t)] + \mu[\tilde{P}_{пл.а}(t)]}{2}; \quad (5)$$

$$Z_{сер.п} = \frac{Z[\tilde{P}_{нл.н}(t)] + Z[\tilde{P}_{нл.а}(t)]}{2}; \quad (6)$$

$P_{поч}$ – початковий пластовий тиск;
 $T_{пл}$, $T_{ст}$ – відповідно пластова і стандартна температура;

$\Omega_{поч.а}$, $\Omega_{поч.п}$ – початковий об'єм пор відповідно в активній і пасивній зонах родовища;

$\tilde{P}_{нл.а}(t)$, $\tilde{P}_{нл.н}(t)$ – поточний середній пластовий тиск відповідно в активній і пасивній зонах;

$\alpha_{поч.а}$, $\alpha_{поч.п}$ – коефіцієнт початкової газонасиченості відповідно активної і пасивної зон;

$Z_{поч}$, $Z(\tilde{P}_{нл.а})$, $Z(\tilde{P}_{нл.н})$ – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і, відповідно, при тисках $P_{поч}$, $\tilde{P}_{нл.а}(t)$, $\tilde{P}_{нл.н}(t)$;

$Q_{вид}(t)$ – накопичений (сумарний) видобуток газу з родовища;

$Q_{пер}(t)$ – сумарна кількість газу, що перетекла з пасивної зони в активну зону;

$q_{пер}(t)$ – поточна витрата газу, що перетікає з пасивної зони в активну зону;

$k_{п}$ – середнє значення коефіцієнта проникності газонасного пласта в пасивній зоні;

$h_{п}$ – середнє значення ефективної газонасиченої товщини пласта в пасивній зоні;

$\mu_{сер.п}$ – середнє поточне значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу в пасивній зоні;

$Z_{сер.п}$ – середнє поточне значення коефіцієнта стисливості газу в пасивній зоні;

Δt – інтервал часу (крок в розрахунках).

Розрахунок технологічних показників взаємодії в процесі розробки газового родовища пасивної і активної зон з перетіканням газу між ними проводять в такій послідовності.

1 Періоди зростання і постійного видобутку газу.

1.1 Задаються рядом послідовних значень часу t (через 1 рік).

1.2 Для кожного значення часу t визначають темп відбору газу $Q(t)$ і накопичений видобуток газу з родовища $Q_{вид}(t)$.

Для періоду зростання видобутку газу темп відбору газу $Q(t)$ і накопичений видобуток газу $Q_{вид}(t)$ визначають за формулами для умови зміни темпу відбору газу за прямолінійною залежністю:

$$Q(t) = Ct(Q_{зап.а} + Q_{зап.п}), \quad (7)$$

$$Q_{вид}(t) = \frac{Ct^2}{2} (Q_{зап.а} + Q_{зап.п}). \quad (8)$$

Для періоду постійного видобутку газу темп відбору газу $Q(t)$ і накопичений видобуток газу $Q_{вид}(t)$ визначають за формулами:

$$Q(t) = Ct_1(Q_{зап.а} + Q_{зап.п}) = const, \quad (9)$$

$$Q_{вид}(t) = Q_{вид}(t_1) + \sum_{t=t_1}^{t_2} Q(t), \quad (10)$$

де t_1 – тривалість періоду зростання видобутку газу;

t_2 – загальна тривалість періодів зростання і постійного видобутку газу (вибирається з умови відбору на кінець періоду постійного видобутку газу 65-70 % газу від початкових запасів);

C – коефіцієнт, вибирається з умови, щоб в період постійного видобутку газу темп відбору газу з родовища становив 4-5 % в рік від початкових запасів газу.

1.3 Визначають сумарну кількість газу, що перетік з пасивної зони в активну зону, $Q_{пер}(t)$ (за формулою (3)).

У першому наближенні приймають $q_{пер}(t) = q_{пер}(t_{п-1})$.

1.4 Визначають методом послідовних наближень поточний середній пластовий тиск в активній зоні родовища $\tilde{P}_{нл.а}(t)$, використовуючи рівняння (1).

$$\tilde{P}_{нл.а}(t) = \quad (11)$$

$$= \left[\frac{\alpha_{поч.а} \Omega_{поч.а} P_{поч} T_{ст} - Q_{вид}(t) + Q_{пер}(t)}{Z_{поч} P_{атм} T_{пл}} - \frac{\alpha_{поч.а} \Omega_{поч.а} T_{ст}}{P_{атм} T_{пл}} \right] Z(\tilde{P}_{нл.а}).$$

1.5 Визначають методом послідовних наближень поточний середній пластовий тиск в пасивній зоні родовища $\tilde{P}_{нл.н}(t)$, використовуючи рівняння (2).

$$\tilde{P}_{нл.н}(t) = \quad (12)$$

$$= \left[\frac{\alpha_{поч.п} \Omega_{поч.п} P_{поч} T_{ст} - Q_{пер}(t)}{Z_{поч} P_{атм} T_{пл}} - \frac{\alpha_{поч.п} \Omega_{поч.п} T_{ст}}{P_{атм} T_{пл}} \right] Z(\tilde{P}_{нл.н}).$$

1.6 Визначають поточні середні значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу $\mu_{сер.п}$ і коефіцієнта стисливості газу $Z_{сер.п}$ у пасивній зоні родовища (за формулами (5) і (6)).

1.7 Визначають поточну витрату газу, що перетікає з пасивної зони в активну зону, $q_{пер}(t)$ (за формулою (4)).

1.8 З уточненим значенням $q_{пер}(t)$ повторюють всі розрахунки з п.1.3 до досягнення заданої точності у визначенні значень поточних середніх пластових тисків в активній і пасивній зонах родовища $\tilde{P}_{нл.а}(t)$ і $\tilde{P}_{нл.н}(t)$.

Подальші розрахунки виконують залежно від технологічного режиму експлуатації видобувних свердловин. Припустимо, що свердловини експлуатують на технологічному режимі постійної депресії тиску на пласт $\Delta P(t) = \tilde{P}_{нл.а}(t) - P_{виб.а}(t) = const$.

1.9 Визначають поточний вибійний тиск $P_{виб.а}(t)$

$$P_{виб.а}(t) = \tilde{P}_{нл.а}(t) - \Delta P. \quad (13)$$

1.10 Визначають середні значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу $\mu_{сер.а}$ і коефіцієнта стисливості газу $Z_{сер.а}$ для активної зони родовища за формулами:

$$\mu_{сер.а} = \frac{\mu[P_{нл.а}(t)] + \mu[P_{виб.а}(t)]}{2}, \quad (14)$$

$$Z_{сер.а} = \frac{Z[P_{нл.а}(t)] + Z[P_{виб.а}(t)]}{2}. \quad (15)$$

1.11 Знаходять дебіт „середньої” видобувної свердловини $q(t)$, використовуючи двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини:

$$q(t) = -\frac{A_a^* (\mu z)_{сер.а}}{2B_a^* Z_{сер.а}} + \sqrt{\left[\frac{A_a^* (\mu z)_{сер.а}}{2B_a^* Z_{сер.а}}\right]^2 + \frac{\tilde{P}_{пл.а}^2(t) - P_{виб}^2(t)}{B_a^* Z_{сер.а}}}, \quad (16)$$

де

$$A_a^* = \frac{A_{поч.а}}{(\mu z)_{сер.а.поч}}; \quad B_a^* = \frac{B_{поч.а}}{z_{сер.а.поч}}, \quad (17)$$

$A_{поч.а}$, $B_{поч.а}$ – значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта на початок розрахунків ($t=0$);

$(\mu z)_{сер.а.поч}$, $z_{сер.а.поч}$ – значення $(\mu z)_{сер.а}$ і $z_{сер.а}$ на початок розрахунків ($t=0$).

1.12 Знаходять поточний устьовий тиск, використовуючи формулу Г.А. Адамова,

$$P_{y.a}(t) = \sqrt{\frac{P_{виб.а}^2(t) - \Theta q^2(t)}{e^{2S}}}, \quad (18)$$

де

$$S = \frac{0,03415 \bar{\rho}_z L}{Z_{сер.св.а} T_{сер.св.а}}; \quad (19)$$

$$\Theta = 0,0133 \lambda \frac{Z_{сер.св.а}^2 T_{сер.св.а}^2}{d_{вн}^5} (e^{2S} - 1); \quad (20)$$

$$T_{сер.св.а} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}; \quad (21)$$

$$P_{сер.св.а}(t) = \frac{2}{3} \left[P_{виб.а}(t) + \frac{P_{y.a}^2(t)}{P_{виб.а}(t) + P_{y.a}(t)} \right], \quad (22)$$

де S , Θ – комплексні параметри;

$P_{сер.св.а}(t)$, $T_{сер.св.а}$ – відповідно середній тиск і середня температура в стовбурі свердловини;

$Z_{сер.а}$ – коефіцієнт стисливості газу при $P_{сер.св.а}(t)$ і $T_{сер.св.а}$;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр колони насосно-компресорних труб (НКТ);

L – довжина (глибина спуску) НКТ (відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації експлуатаційної колони);

λ – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ;

$\bar{\rho}_z$ – відносна густина газу.

1.13 Визначають кількість видобувних свердловин

$$n(t) = n(t) = K_p \frac{Q(t)}{q(t)}, \quad (23)$$

де K_p – коефіцієнт резерву кількості свердловин ($K_p = 1,1-1,3$).

1.14 Визначають поточний, середньозважений тиск у газовому родовищі за формулою:

$$\tilde{P}_{пл}(t) = \left\{ \alpha_{поч.а} \cdot \Omega_{поч.а} \frac{\tilde{P}_{пл.а}(t)}{Z(\tilde{P}_{пл.а})} + \alpha_{поч.н} \cdot \Omega_{поч.н} \frac{\tilde{P}_{пл.н}(t)}{Z(\tilde{P}_{пл.н})} \right\} \times \quad (24)$$

$$\times \left\{ \alpha_{поч.а} \cdot \Omega_{поч.а} + \alpha_{поч.н} \cdot \Omega_{поч.н} \right\}^{-1} Z(\tilde{P}_{пл}).$$

1.15 Визначають поточні коефіцієнти газовилучення активної і пасивної зон та газового родовища за формулами:

$$\beta_{z.a}(t) = \frac{Q_{виб}(t) - Q_{неп}(t)}{Q_{зан.а}}; \quad (25)$$

$$\beta_{z.n}(t) = \frac{Q_{неп}(t)}{Q_{зан.н}}; \quad (26)$$

$$\beta_z(t) = \frac{Q_{виб}(t)}{(Q_{зан.а} + Q_{зан.н})}. \quad (27)$$

2 Період спадного видобутку газу.

У період спадного видобутку газу кількість видобувних свердловин постійна, а темп відбору газу і накопичений видобуток газу не задають, а визначають залежно від кількості свердловин та їх продуктивної характеристики. Розрахунки прогностичних технологічних показників розробки родовища проводять в такій послідовності.

2.1 Задаються рядом послідовних значень часу t .

2.2 Для кожного значення t визначають накопичений видобуток газу за формулою:

$$Q_{виб}(t) = Q_{виб}(t_{n-1}) + \frac{[q(t_{n-1}) + q(t)]}{2} n \phi \Delta t, \quad (28)$$

де ϕ – коефіцієнт експлуатації свердловин ($\phi=0,9-0,95$).

У першому наближенні приймають $q(t) = q(t_{n-1})$.

У подальшому виконують розрахунки за п. 2.3-2.11, які аналогічні пунктам 1.3-1.11.

2.12 З уточненим значенням дебіту газу $q(t)$ повторюють розрахунки з п. 2.2 до досягнення заданої точності у визначенні поточних середніх пластових тисків в активній і пасивній зонах родовища $\tilde{P}_{пл.а}(t)$ і $\tilde{P}_{пл.н}(t)$.

2.13 Визначають поточний устьовий тиск свердловини $P_{y.a}(t)$ (за формулою (18)).

2.14 Визначають темп відбору газу з родовища за формулою:

$$Q(t) = n \phi q(t). \quad (29)$$

2.15 Визначають поточний середньозважений пластовий тиск у газовому родовищі (за формулою (24)).

2.16 Визначають поточні коефіцієнти газовилучення активної і пасивної зон та газового родовища за формулами (25) – (27).

Результати дослідження

З використанням наведених залежностей виконано дослідження впливу процесу взаємодії у газовому родовищі центральної високопроникної (активної) зони з видобувними свер-

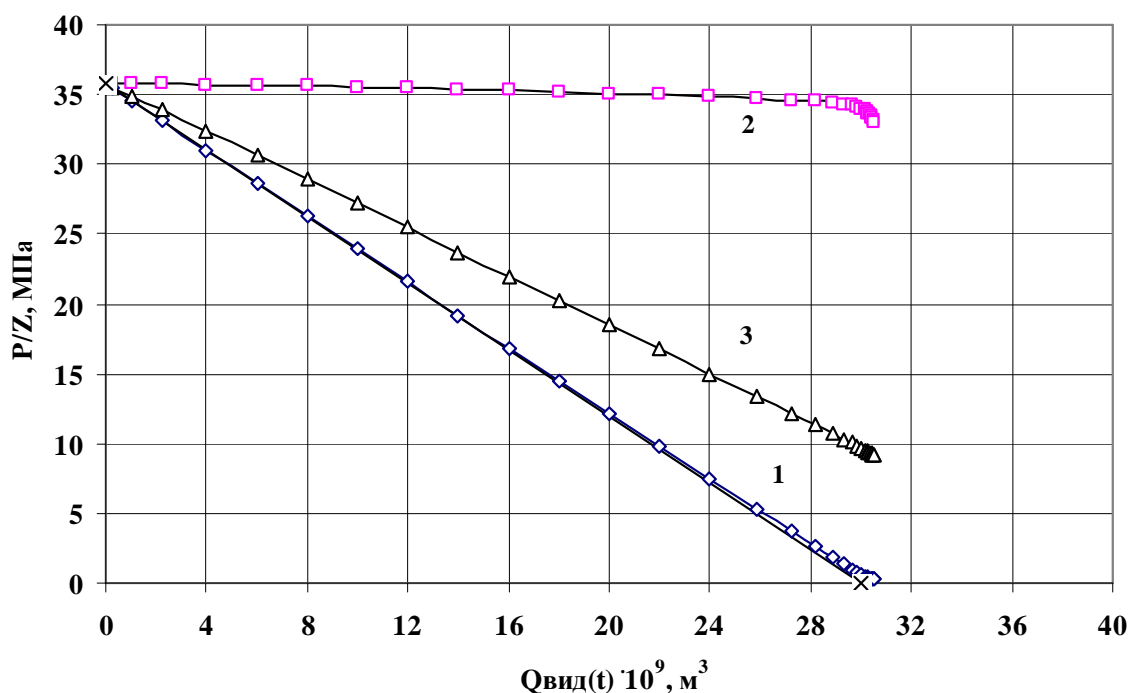


Рисунок 2 – Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони (1), пасивної зони (2) і всього родовища (3) за проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

дловиною і периферійної, низькопроникної (пасивної) зони, в якій видобувні свердловини відсутні, на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу. У розрахунках використано такі вихідні дані: глибина свердловини – 3500 м; газонасичена товщина пласта – 12 м; коефіцієнт відкритої пористості: активної зони – 0,13; пасивної зони – 0,09; коефіцієнт початкової газонасиченості: активної зони – 0,80; пасивної зони – 0,70; початковий пластовий тиск – 36 МПа; пластова температура – $74 \text{ }^\circ\text{C}$; температура на усті свердловини – $19 \text{ }^\circ\text{C}$; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м; тривалість періоду зростання видобутку газу – 4 роки; темп відбору газу в рік від початкових запасів у період постійного видобутку газу – 5 %; постійна „с” у формулі темпу відбору газу в період зростання видобутку газу (7) – 0,0125; початкові запаси газу в покладі – $40 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, в т.ч. в активній зоні – $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; у пасивній зоні – $10 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; депресія тиску на пласт – 1,4 МПа; радіус активної зони – 5067,59 м; радіус зовнішнього контуру пасивної зони – 6309,64 м; початковий об’єм пор: в активній зоні – $1,258 \cdot 10^8 \text{ м}^3$; у пасивній зоні – $4,792 \cdot 10^7 \text{ м}^3$; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони свердловин в активній зоні: $A = 0,012 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{д/тис.м}^3$; $B = 1,533 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{д/тис.м}^3)^2$; початковий дебіт газу – 250 тис.м³/д; коефіцієнт проникності пласта в активній зоні – $0,5 \text{ мкм}^2$; коефіцієнт проникності пласта у пасивній зоні – $0,1 \cdot 10^{-3}$; $0,5 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$; $5 \cdot 10^{-3}$; $10 \cdot 10^{-3}$; $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

На рисунках 2-4 для прикладу наведено залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для актив-

ної і пасивної зон та всього родовища для значень проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$; $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. На рисунках також нанесено пряму лінію, яка відповідає запасам газу в активній зоні в обсязі $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.

Результати виконаних розрахунків підтверджують зроблене припущення про перетікання газу між різнопроникними зонами в процесі розробки родовища та його вплив на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу. Ступінь взаємодії між центральною, високопроникною (активною) зоною і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною залежить від проникності пасивної зони і зростає із її збільшенням. Для значення проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для активної зони практично співпадає з прямою лінією, яка відповідає запасам газу в активній зоні в обсязі $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ (див. рис. 2). Пластовий тиск у пасивній зоні змінюється від початкового значення 36 МПа до 35,12 МПа на 10-й рік розробки, до 33,35 МПа – на 20-й рік розробки, до 31,81 МПа – на 30-й рік розробки. На момент закінчення розробки родовища (31-й рік) тиск в пасивній зоні становив 31,67 МПа. Таким чином, при значенні проникності $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ пасивна зона практично не приймає участі у загальному видобутку газу з родовища.

Із збільшенням проникності пасивної зони залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони все більше відхиляється від прямої лінії і від осі абсцис, а для пасивної зони інтенсивніше знижується в сторону

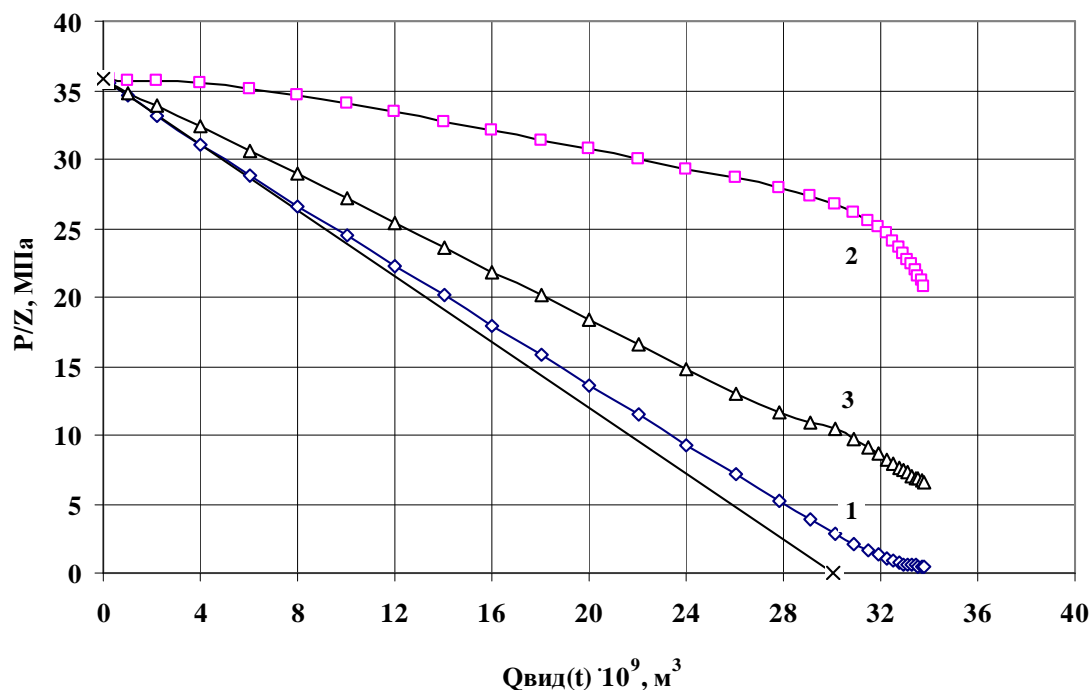


Рисунок 3 – Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони (1), пасивної зони (2) і всього родовища (3) за проникності пасивної зони $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

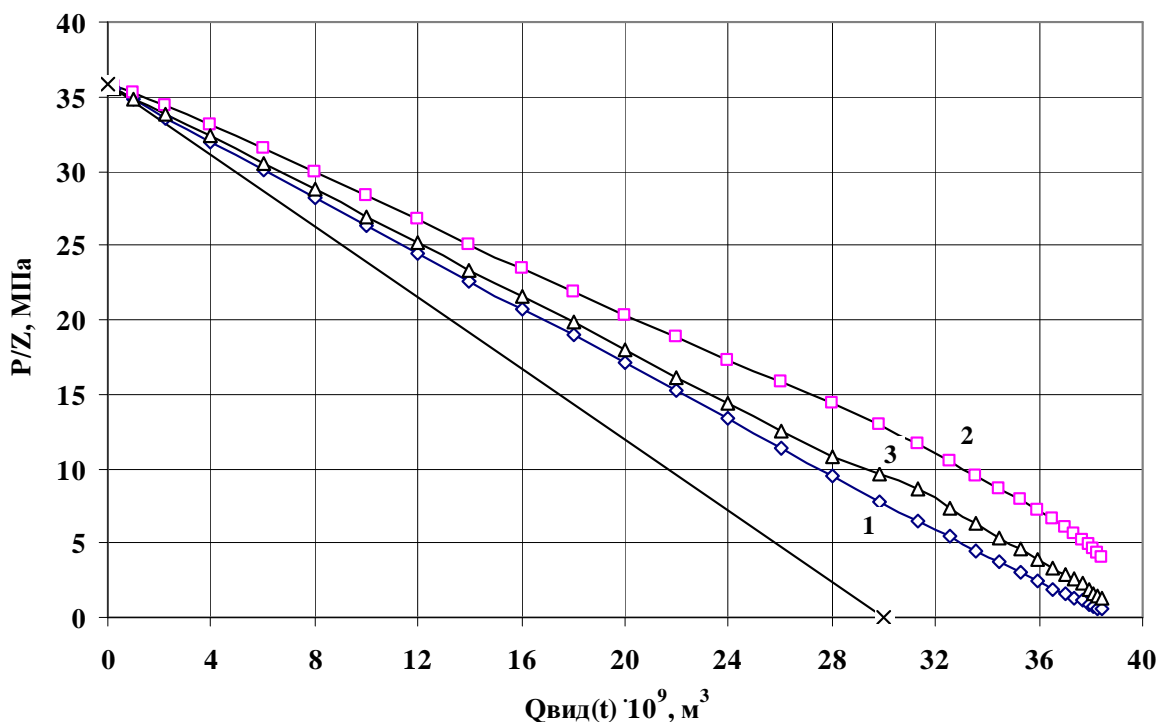


Рисунок 4 – Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони (1), пасивної зони (2) і всього родовища (3) за проникності пасивної зони $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

вісі абсцис (див. рис. 2-4). Так, на 20-й рік розробки родовища тиск в пасивній зоні для різних значень коефіцієнта проникності зони становить: $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 33,35 МПа; $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 26,88 МПа; $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 22,68 МПа; $5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 12,65 МПа; $10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 9,91 МПа; $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 8,46 МПа. На завершальній стадії

розробки родовища із збільшенням проникності пасивної зони спостерігається деяке виположування залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для активної зони, а для пасивної зони вона стрімко наближується до осі абсцис.

Висновки

Згідно з результатами виконаних досліджень, для газового родовища з газовим режимом розробки відхилення залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу від прямої лінії може бути пов'язано з наявністю в родовищі ділянок різної проникності і внутрішньопластовим перетіканням газу із низькопроникних, слабкодренованих ділянок, на яких видобувні свердловини переважно відсутні, у високопроникні ділянки з видобувними свердловинами. За результатами досліджень залежно від проникності активної і пасивної зон залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища має різний вигляд, що необхідно враховувати при використанні її для проведення аналізу розробки газових родовищ.

Вплив зональної неоднорідності продуктивних пластів і взаємодії в процесі розробки родовища ділянок пласта різної проникності і ступеня дренажу з перетіканням газу між ними на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища встановлено вперше. На практиці отримують тільки залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної зони (лінія 1 на рисунках 2-4). Як свідчать результати додаткових досліджень з її використанням можна оцінити запаси газу в слабкодренованих некондиційних колекторах.

Література

- 1 Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебное пособие для вузов / С. Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 394 с.
- 2 Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 629 с.
- 3 Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С. Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.05.15*

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

ВПЛИВ ФІЛЬТРАЦІЙНОГО ОПОРУ ҐРУНТУ НА ІНТЕНСИВНІСТЬ АВАРІЙНИХ ВИТОКІВ ІЗ ГАЗОПРОВОДУ

В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Н.Я. Дрінь, Я.М. Дем'янчук

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: public@nupg.edu.ua

Розглядається процес нестационарної фільтрації газу в ґрунті, викликаний появою аварійного витoku з газопроводу. Пропонується розрахувати першу і другу стадії нестационарної фільтрації у процесі формування ареалу загазованості. На основі математичних моделей отримано розрахункові залежності для прогнозування процесу формування поля розподілу тисків в пористому середовищі для кожної з фаз нестационарної фільтрації. Встановлено характер зміни величини масової витрати витoku в часі у ході нестационарної фільтрації, показано, як впливають властивості ґрунту (зокрема його проникність) на тривалість нестационарного процесу і величину витрати витoku. Після зіставлення аналітичних результатів з реальними внесено поправки до відомої формули Сен-Венана-Венцеля з межею її адаптації.

Ключові слова: аварійний виток газу, фільтрація, ареал загазованості, критичний і до критичний режими витікання.

Рассматривается процесс нестационарной фильтрации газа в почве, вызванный появлением аварийной утечки из газопровода. Предлагается произвести расчет первой и второй стадий нестационарной фильтрации в процессе формирования ареала загазованности. На основе математических моделей получены расчетные зависимости для прогнозирования процесса формирования поля распределения давлений в пористой среде для каждой из фаз нестационарной фильтрации. Установлен характер изменения величины массового расхода утечки во времени при нестационарной фильтрации, указано влияние свойств почвы (в частности ее проницаемости) на продолжительность нестационарного процесса и величину расхода утечки. После сопоставления аналитических результатов с реальными внесены поправки в известную формулу Сен-Венана-Венцеля с пределом ее адаптации.

Ключевые слова: аварийная утечка газа, фильтрация, ареал загазованности, критический и докритический режимы истечения.

The article deals with the process of non-stationary gas filtration in the soil caused by emergence of pipeline emergency leak. It is suggested to calculate the first and second stages of non-stationary filtration in the process of gas pollution area formation. Calculation dependencies to forecast the pressure distribution field formation in a porous medium for each phase of non-stationary filtration were obtained on the basis of the mathematical models. The nature of the leak mass-flow rate change during the process of non-stationary filtration is determined and the way the soil properties (including its permeability) influence the duration of the non-stationary process and leak flow rate is shown. Some corrections for the well-known Saint-Venant-Wenzel formula with the limit of its adaptation were made on the basis of comparison of analytical results with the real ones.

Key words: emergency gas leak, filtration, gas pollution area, critical and subcritical leak modes.

Вступ. Лінійна частина магістральних газопроводів більш як на 90% знаходиться в підземному середовищі, тобто оточена ґрунтом. Саме та частина лінійних ділянок є найбільш сприятливим об'єктом для протікання корозійних процесів, викликаних пошкодженням ізоляційного покриття і дією агресивного середовища, що створює умови появи корозійних пошкоджень, які супроводжуються витокami газу з газопроводу.

Виток газу на підземній частині ділянки газопроводу надзвичайно небезпечний, оскільки окрім втрат цінного енергоносія призводить до утворення зони загазованості ґрунту і повітряного басейну, що викликає вибухонебезпечну ситуацію.

Очевидно, що фізичні властивості, зокрема фільтраційний опір, ґрунту як корисного середовища повинні мати вплив на інтенсивність витікання газу з газопроводу і формування ареалу загазованості. Тому існує взаємозв'язок між процесом витікання газу з газопроводу через аварійний отвір і його фільтрацією в навколишньому ґрунті.

Аналіз сучасних закордонних та вітчизняних досліджень. Дана стаття носить науково-прикладний характер і входить в комплекс тематичних планів НАК «Нафтогаз України», спрямованих на підвищення надійності експлуатації газотранспортних мереж і окреслених Національною програмою «Концепція розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009–2015 рр.». Процес витікання газу з ємності, де він знаходиться під надлишковим тиском, через отвір досліджувався роботами ряду вчених, серед яких слід зауважити, в першу чергу, Чарного І.А. [1], в яких запропоновано аналітичну основу математичного моделювання процесу, що базується на рівнянні енергії. До класичних досліджень слід також віднести праці Ландау Л.Д. [2], Лойцяньського Л.Г. [3], Яковлева Е.И. [4], Абрамовича Г.Н. [5], Campbell J.L. [6], Kantola R. [7].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. У працях наведено результати досліджень термогазодинаміки проце-

су витікання, дано аналіз чинників, що мають вплив на протікання процесу, визначено границі критичного та докритичного витікання, запропоновано розрахункові формули та методику. Однак, реальний вплив параметрів процесу на витрату газу виявляється складнішим порівняно з прогнозованим теоретично. Тому фактична витрата витікання газу суттєво відрізняється від розрахункової, що спотворює прогнозовані розрахунки.

Цілі статті. Розглядаємо процес нестационарної фільтрації газу в ґрунті, викликаний появою аварійного витіку з газопроводу. Запропоновано розрахувати першу і другу стадію нестационарної фільтрації в процесі формування ареалу загазованості. Отримано на основі математичних моделей розрахункові залежності для прогнозування формування поля розподілу тисків в пористому середовищі для кожної з фаз нестационарної фільтрації.

Основний матеріал. В результаті аналітичних досліджень, в основу яких покладено рівняння енергії газового потоку, отримано залежність, що зв'язує масову витрату з параметрами процесу витікання, яка відома під назвою формули Сен-Венана-Вентцеля

$$G = \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_0 \rho_0 \left[\left(\frac{P_1}{P_0} \right)^{\frac{k-1}{k}} - \left(\frac{P_1}{P_0} \right)^{\frac{2}{k}} \right]}, \quad (1)$$

де k - показник адиабати процесу;
 P_0, P_1 - тиски в середині ємності та зовні;
 ρ_0 - густина газу при умовах всередині ємності,
 d - діаметр отвору.

Запропонована формула є класичною залежністю, яку використовують для визначення інтенсивності витікання газу.

Аналіз характеру залежності витрати m від відношення тиску газу на виході з сопла до тиску перед соплом $p_1 / p_0 = \psi$, що дається рівнянням (1), свідчить, що ця залежність має вигляд параболи (рис. 1).

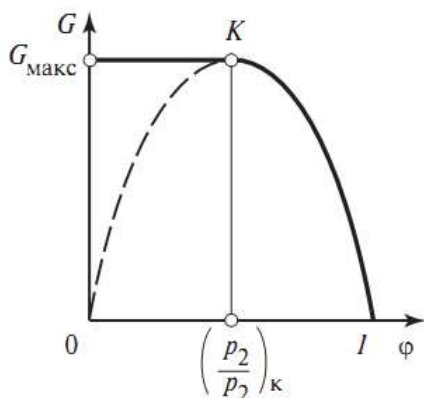


Рисунок 1 – Залежність масової витрати витікання від перепаду тисків

Очевидно, що $G=0$ при $\psi=1$. При подальшому зменшенні ψ значення G починає зростати, досягаючи максимуму при деякому ψ . При подальшому зменшенні ψ значення G відповідно до рівняння (1) зменшується, перетворюючись на нуль при $\psi=0$. Порівняння описаної залежності $G=f(\psi)$ з експериментальними даними щодо витікання газів з сопел виявило цікаву картину. У інтервалі значень ψ від одиниці до значення, що відповідає максимальній витраті, результати розрахунку рівняння (1) добре співпадають з експериментальними даними. Що ж до області значень ψ між значенням, що відповідає максимальній витраті, і нулем, то виявлено дивовижний результат - зменшення тиску середовища за отвором ніяк не впливало на витрату газу; витрата G залишалася постійною для усього цього інтервалу змін ψ . Для того, щоб пояснити цю розбіжність теорії з експериментом А Сен-Венаном висунуто гіпотезу про те, що при розширенні газу, неможливо отримати тиск газу нижче деякого критичного значення витікання p^* , газу, що відповідає максимальній витраті. Отже, при скільки завгодно низьких тисках середовища за отвором, менших p^* , тиск газу у вихідному перерізі залишається постійним і рівним p^* . Тому зроблене раніше твердження про те, що швидкість газу на виході з сопла w росте зі зменшенням ψ , потребує істотного уточнення: це зростання має місце лише до тих пір, поки p_1 не зменшиться до p^* . Подальше зниження тиску за отвором не призводить до зростання w . Таким чином, процес витікання газу через отвір ділиться на дві фази: докритичне і критичне витікання.

Відомі також результати досліджень [8], якими доведено на основі проведених експериментів, що формула Сен-Венана-Вентцеля дає результати в порівнянні з фактичними даними з відхиленням в більшу сторону, і це відхилення характерне як для докритичного, так і для критичного витікання. Отримано поправки, для адаптації залежності (1) до реальних умов, що є функціями параметрів процесу витікання і фізичних властивостей газу. Однак, дослідження проведені для умов витікання газу в атмосферу, тобто за умови $P_1 = P_a$ (P_a - атмосферний тиск), тому для умов підземного газопроводу вони не придатні, оскільки не враховують фільтраційного опору ґрунту.

Обробка результатів експериментальних досліджень методами теорії раціонального планування експерименту [10] дозволено отримати емпіричні залежності для адаптивних поправок до формули Сен-Венана-Вентцеля:

- для критичного витікання газу

$$\mu = 0.285 \cdot d^{0.45} R^{0.033} T^{0.034} \exp(-0.0015P^2); \quad (2)$$

- для докритичного витікання газу

$$\mu = 0.582 \cdot (RT)^{0.025} p^{-0.11}, \quad (3)$$

де μ - коефіцієнт витрати отвору;

d – діаметр отвору в мм;
 R – газова стала в Дж/кгК;
 T – абсолютна температура в ресивері в К;
 P – тиск газу в бар.

Таким чином залежність (1) адаптується до реальних умов витікання газу в атмосферу. Для підземних газопроводів необхідно врахувати гідравлічний опір ґрунту на основі дослідження процесів фільтрації газу.

В ряді досліджень [9, 10] розглядається процес фільтрації газу в ґрунті внаслідок появи аварійного витоку з газопроводу.

Загальний процес формування ареалу загазованості пропонується розділити на дві нестационарні фази. Перша фаза починається з моменту виникнення витоку і закінчується досягнення газом поверхні ґрунту. Для першої фази швидкість фільтрації на поверхні ґрунту за весь період рівна нулю. Друга фаза нестационарної фільтрації починається з моменту досягнення газом поверхні ґрунту і закінчується (при умові сталості інтенсивності джерела) переходом до стаціонарного процесу витікання газу через ґрунт в атмосферу.

На основі створених математичних моделей побудовано поле швидкостей фільтрації газу в процесі формування ареалу загазованості для першої і другої фаз нестационарної фільтрації. При цьому вважається, що масова витрата газу через корозійний отвір вважається сталою в часі.

Математичну модель плоскої нестационарної фільтрації газу в ґрунті побудовано на основі рівняння лінійної фільтрації у формі Дарсі та рівняння нерозривності [2,3]. Для одновимірного руху газу маємо:

$$w = \frac{k}{\eta} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad -\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}. \quad (4)$$

Переходом від одновимірної моделі до плоскої після складних перетворень отримаємо математичну модель для швидкості фільтрації рівняння плоскої задачі у наступному вигляді

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} = \frac{kc^2 \rho}{\eta} \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial y^2} \right) - \frac{kc^2 \rho q}{\eta F} \delta(x - x_g) \delta(y - y_g), \quad (5)$$

де ω - швидкість фільтрації як функція часу t і просторових декартових координат x, y ;

x_g, y_g - координати точкового джерела інтенсивністю q ;

$\delta(x - x_g), \delta(y - y_g)$ - функції Дірака;

F - площа перетину фільтрації.

Позначимо

$$\alpha = \frac{kc^2 \rho}{\eta},$$

c - швидкість розповсюдження звуку в середовищі;

ρ - густина газу.

Тоді на основі (5) отримаємо диференціальне рівняння плоскої фільтрації газу в пористому середовищі у вигляді

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial y^2} \right) - \alpha \frac{q}{F} \delta(x - x_g) \delta(y - y_g). \quad (6)$$

Аналогічно для розподілу тисків в пористому середовищі математична модель матиме вигляд

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t} - q \frac{c^2}{\alpha} \delta(y - H) \delta(x - l) - q \xi \sigma(y - H) \delta(x - l), \quad (7)$$

де H - глибина розміщення витоку від поверхні;

l - віддаль до джерела по горизонталі від початку координат,

V - кінематична в'язкість газу.

Для першої фази нестационарної фільтрації визначилась швидкість фільтрації як функція плоских координат і газу.

При виборі початкових і граничних умов вважалося, що в початковий момент часу фільтрація газу в ґрунті відсутня, поверхня ґрунту газу непрониклива, а на безмежному віддаленні від джерела швидкість фільтрації дорівнює нулю, тобто

$$\omega(x, y, 0) = 0; \omega(0, h, t) = 0; \omega(\infty, h, t) = 0$$

де h - глибина закладення газопроводу в ґрунті.

Поставлена задача розв'язувалась із застосуванням інтегральних перетворень.

Використовуючи обернене синус-перетворення Фур'є, одержимо розв'язок поставленої задачі у вигляді

$$\omega(x, y, t) = \frac{q}{2\pi F} \int_0^\infty \frac{\sin \lambda y_g \sin \lambda y}{\lambda} \times \left\{ \left[\sigma(x - x_g) - 1 \right] \left[e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] - \right. \\ \left. - \sigma(x - x_g) \left[e^{-\lambda(x - x_g)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_g}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - e^{-\lambda(x - x_g)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_g}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] \right\} d\lambda, \quad (8)$$

де $\sigma(x - x_g)$ - одинична функція Хевісайда

$$\sigma = \begin{cases} 1, & \text{якщо } x > x_g \\ 0, & \text{якщо } x \leq x_g \end{cases}.$$

Використавши перше рівняння системи (4) (рівняння Дарсі) на основі (8) отримаємо залежність для розподілу тиску в ґрунті від поверх-

ні ($y = 0$), де тиск вважається атмосферним до витоку з трубопроводу ($y = H$)

$$P(x, y, t) = P_a + \frac{\eta}{k} \int_0^H w(x, y, t) dt. \quad (9)$$

Після інтегрування отримаємо значення тиску $P(0, H, t)$ в точці витікання газу в ґрунт як функцію часу.

Для другої фази нестационарного процесу формування ареалу забруднень витоками з газопроводу розглядається плоска задача фільтрації газу в пористому середовищі при виникненні точкового джерела, яким являється витік газу з газопроводу.

Припустимо, що до початку дії джерела ($t = 0$) система знаходиться в спокої і тиск повітря у всіх точках площини внаслідок незначної глибини залягання був атмосферним

$$P(x, y, 0) = P_a.$$

Нехай в процесі дії джерела на поверхні ґрунту і на значній віддалі від джерела тиск залишається атмосферним, тобто при $t > 0$ маємо $P(x, 0, t) = P_a$, $P(\infty, y, t) = P_a$.

Тоді поставлена задача розв'язується за наступних початкових і граничних умов

$$w(x, 0, t) = 0; w(x, y, 0) = 0,$$

$$t = 0 \rightarrow P(x, 0, t) = P_a, P(x, y, t) = P_a,$$

$$t > 0 \rightarrow P(x, U_0, t) = P_a, P(\infty, Y, t) = P_a.$$

Математична модель реалізується методом інтегральних перетворень.

Розв'язок поставленої задачі розподілу тиску в поровому середовищі має вигляд

$$P(x, y, t) = P_a + \frac{q}{2\pi} \int_0^\infty \frac{\sin \lambda y_0 \sin \lambda y}{\lambda} \times \left\{ \left[\sigma(x - x_0) - 1 \right] \left[e^{-\lambda(x_0 - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0 - x}{2\sqrt{\lambda t}} - \lambda\sqrt{\lambda t} \right) - e^{\lambda(x_0 - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0 - x}{2\sqrt{\lambda t}} + \lambda\sqrt{\lambda t} \right) \right] - \sigma(x - x_0) \times \left[e^{-\lambda(x - x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_0}{2\sqrt{\lambda t}} - \lambda\sqrt{\lambda t} \right) - e^{\lambda(x - x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_0}{2\sqrt{\lambda t}} + \lambda\sqrt{\lambda t} \right) \right] \right\} d\lambda. \quad (10)$$

Розв'язок (10) дає змогу знайти тиск в точці витоку $P(0, 0, t)$ як функцію часу другої фази нестационарної фільтрації. При цьому вважається, що величина q витоку газу є постійною в часі.

Однак, аналіз (1) свідчить, що навіть при сталому тиску в середині ємності і сталому діаметрі отвору масова витрата витоку газу не може бути сталою в часі за умов до критичного витікання, оскільки змінюється зовнішній тиск P_1 .

Встановити характер зміни масової витрати витоку впродовж першої і другої фази нестационарної фільтрації газу в пористому середовищі є неможливим в аналітичній формі, оскільки тиск і витрата витоку взаємопов'язані. Тому в даному випадку доцільно застосувати ітераційний метод, який полягає в періодичній зміні стаціонарних станів системи.

Алгоритм розрахунку полягає в наступному. Вважаються відомими геометричні характеристики системи, фізичні властивості газу, а також тиск і температура в газопроводі, які вважаються сталими в часі. В початковому наближенні тиск середовища за отвором вважається рівним атмосферному P_a .

Діапазон часу нестационарного витікання газу розбивається на дискретні проміжки часу Δt , всередині яких процес можна вважати квазістаціонарним. На початку першого часового інтервалу витрата витоку визначається із залежності (1) і вважається сталою. Це дає змогу використати для визначення швидкості фільтрації w і тисків в поровому середовищі (ґрунті) залежності (8), (9) і (10). За знайденою за (9) швидкістю фільтрації w і проміжками часу Δt визначається висота проникнення газу в ґрунт

$$y_i = w \cdot \Delta t.$$

Якщо $y_i < H$ (глибина залягання трубопроводу), то має місце перша фаза нестационарної фільтрації визначається з залежності (9). В іншому випадку має місце друга фаза нестационарної фільтрації газу в ґрунті і тиск визначається з (10). Знаючи тиск газу $P(0, 0, t)$ в довкіллі, уточнюємо величину витрати газу за (1). Ітераційний процес триває до досягнення необхідної точності δq у визначенні витрати і закінчується після виконання умови

$$\left| G^{(s)} - G^{(s-1)} \right| < \delta q. \quad (11)$$

Після досягнення виконання умови (11) ітераційний процес переходить до наступного дискретного проміжку часу Δt . Вся процедура закінчується після досягнення стаціонарності процесу витікання, тобто до моменту часу, після якого тиск $P(0, 0, \Delta t)$ і масова витрата витоку $G_i^{(s)}$ перестають залежати від часу. В результаті отримують залежності зміни масової витрати і тиску газу в пористому середовищі за аварійним отвором як функції часу протягом першої і другої фази нестационарної фільтрації.

На рисунку 1 відображено результати прогнозування характеру зміни масової витрати витоку і тиску газу в перерізі за отвором для процесу нестационарної фільтрації газу викликають аварійним витоком з газопроводу для гіпотетичних умов. В умовах числового експерименту проникливість ґрунту було прийнято $0,08 \text{ дарсі}$ і $0,04 \text{ дарсі}$.

Наукова та практична цінність отриманих результатів. Аналіз результатів дослідження свідчить, що за рахунок припущень в формулі Сен-Венана-Вентцеля отримані

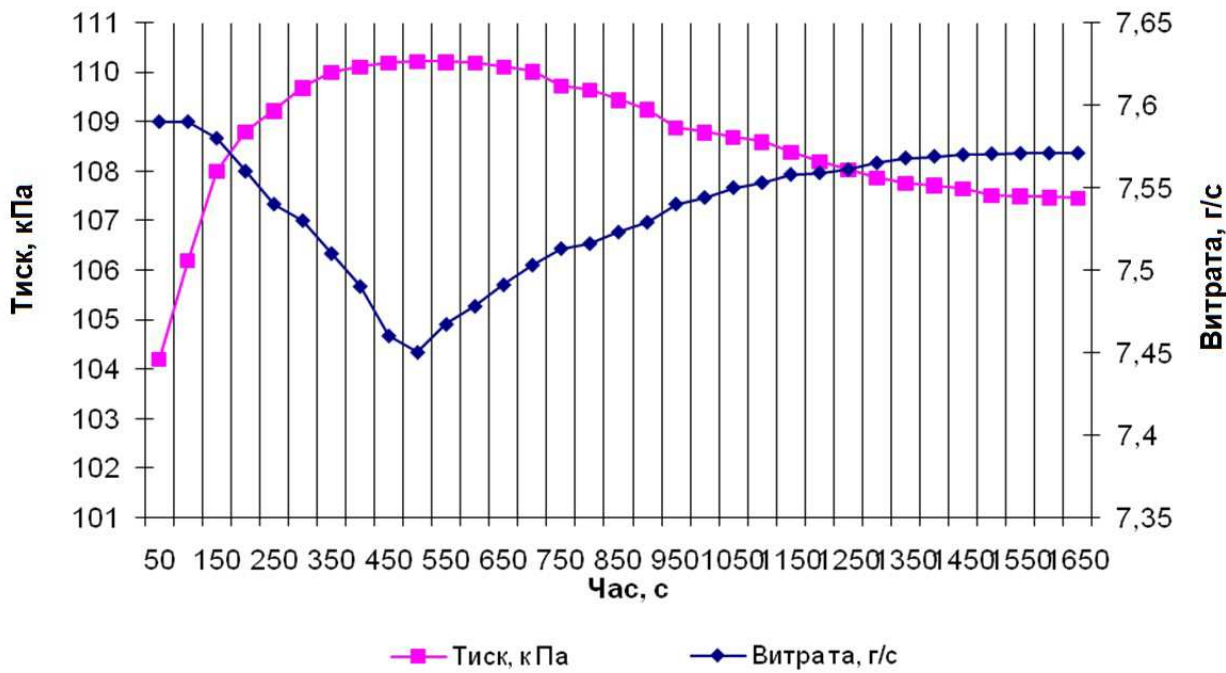


Рисунок 2 – Динаміка зміни тиску і витрати витіку газу в часі

результати суттєво вищі за реальні, тому для адаптації розрахункових залежностей необхідно вносити корегуючі поправки в відому залежність. Показано, що фільтраційний опір ґрунту при появі витоків з газопроводу створює додатковий протитиск, який суттєво впливає на величину витрати витіку і змінюється в часі. Тривалість нестационарного процесу фільтрації лежить в межах 1500-1800 с і з збільшенням проникності ґрунту зменшується. Пропонується розбити нестационарний процес на дві фази, перша з них починається з моменту появи витіку і триває до моменту досягнення газом поверхні землі, а друга починається з моменту досягнення газом поверхні землі і зменшується стаціонарним процесом витікання газу в атмосферу через ґрунт. Відповідно тривалість першої фази нестационарної фільтрації газу складає близько 500 с, і при зменшенні проникності в 4 рази зростає приблизно в 1,3 рази. Масова витрата витіку в умовах докритичного режиму впродовж першої фази знижується за рахунок зростання тиску в пористому середовищі, викликаного фільтрацією газу. В подальшому тиск стабілізується на кінець другої фази нестационарної фільтрації, що призводить до стабілізації витрати витіку.

Використання отриманих результатів і корегуючі поправки на практиці дозволить суттєво змінити підхід до питання витрат газу при транспортуванні і розподілі та ввести корективи в керівні галузеві документи з прогнозування витрат газу.

Висновки

Таким чином, в результаті проведених досліджень встановлено, що за рахунок припущень в формулі Сен-Венана-Вентцеля отримані результати суттєво вищі за реальні, для адекватності

прогнозованих показників запропоновано використовувати поправки в залежності від характеру витікання, які є функціями параметрів процесу і фізичних властивостей газу і для яких запропоновано емпіричні формули.

При витіканні газу в пористе середовище (ґрунт) необхідно враховувати в розрахунках процесу фільтраційний опір ґрунту, який залежить від його проникності. Із зменшенням проникності ґрунту швидкості фільтрації газу спадають, а тиск в пористому середовищі (зокрема за джерелом витікання) зростає в часі.

Процес нестационарної фільтрації газу в ґрунті, викликаний появою аварійного витіку з газопроводу, характеризується тривалістю 1500-1800 с (25-30 хв), яка при зменшенні проникності ґрунту зростає, пропонується розбити на дві фази, перша з них починається з моменту появи витіку і триває до моменту досягнення газом поверхні землі і за тривалістю складає близько третини всього нестационарного процесу, а друга починається з моменту досягнення газом поверхні землі і зменшується стаціонарним процесом витікання газу в атмосферу через ґрунт.

В період першої фази нестационарної фільтрації витрата витіку газу за умов до критичного витікання поступово зменшується і досягає мінімуму в кінцевий момент першої фази, а в подальшому починає зростати. Такий характер зміни витрати витіку пояснюється формуванням поля тисків в пористому середовищі. Запропоновані математичні моделі дають змогу прогнозувати процес формування ареалу загазованості і, відповідно, зміни витрати витіку газу впродовж протікання першої і другої фаз нестационарної фільтрації газу.

Література

- 1 Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, 1975. – С.198-201.
- 2 Ландау Л.Д. Теоретическая физика: В 10-ти т. Т.VI. Гидродинамика. – М.: Наука, 1988. – С. 67-75.
- 3 Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа. 3 изд. – М., 1970. – С. 56-61.
- 4 Крылов Г. В. Эксплуатация газопровода в Западной Сибири / Г. В. Крылов, А. В. Матвеев, О. А. Степанов, Е. И. Яковлев. – Л.: Недра, 1985. – С. 274-278.
- 5 Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. – М.: Наука, 1976. – С. 156-157.
- 6 Campbell J.L., Yang T. Pulsatile flow behaviour in elastic system containing wave reflection. – Trans. ASME. Ser.D, 1969, vol. 91, No 1.
- 7 Kantola R. Transient response of fluid lines including frequency modulated inputs. – Trans. ASME. Ser. D, 1971, vol. 93, No 2.
- 8 Грудз В.Я. Математичне моделювання фільтрації газу в ґрунті внаслідок виникнення малих витоків в газопроводі / В.Я.Грудз, Я.В.Грудз, В.В.Фейчук, Н.Я.Дрінь, Р.Б.Стасюк // Нафтова і газова промисловість. –2011. – № 1. – С. 51-53.
- 9 Грудз В.Я. Дослідження процесу фільтрації газу в ґрунті при появі витоків з газопроводу / В.Я. Грудз, Я.В.Грудз, В.В.Фейчук, Н.Я.Дрінь, Р.Б.Стасюк // Нафтогазова енергетика. –2012. – № 3. – С. 65-68.
- 10 Протодьяконов Н.М. Методика рационального планирования эксперимента / Н.М. Протодьяконов, Р.Н. Тедер. – М.: Наука, 1970. – 76 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
03.06.15

Рекомендована до друку
професором **Середюк М.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**
(відділ МГ і ГРС ПАТ «Укртрансгаз»,
м. Київ)

ЕФЕКТИВНИЙ КОЕФІЦІЄНТ ДИФУЗІЇ В ПОСЛІДОВНОМУ ПЕРЕКАЧУВАННІ РІЗНОСОРТНИХ НАФТ: ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ВЕРИФІКАЦІЯ

Н. В. Люта, Й. В. Якимів, М. Д. Середюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tznng@nuing.edu.ua

Одномерна модель позовжньої турбулентної дифузії і похідні від неї формули для розподілу концентрації, визначення об'єму суміші, її розливання у резервуари можуть бути використані як при послідовному перекачуванні світлих нафтопродуктів, так і при послідовному перекачуванні нафт різних сортів. При цьому у всі розрахункові формули слід підставляти ефективний коефіцієнт дифузії, який враховує специфічність умов взаємного змішування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. Ефективний коефіцієнт дифузії, який характеризує інтенсивність сумішоутворення різносортних рідин, визначає всі параметри технології послідовного перекачування нафт різних сортів. В результаті математичного моделювання та багатоваріантних розрахунків отримано аналітичні моделі для визначення ефективного коефіцієнта дифузії для гідравлічно гладкого закону тертя. Дані моделі є зручними для практичних розрахунків параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів у магістральних нафтопроводах, в тому числі зі складною геометричною структурою. Розроблено методика та програмне забезпечення, які можна рекомендувати для уточнення розрахунків величини ефективного коефіцієнта дифузії у зоні гідравлічно гладкого закону тертя. Адекватність розроблених аналітичних моделей ефективного коефіцієнта дифузії перевірена шляхом порівняння результатів теоретичних досліджень з результатами обробки експериментальних даних, одержаних при послідовному перекачуванні різносортних рідин на лабораторному стенді, що дає можливість моделювати процеси змішування рідин з різною в'язкістю при режимах послідовного перекачування, що мають місце на реальних нафтопроводах, оскільки при її проектуванні витримані критерії геометричної та гідродинамічної подібності. Результати дослідів математично оброблені за запропонованою в роботі методикою і програмним забезпеченням. Згідно з розрахунками гранична відносна похибка визначення дослідного значення ефективного коефіцієнта дифузії становить 9%. Порівняння експериментальних значень ефективного коефіцієнта дифузії з розрахунковими, одержаними за розробленими нами моделями вказує, що відносна різниця результатів не перевищує 19%, що є прийнятним для проведення інженерних розрахунків та свідчить про адекватність розрахункових формул і можливість їх застосування для розрахунку параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів.

Ключові слова: магістральні нафтопроводи, сумішоутворення, дифузія, послідовне перекачування, різносортні нафти.

Одномерная модель продольной турбулентной диффузии и производные от нее формулы для распределения концентраций, определения объема смеси, ее разлива в резервуары могут быть использованы как при последовательной перекачке светлых нефтепродуктов, так и при последовательной перекачке нефтей различных сортов. При этом во все расчетные формулы следует подставлять эффективный коэффициент диффузии, который учитывает специфичность условий взаимного смешивания нефтей с существенной разницей физико-химических свойств. Эффективный коэффициент диффузии, характеризующий интенсивность смесеобразования разносортовых жидкостей, определяет все параметры технологии последовательной перекачки нефтей различных сортов. В результате математического моделирования и многовариантных расчетов получены аналитические модели для определения эффективного коэффициента диффузии для гидравлически гладкого закона трения. Данные модели удобны для практических расчетов параметров последовательной перекачки нефтей различных сортов в магистральных нефтепроводах, в том числе со сложной геометрической структурой. Разработаны методики и программное обеспечение, которые можно рекомендовать для уточнения расчетов величины эффективного коэффициента диффузии в зоне гидравлически гладкого закона трения. Адекватность разработанных аналитических моделей эффективного коэффициента диффузии проверена путем сравнения результатов теоретических исследований с результатами обработки экспериментальных данных, полученных при последовательной перекачке разносортовых жидкостей на лабораторном стенде, позволяющем качественно моделировать процессы смешивания жидкостей с разной вязкостью при режимах последовательной перекачки, имеющих место на реальных нефтепроводах, так как при ее проектировании выдержаны критерии геометрического и гидродинамического подобия. Результаты опытов математически обработаны с применением разработанных в работе методик и программного обеспечения. Согласно с расчетами предельная относительная погрешность определения экспериментального значения эффективного коэффициента диффузии составляет 9%. Сравнение экспериментальных значений эффективного коэффициента диффузии с расчетными, полученными с помощью разработанных нами моделей, показывает, что относительная разница результатов не превышает 19%, что является допустимым при проведении инженерных расчетов и свидетельствует об адекватности расчетных формул и возможности их применения для расчета параметров последовательной перекачки нефтей различных сортов.

Ключевые слова: магистральные нефтепроводи, смесеобразования, диффузия, последовательная перекачка, разносортовые нефти.

A one-dimensional model of a longitudinal turbulent diffusion and its derivative formulas for distribution of concentrations, calculation of mixture volumes, and distribution of mixtures into tanks can be used for delivery of light oil product by batches, as well for delivery of various kinds of oil by batches. Furthermore, it is important to place the effective diffusion coefficient that takes into account the specific conditions of mixing of different kinds of oil into the calculation formulas. The effective diffusion coefficient that characterizes the intensity of mixing of liquids with different physical properties determines all the parameters of the technology of delivery of various kinds of oil by batches. As the result of mathematical modelling and numerous calculations, the analytical models for calculating the effective diffusion coefficient for smooth friction flow regime have been obtained. The models are simple and convenient for practical calculations of the parameters of the technology for delivery of various kinds of oil by batches in main oil pipelines, including pipelines with complicated geometric structure. Methods and software for precise calculations of the effective diffusion coefficient for smooth friction flow regime have been developed. The adequacy of the developed analytical models of effective diffusion coefficient has been tested with the help of comparison of the theoretical studies results with the experimental data processing results that were obtained when delivering various kinds of oil by batches on a laboratory bench. This provides a possibility to model processes of mixing of different density liquids using the regime of delivery by batches that takes place at real oil pipelines because all the criteria of geometric and hydrodynamic similarity have been maintained during the engineering process. The results of the studies have been mathematically processed using the obtained methods and software. The limiting relative error of the effective diffusion coefficient of the calculations is equal to 9% in accordance with the calculations. The comparison of experimental values of the effective diffusion coefficient with the calculated values, obtained with the help of the developed models, shows that the relative difference of the results is under 19%, which satisfies the required precision of practical calculations and shows that the obtained equations are valid and can be used for practical calculations.

Keywords: main oil pipelines, mixture formation, diffusion, various kinds of oil, delivery by batches.

Актуальність теми

Важливою умовою ефективного функціонування нафтокоридорів є необхідність транспортування у певному напрямі нафт різних сортів, обумовлена диверсифікацією джерел їх надходження та різними адресами кінцевих пунктів, інтегрованих єдиною міжнародною мережею. З вирішенням зазначеного питання безпосередньо пов'язана проблема збереження якості транспортованого продукту. Проблема збереження якості транспортованої нафти на сьогодні набуває надзвичайно важливого значення. На порядку денному стоїть питання створення банку якості для трубопровідних систем країн СНД, в тому числі для України. Мета банку якості - компенсація компаніям збитків, спричинених погіршенням якості нафти в процесі її перекачування трубопроводами. Зазначені банки якості нафти уже функціонують в США, на трубопровідних системах Північного моря, на латиноамериканських нафтопроводах.

Реалізація прогресивної технології послідовного перекачування нафт різних сортів дасть можливість підвищити ефективність використання окремих трубопроводів та їх мереж, зменшить собівартість транспортування нафти з відповідним потенціалом нарощування валютних надходжень від обслуговування міжнародних поставок, дозволить ефективно вирішити питання збереження якості кожного сорту нафти.

Мета і задачі досліджень – дослідити закономірності сумішоутворення різносортних нафт за умов їх послідовного перекачування трубопроводом, одержати аналітичні залежності ефективного коефіцієнта дифузії та довести їх адекватність шляхом співставлення результатів теоретичних та експериментальних досліджень.

Об'єкт дослідження – магістральні нафтопроводи, якими здійснюється перекачування нафт, з суттєвою різницею фізичних властивостей та показників якості.

Предмет дослідження – дифузійні процеси в нафтопроводах за умов послідовного перекачування різносортних нафт у зоні гідравлічно гладкого закону тертя.

Методи дослідження: методи математичного аналізу, математичного моделювання та інтерпретації, а також загальновідомі методи обробки результатів експериментальних досліджень.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. Метод послідовного перекачування як спеціальна технологія трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів характеризується комплексом специфічних технологічних параметрів. Більшість із них безпосередньо пов'язані з основною особливістю даної технології перекачування – утворенням суміші у зоні контакту різносортних рідин. До параметрів послідовного перекачування, які безпосередньо визначаються інтенсивністю сумішоутворення різносортних рідин, належать об'єм суміші за різних граничних концентрацій, об'єм сторонніх рідин, які як домішки надходять у резервуари з товарними продуктами у процесі розкладання суміші в кінці трубопроводу, кількість циклів послідовного перекачування, мінімальні об'єми партій транспортованих продуктів, необхідний об'єм резервуарної ємності на головній насосній станції та в кінці трубопроводу.

Теоретичними і практичними аспектами послідовного перекачування світлих нафтопродуктів займалися засновники московської наукової школи В.С. Яблонський, В.І. Чернікін, В.О. Юфін, М.В. Лур'є, В.І. Марон, представники уфимської наукової школи М.В. Нечваль, А.Ш. Асатурян, В.Ф. Новосолов, П.І. Тугунов. В Україні питаннями послідовного перекачування нафтопродуктів займалися К.Д. Фролов, І.Х. Хізгілов, М.Д. Середюк, С.С. Шнерх, Й.В. Якимів. Помітний вклад у теорію сумішоутворення рідин при послідовному перекачуванні внесли вчені далекого зарубіжжя Д. Тейлор,

Ф. Фоулер, Г Броун, Ф. С'єнітцер, Р. Аріс, Х. Балей, В. Хогарті, Л. Тіхасек. Особливо значна роль робіт Тейлора, які мали вирішальний вплив на всі подальші дослідження з даної тематики.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Не дивлячись на велику кількість досліджень, проблематика, пов'язана з реалізацією послідовного перекачування різносортих рідин на реальних трубопроводах, до сьогодення часу не вичерпана і залишає широке поле для наукової діяльності. Це стосується як технології послідовного перекачування малов'язких нафтопродуктів, так і ще в більшій мірі технології послідовного перекачування нафт різних сортів. Необхідним є аналіз та узагальнення наукових досліджень з даної тематики, вибір тих теоретичних концепцій, які встоялися і знайшли надійне підтвердження у практиці експлуатації магістральних нафтопродуктопроводів, визначення можливості застосування низки математичних моделей, що характеризують закономірності сумішоутворення світлих нафтопродуктів, для розрахунку параметрів послідовного перекачування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей.

Протягом більш як п'ятдесяти років, паралельно з широким впровадженням послідовного перекачування нафтопродуктів на магістральних трубопроводах, проводились теоретичні та експериментальні дослідження закономірностей перемішування різносортих рідин при їх послідовному переміщенні у трубопроводі, аналізувались різноманітні фактори, які впливають на якісні та кількісні характеристики сумішоутворення, розроблялись методи і технічні засоби для контролю за процесом послідовного перекачування, для зменшення об'ємів пересортування і збереження якості транспортованих нафтопродуктів.

Аналіз результатів теоретичних і експериментальних досліджень закономірностей масопереносу при послідовному перекачуванні різносортих рідин в умовах магістральних нафтопроводів показав, що рівняння поздовжньої турбулентної дифузії може описати з достатньою для практичних потреб точністю процеси сумішоутворення як різносортих світлих нафтопродуктів, так і нафт різних сортів. Необхідною умовою при цьому є підстановка у рівняння адекватного значення ефективного коефіцієнта дифузії D_e , визначеного з врахуванням фізичних властивостей нафти, геометричних характеристик магістральних нафтопроводів і характеристик турбулентного потоку.

Слід зазначити, що ефективний коефіцієнт дифузії є найбільш важливим параметром послідовного перекачування різносортих рідин, він не тільки характеризує інтенсивність сумішоутворення рідин, але і визначає практично всі технологічні параметри даної технології трубопроводного транспорту.

Основний матеріал. У процесі послідовного перекачування світлих нафтопродуктів

діапазон зміни кінематичної в'язкості досить вузький і практично вкладається у проміжок від 1 до 10 сСт. Послідовно транспортовані нафти можуть мати значно ширший діапазон значень кінематичної в'язкості від кількох сантистокс до стока. Послідовне перекачування різносортих нафт може реалізуватись у магістральних нафтопроводах, діаметр яких в умовах України змінюється від DN=300 мм до DN=1200 мм. Витрата нафти у магістральних нафтопроводах також може мінятись у широкому діапазоні залежно від ступеня їх завантаження. Таким чином, з точки зору гідродинаміки, процеси сумішоутворення при послідовному перекачуванні нафт мають ряд особливостей, порівняно з процесами перемішування світлих нафтопродуктів. Залежно від співвідношення геометричних характеристик нафтопроводу, ступеня його завантаження і фізичних властивостей нафт послідовне перекачування нафти може відбуватись у широкому діапазоні критерію Рейнольдса – від $Re = 10000$, що відповідає зоні гідравлічно гладких труб до $Re = 200000 - 300000$, що відповідає зоні змішаного тертя турбулентного режиму. Тому необхідно розробити математичні моделі для ефективного коефіцієнта дифузії, які спроможні врахувати особливості сумішоутворення різносортих нафт у тій чи іншій зоні тертя турбулентного режиму.

Вихідним рівнянням для одержання математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії використовуємо формальний вираз, запропонований В.І. Мароном [1]

$$D_e = \varepsilon_o + \frac{2}{R^2} \int_0^R dr \left[\int_r^R (U - U_o) r' dr' \right]^2, \quad (1)$$

де ε_o - осереднене по площі поперечного перерізу труби значення коефіцієнта турбулентної дифузії;

R - радіус трубопроводу;

U - осереднена швидкість на віддалі r від осі труби;

ε - коефіцієнт турбулентної дифузії.

Формула (1) вказує на основні фактори, від яких залежить величина ефективного коефіцієнта дифузії – це профіль поздовжньої швидкості U і коефіцієнт перенесення речовини по перерізу труби ε . Слід зазначити, що вираз (1) має формальний характер і не може бути безпосередньо використаний для обчислення ефективного коефіцієнта дифузії.

Як зазначено вище, для одержання розрахункових моделей у базовий вираз (1) необхідно підставити відповідні математичні моделі для профілю швидкості і для коефіцієнта турбулентної дифузії.

Послідовне перекачування нафт середньої та підвищеної в'язкості часто відбувається у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму.

Одержимо математичну модель ефективного коефіцієнта змішування для зазначених умов. Як вихідні рівняння використаємо формули для профілю швидкостей U і коефіцієнта

тертя λ у гладких трубах, які були запропоновані А.Д. Альтшулем [2, 3]

$$\frac{U}{U_*} = 5,33 \lg \operatorname{Re} \frac{y}{R} - 2, \quad (2)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,82 \lg \frac{\operatorname{Re}}{100} + 2, \quad (3)$$

де U_* – динамічна швидкість турбулентності;

$$U_* = \sqrt{\frac{\tau_o}{\rho}} = U_o \sqrt{\frac{\lambda}{8}}, \quad (4)$$

Re – значення числа Рейнольдса у трубопроводі;

y – віддаль від стінки труби до шару рідини, що має швидкість U ;

τ_o – дотичні напруження на внутрішній стінці труби;

ρ – густина транспортованого середовища.

Формула (2) після математичних перетворень може бути записана у вигляді

$$\frac{U}{U_*} = 5,33 \lg \operatorname{Re} \frac{R-r}{R} - 2, \quad (5)$$

а після переходу до натуральних логарифмів

$$U = U_* \left[2,315 \ln \frac{\operatorname{Re}(R-r)}{R} - 2 \right], \quad (6)$$

де r – віддаль від осі труби до шару рідини, що рухається зі швидкістю U .

Використовуючи рівняння (6), знаходимо градієнт швидкості у турбулентному потоці рідини, яка рухається у зоні гідравлічно гладких труб

$$\frac{dU}{dr} = -2,315 \frac{U_*}{R-r}. \quad (7)$$

Внутрішній інтеграл у формулі (1) для ефективного коефіцієнта дифузії позначимо через I_1

$$I_1 = \int_r^R (U - U_o) r dr. \quad (8)$$

Формула (8) з врахуванням математичної моделі (6) для розподілу швидкостей рідини по перерізу труби набуває такого вигляду

$$I_1 = \int_r^R \left\{ U_* \left[2,315 \ln \frac{\operatorname{Re}(R-r)}{R} - 2 \right] - U_o \right\} r dr. \quad (9)$$

Для визначення коефіцієнта турбулентної дифузії використаємо формулу, що реалізує гіпотезу Бусинеска [4]

$$D_t = -U_*^2 \frac{r}{R} \left(\frac{dU}{dr} \right)^{-1}. \quad (10)$$

Формула (10) з врахуванням математично-го виразу (7) приймає вигляд

$$D_t = -U_*^2 \frac{r}{R} \left(-\frac{R-r}{2,315 U_*} \right), D_t = U_* \frac{r(R-r)}{2,315 R}. \quad (11)$$

Результати досліджень свідчать, що коефіцієнт молекулярної дифузії D_m на кілька порядків менший від коефіцієнта турбулентної

дифузії D_t . Тому з достатньою для практичних розрахунків точністю можна приймати [4]

$$\varepsilon = D_t, \quad (12)$$

$$\varepsilon = U_* \frac{r(R-r)}{2,315 R}. \quad (13)$$

Осереднене по перерізу труби значення коефіцієнта турбулентного перенесення можна записати у вигляді

$$\varepsilon_o = \frac{1}{\pi R^2} \int_0^R \varepsilon 2\pi r dr, \quad (14)$$

$$\varepsilon_o = \frac{1}{\pi R^2} \int_0^R U_* \frac{r(R-r)}{2,315 R} 2\pi r dr =$$

$$= \frac{2U_*}{2,315 R^3} \left[\int_0^R r^2 dr - \int_0^R r^3 dr \right]. \quad (15)$$

У результаті інтегрування виразу (15) одержуємо

$$\varepsilon_o = \frac{U_*}{2,315 R^3} \frac{R^4}{6},$$

$$\varepsilon_o = 0,072 U_* R. \quad (16)$$

Позначимо зовнішній інтеграл у формулі (1) через I_2

$$I_2 = \int_0^R \left[\int_0^R (U - U_o) r dr \right]^2 \frac{dr}{r \varepsilon} = \int_0^R I_1^2 \frac{dr}{r \varepsilon}. \quad (17)$$

Формула (17) після підстановки виразу (13) приймає вигляд

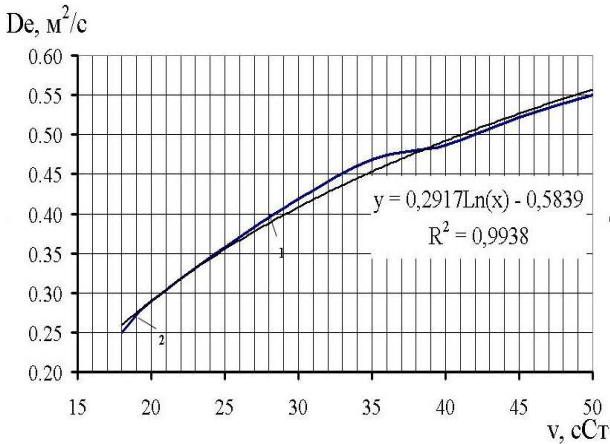
$$I_2 = 2,315 \frac{R}{U_*} \int_0^R I_1^2 \frac{dr}{r^2 (R-r)}. \quad (18)$$

Вираз (1) для ефективного коефіцієнта дифузії з врахуванням прийнятих моделей і позначень можна записати у загальній формі [2]

$$D_e = \varepsilon_o + \frac{2}{R^2} I_2. \quad (19)$$

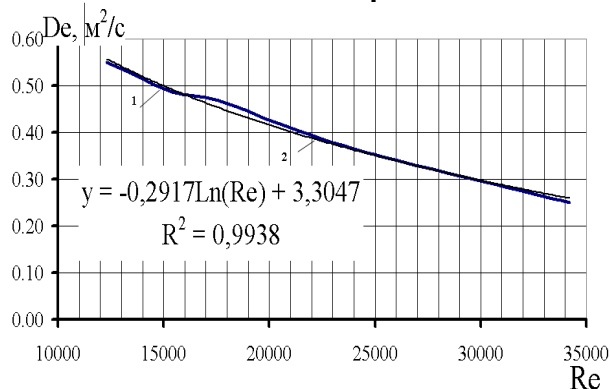
Наведений вище алгоритм дає можливість визначати значення ефективного коефіцієнта дифузії за відомих геометричних характеристик нафтопроводу, режимних параметрів перекачування та розрахункової в'язкості транспортованих нафт. Визначені інтеграли обчислюються чисельним інтегруванням за методом Сімпсона. При цьому враховується, що інтеграл I_2 є не-власним інтегралом, який має особливість на верхній і нижній границях. Використовуючи правило інтегрування не-власних інтегралів, границі інтегрування 0 і R замінюємо на δ і $R - \delta$ відповідно. Величину δ приймаємо такою, щоб нехтування нею при інтегруванні фізично не могло вплинути на значення ефективного коефіцієнта дифузії. Враховуючи особливості структури турбулентного потоку, доцільно приймати величину модифікованої границі інтегрування за умовою $\delta \leq k_e$, де k_e – абсолютна еквівалентна шорсткість поверхні трубопроводу ($k_e = 0,1-0,2$ мм).

З застосуванням даної методики проведено дослідження залежності величини ефективного коефіцієнта дифузії від значення розрахункової в'язкості нафти і числа Рейнольдса. Діапазон в'язкості вибираємо такий, який може мати місце при послідовному перекачуванні нафт різних сортів у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму. Результати багатоваріантних розрахунків представляємо у графічно-матричному вигляді на рисунках 1 і 2.



1 – крива, отримана за результатами розрахунку за програмою;
2 – результат апроксимації

Рисунок 1 – Залежність ефективного коефіцієнта дифузії від розрахункової в'язкості нафти



1 – крива, отримана за результатами розрахунку за програмою;
2 – результат апроксимації

Рисунок 2 – Залежність ефективного коефіцієнта дифузії від числа Рейнольдса

Як видно з рисунків 1 і 2, залежність ефективного коефіцієнта дифузії від розрахункової в'язкості та числа Рейнольдса за умов послідовного перекачування нафт різних сортів у зоні гідравлічно гладких труб можна представити у вигляді таких формул

$$D_e = 0,2917 \ln \nu - 0,5839, \quad (20)$$

$$D_e = -0,2917 \ln Re + 3,3047. \quad (21)$$

З метою виконання технологічних розрахунків магістральних нафтопроводів, в тому числі зі складною геометричною структурою, при послідовному перекачуванні нафт різних

сортів, за аналогією з послідовним перекачуванням світлих нафтопродуктів, доцільно запропонувати універсальну математичну модель для ефективного коефіцієнта дифузії у такому вигляді

$$D_e = A \left(\frac{4Q}{\pi \cdot d} \right)^{1-\chi} \nu^\chi, \quad (22)$$

де A, χ – коефіцієнти математичної моделі, які можна визначити на основі результатів розрахунків за програмою DEGG (таблиця 1).

Використавши дані таблиці 1, знаходимо середні значення коефіцієнтів математичної моделі (22), у результаті одержуємо розрахункову модель для визначення ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні нафт різних сортів у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму

$$D_e = 1092 \left(\frac{4Q}{\pi \cdot d} \right)^{0,25} \nu^{0,75}. \quad (23)$$

Порівняємо між собою результати, одержані за програмою DEGG і за формулою (23). Результати порівняння зводимо у таблицю 2.

Таким чином, використання формули (23) для розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії у діапазоні розрахункової в'язкості нафт від 18 сСт до 50 сСт дає відносну похибку результатів, що не перевищує 7 %, що свідчить про можливість використання даної моделі для практичних розрахунків параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів у магістральних нафтопроводах. За необхідності виконання уточнених розрахунків ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні нафт у зоні гідравлічно гладких труб перевагу слід віддавати використанню розробленої нами програми DEGG.

З метою перевірки адекватності запропонованих аналітичних моделей ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні різносортих нафт, скористаємося результатами експериментальних досліджень закономірностей змішування рідин з різною в'язкістю, які були проведені на кафедрі транспорту і зберігання нафти і газу Івано-Франківського інституту нафти і газу [5].

Метою експериментальних досліджень було вивчення впливу різниці в'язкостей рідин, що перекачуються послідовно, на процес їх змішування. Для проведення експериментів вибиралися рідини, в'язкість яких близька до в'язкості нафт, що послідовно перекачуються промисловими нафтопроводами. В якості таких рідин використовувалась вода і водний розчин карбоксиметилцелюлози. Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) – це високомолекулярна речовина, натрієва сіль простого ефіра целюлози і глікової кислоти. Залежно від кількості КМЦ, що розчиняється в воді, можна отримати рідини різної в'язкості. Цю властивість було використано під час приготування робочої рідини для проведення експериментів.

Гранична відносна похибка під час визначення дослідного значення ефективного коефіцієнта дифузії становила $\pm 9,2$ %.

Таблиця 1 – Результати розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії у зоні гідравлічно гладких труб

Розрахункова в'язкість ν , сСт	Число Рейнольдса Re	Коефіцієнт гідравлічного опору λ	Динамічна швидкість турбулентності U_* , м ² /с	Ефективний коефіцієнт дифузії D_e , м ² /с
50	12312	0,02968	0,07309	0,550
45	13680	0,02885	0,07206	0,522
40	15390	0,02796	0,07094	0,487
35	17588	0,02699	0,06971	0,468
30	20520	0,02594	0,06834	0,419
25	24624	0,02478	0,06679	0,357
20	30780	0,02346	0,06498	0,289
18	34200	0,02287	0,06417	0,250

Таблиця 2 – Порівняння результатів розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії для зони гідравлічно гладких труб, одержаних за програмою DEGG і за формулою (23)

Розрахункова в'язкість ν , сСт	Число Рейнольдса Re	Ефективний коефіцієнт дифузії за програмою DEGG, м ² /с	Ефективний коефіцієнт дифузії за формулою (23), м ² /с	Відносна різниця результатів, %
50	12312	0,550	0,575	+4,6
45	13680	0,522	0,532	+1,9
40	15390	0,487	0,487	0
35	17588	0,468	0,440	-5,9
30	20520	0,419	0,392	-6,4
25	24624	0,357	0,342	-4,2
20	30780	0,289	0,289	0
18	34200	0,250	0,267	+6,8

Для того, щоб визначити характер режиму руху рідини у трубопроводі експериментальної установки діаметром 56,5 мм, визначимо перше перехідне число Рейнольдса, скориставшись загальновідомими формулами [1]

$$Re_1 = 59,5 \left(\frac{d}{2k_e} \right)^{\frac{8}{7}},$$

$$Re_1 = 59,5 \left(\frac{56,5}{2 \cdot 0,1} \right)^{\frac{8}{7}} = 37643,$$

$$\frac{k_e}{d} = \frac{8,15}{Re_1 \sqrt{0,0032 + 0,221 Re_1^{-0,237}}},$$

$$Re_1 = 30860.$$

Виходячи з результатів експериментальних досліджень, можна зробити висновок, що під час проведення експериментів перекачування рідин відбувалось в переважній кількості випадків за турбулентного режиму в зоні гідравлічно гладких труб. Тому, виконаємо розрахунки величини ефективного коефіцієнта дифузії за програмою DEGG, в якій реалізована методика визначення величини ефективного коефіцієнта дифузії для зони гідравлічно гладких труб турбулентного режиму, запропонована вище. Вихідними даними для розрахунків є внутрішній

діаметр трубопроводу лабораторної установки, розрахункова в'язкість та швидкість перекачування, що є експериментальними даними [5].

Рейнтерпретація результатів експериментальних досліджень, з використанням розроблених в даній роботі методик і програмного забезпечення, демонструє задовільне збігання отриманих нами розрахункових значень ефективного коефіцієнта дифузії з експериментальними з відносною похибкою в межах до 20% (табл. 3). Крім того, розглянувши дані таблиці 3, можна помітити, що при дуже близьких значеннях числа Рейнольдса 19228 і 19404 експериментально визначені величини ефективного коефіцієнта дифузії досить сильно відрізняються і відповідно становлять 0,06101 м²/с і 0,07602 м²/с, в той час як величини De , розраховані аналітично для тих самих значень числа Рейнольдса, дорівнюють відповідно 0,05898 м²/с і 0,06085 м²/с. Проведений аналіз свідчить про задовільну адекватність запропонованих нами математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії і можливості їх використання у розрахунках технологічних параметрів послідовного перекачування різносортих нафт на магістральних нафтопроводах.

Наукова новизна. Встановлено вплив структури турбулентного потоку на інтенсивність масообмінних процесів в нафтопроводі і

Таблиця 3 – Порівняння значень ефективного коефіцієнта дифузії, отриманих за програмою DEGG та експериментальним методом

Розрахункова в'язкість, сСт	Швидкість, м/с	Число Рейнольдса	Ефективний коефіцієнт дифузії De за програмою DEGG	Ефективний коефіцієнт дифузії De за дослідями Й.В.Якиміва	Відносна різниця результатів, %
1,614	0,622	21774	0,03551	0,03153	-12,6
2,174	0,622	16165	0,04541	0,04849	6,4
2,418	0,794	18553	0,04752	0,05060	6,1
3,176	0,648	11528	0,07306	0,06193	-17,9
3,286	0,861	14804	0,07085	0,06714	-5,5
3,056	1,04	19228	0,05898	0,06101	3,3
3,028	1,119	20880	0,05581	0,05708	2,2
4,397	1,026	13184	0,09813	0,09998	1,9
3,497	1,137	18370	0,06906	0,06944	0,5

одержані аналітичні залежності для ефективного коефіцієнта дифузії з врахуванням специфіки послідовного перекачування нафт різних сортів у зоні гідравлічно гладкого закону тертя.

Практична цінність отриманих результатів. Запропоновані у даній роботі залежності та програмне забезпечення для визначення ефективного коефіцієнта дифузії у зоні гідравлічно гладкого закону тертя доцільно рекомендувати для впровадження у розрахунки специфічних параметрів послідовного перекачування різносортих нафт, що залежать від інтенсивності сумішоутворення, а також для використання у навчальному процесі при вивченні відповідних дисциплін.

Висновки. Одномірна модель поздовжньої турбулентної дифузії і похідні від неї формули для розподілу концентрацій, визначення об'єму суміші, її розкладання у резервуари можуть бути використані як при послідовному перекачуванні світлих нафтопродуктів, так і при послідовному перекачуванні нафт різних сортів. При цьому у всі розрахункові формули слід підставляти ефективний коефіцієнт дифузії, який враховує специфічність умов взаємного змішування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. В результаті багатоваріантних розрахунків отримані аналітичні залежності для визначення ефективного коефіцієнта дифузії для гідравлічно гладкого закону тертя. Дана модель є зручною для практичних розрахунків параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів у магістральних нафтопроводах, в тому числі зі складною геометричною структурою. Порівняння результатів розрахунків ефективного коефіцієнта дифузії за запропонованою в даній роботі аналітичною залежністю з експериментальними даними свідчить про адекватність розрахункової формули і можливість її застосування для розрахунку параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів.

Можливим напрямком подальших досліджень слід вважати удосконалення запропоно-

ваних моделей та застосування методів і процедур, викладених у даній роботі, для отримання математичних моделей ефективного коефіцієнта дифузії для зони змішаного закону тертя турбулентного режиму.

Література

1. Марон В. И. Об эффективном коэффициенте смешения при последовательной перекачке в неизотермических условиях / В.И. Марон, В.А. Юфин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1974. – № 9.
2. Середюк М.Д. Розробка математичних моделей для ефективного коефіцієнта змішування у зоні гідравлічно гладких труб / М.Д.Середюк, Н.В. Люта // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – Вип. 35. – Том 1. – С. 183–188.
3. Середюк М.Д. Теоретичні моделі для визначення ефективного коефіцієнта змішування при послідовному перекачуванні різносортих нафт у зоні змішаного тертя / М.Д.Середюк, Н.В. Люта // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – Вип. 35. – Том 3. – С. 17–21.
4. Лурье М. В. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов / М.В. Лурье, В. И. Марон, Л.А. Мацкин – М.: Недра, 1979. – 250 с.
5. Якимив И.В. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов с жидкостными разделителями: дис. канд. техн. наук / Якимив Иосип Васильевич. – Ивано-Франковск, 1983 – 183 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
01.06.15

Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Банахевичем Ю.В.
(відділ МГ і ГРС ПАТ «Укртрансгаз»,
м. Київ)

Наука — виробництву

УДК 621.791:621.643.1/2

РЕМОНТ ДЕФЕКТА УТОНЕНИЯ СТЕНКИ ТРУБЫ С ПОЗИЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ СВАРОЧНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ

О.И. Олейник

*Институт электросварки им. Е.О. Патона НАН Украины; 03680, г. Киев, ул. Боженко, 11,
тел. (044) 2004779, e-mail: office@paton.kiev.ua*

Розроблено розрахункову методику визначення критичних лінійних розмірів стоншення стінки труби магістрального газопроводу в поздовжньому та кільцевому напрямках. На підставі отриманих розрахункових результатів побудовано діаграми критичних лінійних розмірів дефектів, які дають змогу визначити максимально допустимий рівень тиску в газопроводі для гарантованого забезпечення умов безпечного виконання ремонтних робіт з використанням дугового зварювання. З точки зору збереження режиму експлуатації газопроводу на час ремонту запропоновано нову техніку зварювання дефекту.

Ключові слова: магістральний газопровід, ремонт, дугове зварювання, стоншення стінки труби, безпека.

Разработана расчетная методика определения критических линейных размеров утонения стенки трубы магистрального газопровода в продольном и окружном направлениях. На основании полученных расчетных результатов построены диаграммы критических линейных размеров дефектов, которые позволяют определить максимально допустимый уровень давления в газопроводе для гарантированного обеспечения условий безопасного выполнения ремонтных работ с применением дуговой сварки. С точки зрения сохранения режима эксплуатации газопровода на время ремонта предложена новая техника заварки дефекта.

Ключевые слова: магистральный газопровод, ремонт, дуговая сварка, утонение стенки трубы, безопасность.

Computational methods for determining the critical linear dimensions of reduction in pipe wall thickness of the main gas pipeline in the longitudinal and circumferential directions were developed. The diagrams for critical linear dimensions of the defects, which allow to determine the maximum allowable pressure level in the pipeline to ensure safe conditions for repair operations with the help of arc welding, were built on the basis of the obtained computational results. In order to maintain the gas pipeline operation mode repair operations, a new technique for the defect welding was suggested.

Key words: main gas pipeline, repair operation, arc welding, pipe wall thickness reduction, safety.

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

Наиболее распространенными дефектами линейной части магистральных газопроводов являются коррозионно-механические повреждения, которые характеризуются потерей металла и утонением стенки трубы. С практической и экономической точек зрения рациональным является ремонт этих дефектов с применением дуговых способов сварки в условиях действующего газопровода, находящегося под внутренним давлением. Основными методами ремонта являются: заварка утонений; усиление дефектных стенок труб сварными бандажами либо муфтами различных конструкций [1-9]. Учитывая, что по разным оценкам утонения составляют более 50% от общего количества

[10], заварка, во многих случаях, выглядит привлекательным методом ремонта. При заварке обеспечивается оперативность устранения дефекта и снижение стоимости самого ремонта, поскольку не требуется использование дополнительных материалов. Особенно актуален такой метод ремонта на участках трубопроводов с изгибами, прогибами, взаимным смещением труб вдоль продольной оси, в труднодоступных местах, а также при изменении проходного диаметра – в таких случаях установка муфт и бандажей затруднена или практически невозможна. Однако при всех достоинствах сварочных технологий имеются ряд проблем, с которыми практически всегда сталкиваются при проведении ремонтных работ.

Одна из основных проблем связана с безопасностью выполнения работ – риском разрушения стенки трубы вследствие локального разогрева и разупрочнения материала трубы в процессе сварки при воздействии внутреннего давления [1, 3, 6, 8, 11, 12]. Понятно, что наибольшую опасность вызывает выполнение дуговой сварки при заварке утонений стенок труб, поскольку в местах их расположения остаточная толщина стенки меньше номинальной [1, 7]. Резерв в обеспечении безопасных условий сварочных работ состоит в снижении давления в магистрали на момент выполнения ремонта, при котором существенно не изменяется режим эксплуатации газопровода. В связи с этим существует необходимость в проведении расчетных оценок, которые обосновывали бы максимально допустимую величину давления в магистрали с учетом технологических воздействий на дефект, таких как зачистка поверхности от продуктов коррозии либо сварочный нагрев, при которых изменяются его начальные габаритные размеры.

АНАЛИЗ ПОСЛЕДНИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПУБЛИКАЦИЙ

Вопросу определения допустимого внутреннего давления в трубопроводе посвящено большое количество экспериментально-теоретических работ, в которых изучено влияние таких факторов, как толщина стенки трубы, уровень внутреннего давления, величина погонной энергии сварки, температура предварительного подогрева на риск разрушения стенки трубы. Например, в работах [6, 7, 13] определены условия безопасности, которые заключаются в том, что максимальное внутреннее давление должно быть не более 6,7 МПа с остаточной толщиной стенки трубы не менее 3,2 мм, при этом тепловложение первых проходов должно быть не более 0,51 кДж/мм. В работах [12, 14, 15] показано, что прожог стенки трубы не происходит при условии, что температура на внутренней поверхности стенки трубы не превышает 982 °С. При оценке влияния предварительного подогрева в работах [14, 16] отмечено, что подогрев не оказывает существенного влияния на вероятность разрушения стенки трубы. Для случаев ремонта действующего газопровода сварными муфтами, которые привариваются к стенке трубы кольцевыми швами, в [17] допустимое давление рассчитывается исходя из глубины дефекта либо глубины зоны потери прочности металла в месте сварки.

В исследованиях [18, 19] для различных параметров дуговой сварки, трубопровода, скорости транспортирования газа установлены критические уровни давления, ниже которых разрушение по механизму пластической неустойчивости стенки трубы от воздействия внутреннего давления не реализуется при заварке язвенных дефектов. Расчетным путем установлено, что остаточная толщина стенки трубы должна быть не менее 6 мм. Действующими в Украине нормативно-техническими докумен-

тами [20, 21], регламентируется выполнение ремонтов коррозионно-механических повреждений заваркой на трубопроводе под давлением. Нормы устанавливают правила ремонта как небольших по протяженности утонений стенок труб - длиной до 80 мм вдоль образующей, так и обширных коррозионных повреждений (площадь до 30000 мм²). Для последнего случая указано, что допустимое давление в магистрали не должно превышать 70% от рабочего. Такое требование не учитывает реальные габаритные размеры дефектов, которые и определяют риск разрушения стенки трубы при выполнении заварки на действующем магистральном газопроводе.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ – разработка расчетной методики по определению безопасных условий выполнения сварки на газопроводе под давлением и изыскание резервов технологии сварки, позволяющих существенно не менять режим работы магистрали при ремонте заваркой обширных по площади и протяженности утонений стенки трубы.

ИЗЛОЖЕНИЕ ОСНОВНОГО МАТЕРИАЛА

Пусть утонение стенки трубы характеризуется начальными габаритными размерами $S_0 \times C_0 \times a_{\max}$, где S_0, C_0 - размеры в осевом и окружном направлениях, a_{\max} – максимальная глубина дефекта (рис. 1).

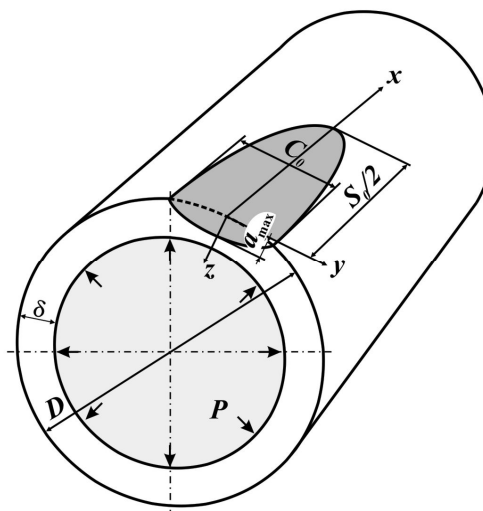


Рисунок 1 – Схема утонения стенки трубы

Для оценки степени допустимости дефекта используем зависимости [19], полученные после обработки расчетной методики [22] по оценке утонения стенки в оболочке, нагруженной внутренним давлением P . В соответствии с [19, 22] допустимость утонения на поверхности трубы, определяется параметром R_j :

$$R_j = \frac{\delta_{\min} - \omega}{[\delta_p]}, \quad (j=S, C), \quad (1)$$

где $\delta_{\min} = \delta - a_{\max}$ – минимальная остаточная толщина стенки трубы в зоне дефекта;

δ – толщина стенки трубы;
 ω – прогнозируемое уменьшение толщины стенки трубы вследствие коррозии металла;
 $[\delta_p]$ – минимально допустимая толщина стенки трубы без дефекта, определяемая расчетным путем.

Условие допустимости $Y(t)$ утонения с размерами $S(t)$, $C(t)$, $a(t)$ на данный момент времени t можно представить в виде:

$$Y(t) = \delta - a(t) - [\delta_p] R_j \geq 0. \quad (2)$$

Для определения величины R_j ($j=S, C$) в [М] предложены следующие расчетные зависимости:

$$R_s = \begin{cases} 0,2, \text{ при } \lambda \leq 0,3475 \\ \left(0,9 - \frac{0,9}{\sqrt{1+0,48\lambda^2}} \right) \left(1,0 - \frac{0,9}{\sqrt{1+0,48\lambda^2}} \right)^{-1}, \\ \text{при } \lambda > 0,3475; \end{cases}$$

$$R_c = \begin{cases} 0,2, \text{ при } \frac{C_0}{D} \leq 0,348 \\ \frac{-0,7358 + 10,511 \left(\frac{C_0}{D} \right)^2}{1,0 + 13,838 \left(\frac{C_0}{D} \right)^2}, \\ \text{при } \frac{C_0}{D} > 0,348. \end{cases} \quad (3)$$

Видно, что для нахождения параметра R_c достаточно определить соотношение $\frac{C_0}{D}$, что не вызывает особых сложностей. Для определения параметра R_s необходимо рассчитать величину $\lambda = \frac{1,285}{\sqrt{D[\delta_p]}} S_0$, что требует знания $[\delta_p]$.

Минимально допустимая толщина стенки трубы рассчитывается в соответствии с нормами проектирования магистральных трубопроводов [23]. Касательно магистральных газопроводов, на наш взгляд, целесообразно использовать расчетные процедуры, изложенные в [24]. Тогда минимально допустимая толщина стенки трубы для сталей с соотношением $\sigma_T/\sigma_B \leq 0,8$ определяется в соответствии с уравнением:

$$[\delta_p] = \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot k_T \cdot f_T \cdot \sigma_T}, \quad (4)$$

где P_p - расчетное давление в трубе;
 D - внешний диаметр трубы;
 k_T - коэффициент, который зависит от соотношения σ_T/σ_B ;
 f_T - расчетный коэффициент по пределу текучести σ_T материала;
 σ_B - предел прочности материала.

Значение P_p вычисляется по формуле $P_p = 1,1P$, где P – рабочее давление в магистрали.

Для сталей с соотношением $\sigma_T/\sigma_B > 0,8$ величина $[\delta_p]$ определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от предела текучести либо предела прочности: $[\delta_p] = \max \{ \delta_T; \delta_B \}$. В этом случае толщина стенки, которая определяется через σ_T , рассчитывается по формуле:

$$[\delta_T] = \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot f_T \cdot \sigma_T}, \quad (5)$$

а толщина стенки, которая определяется через σ_B , рассчитывается по формуле:

$$[\delta_B] = \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot f_B \cdot \sigma_B}, \quad (6)$$

где f_B - расчетный коэффициент по границе прочности σ_B материала.

Значения расчетных коэффициентов f_T и f_B для формул (4), (5), (6) принимают в зависимости от категории участка магистрального газопровода, на котором выполняется ремонт, в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Значения коэффициентов f_T и f_B

Категория участка газопровода	Расчетные коэффициенты	
	f_T	f_B
III - IV	0,72	0,63
I - II	0,60	0,52
Высшая	0,50	0,43

Расчетный коэффициент k_T в формуле (4) определяют исходя из следующих условий:

- $\sigma_T/\sigma_B \leq 0,6$ – таблица 2;
- $0,6 < \sigma_T/\sigma_B \leq 0,8$ – по формуле

$$k_T = a' - b' \frac{\sigma_T}{\sigma_B},$$

где значение коэффициентов a' , b' принимают также в зависимости от категории участка магистрального газопровода (таблица 2).

Таблица 2 – Значения коэффициентов k_T , a' и b'

Категория участка газопровода	$\sigma_T/\sigma_B \leq 0,6$	$0,6 < \sigma_T/\sigma_B \leq 0,8$	
	k_T	a'	b'
III - IV	1,250	2,000	1,250
I - II	1,333	2,333	1,667
Высшая	1,400	2,600	2,000

Анализ (4), (5), (6) показывает, что при прочих равных условиях, $[\delta_p]$ определяется величиной P , которая зависит от режима эксплуатации магистрального газопровода. Следовательно, при известных значениях давления P и размеров S_0 , C_0 , a_{\max} можно сделать заключение о допустимости дефекта на момент оценки в соответствии с условием (2).

В практике ремонтных работ существует необходимость в решении обратной задачи, т.е. в установлении допускаемого давления $[P] \leq P$, при котором возможно выполнить ремонт не выводя дефект из зоны допустимости ($Y \geq 0$).

При этом необходимо спрогнозировать и учесть увеличение габаритных размеров утонения S_0 , C_0 , a_{\max} вследствие механической зачистки поверхности дефектов от продуктов коррозии, особенно максимальной глубины, которая может дополнительно возрасти.

При принятии решения о ремонте утонения заваркой будем считать, что $\omega=0$, и тогда параметр R_j можно записать в виде:

$$R_j = \frac{\delta - a_{\max}}{[\delta_p]} \quad (j=S, C). \quad (7)$$

В случае изменения величины давления P для условия $a_{\max}=\text{const}$ будут получены новые расчетные значения $[\delta_p]$ и R_j . Соответственно через параметр R_j можно определить S_0 , C_0 при различных значениях $[\delta_p]=f(P)$. Для этого выполним обратное преобразование зависимостей $R_S=f(\lambda)$ в (3) и для $\lambda(R_S)$ получим [25]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda(R_S) = 1,4434 \times \left[0,81 \left(\frac{R_S - 1}{R_S - 0,9} \right)^2 - 1 \right]^{0,5} \\ \qquad \qquad \qquad \text{при } R_S > 0,2 ; \\ \lambda(R_S) = 0,3475 \qquad \qquad \text{при } R_S \leq 0,2 . \end{array} \right. \quad (8)$$

Тогда из системы (3) получим:

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{\text{кр.}}(R_S) = \lambda(R_S) \frac{\sqrt{D[\delta_p]}}{1,285} \\ \\ C_{\text{кр.}}(R_C) = D \left[\frac{R_C + 0,73589}{10,511 - 13,838R_C} \right]^{0,5} \\ \qquad \qquad \qquad \text{при } R_C > 0,2 ; \\ C_{\text{кр.}}(R_C) = 0,348D \qquad \text{при } R_C \leq 0,2 , \end{array} \right. \quad (9)$$

где D – наружный диаметр трубы;

$S_{\text{кр}}$ и $C_{\text{кр}}$ – критические линейные размеры утонения стенки трубы для заданных R_S и R_C .

Сравнение непосредственно измеренных размеров S_0 , C_0 с критическими $S_{\text{кр}}$, $C_{\text{кр}}$ позволяет определить такое $[P]$, при котором выполняется (2) и это обеспечивается условием:

$$S_0 \leq S_{\text{кр.}} , C_0 \leq C_{\text{кр.}} \text{ при } a = \text{const}. \quad (10)$$

Рассмотрим определение критических размеров дефектов утонения стенки детальнее на примере прямошовной трубы из стали класса прочности X70 с нормативными механическими характеристиками $\sigma_T=441$ МПа, $\sigma_B=589$ МПа, диаметр $D=1420$ мм. Задавая ряд значений $\delta_{\min}=\delta-a_{\max}$, получаем соответствующий ряд значений $R_S=R_C$ для $P=7,4$ МПа, $0,9P=6,66$ МПа, $0,8P=5,92$ МПа, $0,7P=5,18$ МПа, $0,6P=4,44$ МПа, $0,5P=3,7$ МПа, на основании которых по (8), (9) определяются $S_{\text{кр.}}$ и $C_{\text{кр.}}$. Расчетные данные приведены в таблицах 3, 4 для I-II и III-IV категорий участков газопровода.

Для упрощения пользования полученными зависимостями, целесообразно расчетные данные изложить в графическом виде – как диаграммы критических линейных размеров утонения стенки трубы. Пример таких диаграмм для участка газопровода высшей категории приведен на рис. 2.

Анализ полученных результатов показывает, что при любом уровне давления в газопроводе критический размер $S_{\text{кр.}}$ в 8...10 раз превышает критический размер $S_{\text{кр.}}$ при одинаковом значении δ_{\min} . Поэтому наиболее существенно на риск разрушения стенки трубы влияет критический размер $S_{\text{кр.}}$. Также заметно, что при малых значениях δ_{\min} ($R_S \rightarrow 0,2$) снижения давления в магистрали не приводит к существенному увеличению критического размера $S_{\text{кр.}}$. Иначе говоря, снижение давления почти не уменьшает риск разрушения стенки трубы. В таких случаях следует отказаться от ремонта утонений заваркой и использовать другие методы ремонта.

В качестве примера использования диаграмм рассмотрим заварку утонения эллипсоидной формы с размерами $S_0=100$ мм ($-50\text{мм} \leq x \leq 50\text{мм}$), $C_0=60$ мм, $a_{\max}=12,5$ мм. Газопровод высшей категории диаметром 1420 мм из стали X70, $\delta = 24$ мм. По диаграмме (рис. 2, а) видно, что на участке газопровода с внутренним давлением $P=7,4$ МПа выполняется условие $S_0 \leq S_{\text{кр.}}$. Если принять, что скорость коррозии в глубину стенки трубы составляет $v_{\text{корр.}}=0,5$ мм/год, то в течение одного года условие (10) будет нарушено и дефект станет недопустимым ($Y<0$). Для восстановления выполнения действия условия (10) потребуется снижение рабочего давления в трубопроводе до $0,9P=6,66$ МПа, что нарушит режим эксплуатации магистрального газопровода. В связи с этим целесообразно в течение времени до 6 месяцев провести ремонт утонения заваркой и восстановить толщину стенки трубы до исходного значения δ .

Проведение ремонта традиционной техникой предусматривает наплавку металла, независимо от направления, на участке утонения с максимальной глубиной a_{\max} (рис. 3).

Нагревание до высоких температур приводит к резкому снижению прочностных характеристик у той части металла, которая охватывает жидкую сварочную ванну, что дополнительно снижает несущую способность стенки трубы в месте дефекта [3]. С некоторым консерватизмом будем считать, что зона металла, которая потеряла прочность, ограничивается изотермой 1000 °С. Также примем, что она проникает на глубину $\zeta=3$ мм при ширине наплавленного валика $B \approx 10$ мм. Тогда условно глубина дефекта дополнительно увеличивается на величину ζ в зоне теплового влияния сварочной дуги ($a_{\text{усл.}}=a_{\max}+\zeta$), а условная остаточная толщина стенки трубы составит $\delta_{\text{усл.}}=\delta-a_{\max}-\zeta=8,5$ мм.

Поскольку $\delta_{\text{усл.}} < \delta_{\min}$, для обеспечения выполнения условия (10) по диаграмме (рис. 2, а) потребуется снижение давления в магистрали до значения менее $0,7P$, что приведет к нару-

Таблица 3 – Значения $S_{кр.}$, $C_{кр.}$ (Категория участка газопровода – I-II)

δ_{min} , мм		4,02	6,04	8,05	10,06	12,08	14,09	16,1	17,1
P, [δ_p] = 20,2 мм	$R_s=R_c$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,85
	$S_{кр.}$, мм	45,7	60,8	77,4	97,8	125,9	172,2	284,1	476,2
	$C_{кр.}$, мм	493,6	573,0	678,4	832,9	1104,4	1874,0	∞	∞
0,9P, [δ_p] = 18,2 мм	$R_s=R_c$	0,222	0,332	0,444	0,555	0,666	0,777	-	-
	$S_{кр.}$, мм	46,5	62,6	81,4	106,3	145,5	233,3	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	509,7	604,5	738,7	960,3	1483,1	∞	∞	∞
0,8P, [δ_p] = 16,1 мм	$R_s=R_c$	0,25	0,375	0,5	0,623	0,746	0,871	∞	∞
	$S_{кр.}$, мм	47,5	65,3	87,5	120,8	189,8	745,1	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	530,9	648,7	832,9	1213,2	∞	∞	∞	∞
0,7P, [δ_p] = 14,1 мм	$R_s=R_c$	0,285	0,428	0,569	0,711	0,854	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	49,0	69,2	97,6	152,1	449,3	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	560,4	716,0	1006,2	2160	∞	∞	∞	∞
0,6P, [δ_p] = 12,1 мм	$R_s=R_c$	0,332	0,5	0,665	0,83	-	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	51,1	75,8	118,8	296,4	∞	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	604,5	832,9	1483,1	∞	∞	∞	∞	∞
0,5P, [δ_p] = 10,1 мм	$R_s=R_c$	0,4	0,6	0,8	-	-	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	54,7	89,0	200,9	∞	∞	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	678,4	1104,4	∞	∞	∞	∞	∞	∞

Таблица 4 – Значения $S_{кр.}$, $C_{кр.}$ (Категория участка газопровода – III-IV)

δ_{min} , мм		3,42	5,13	6,84	8,55	10,26	11,97	13,68	14,54
P, [δ_p] = 17,0 мм	$R_s=R_c$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,85
	$S_{кр.}$, мм	42,1	56,0	71,4	90,2	116,1	158,7	261,9	438,9
	$C_{кр.}$, мм	493,6	573,0	678,4	832,9	1104,4	1874,0	∞	∞
0,9P, [δ_p] = 15,4 мм	$R_s=R_c$	0,222	0,332	0,444	0,555	0,666	0,777	-	-
	$S_{кр.}$, мм	42,8	57,7	75,1	98,0	134,1	215,0	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	509,7	604,5	738,7	960,3	1483,1	∞	∞	∞
0,8P, [δ_p] = 13,7 мм	$R_s=R_c$	0,25	0,375	0,5	0,623	0,746	0,871	∞	∞
	$S_{кр.}$, мм	43,8	60,2	80,6	111,3	175,0	686,8	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	530,9	648,7	832,9	1213,2	∞	∞	∞	∞
0,7P, [δ_p] = 12,0 мм	$R_s=R_c$	0,285	0,428	0,569	0,711	0,854	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	45,1	63,8	90,0	140,2	414,1	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	560,4	716,0	1006,2	2160	∞	∞	∞	∞
0,6P, [δ_p] = 10,3 мм	$R_s=R_c$	0,332	0,5	0,665	0,83	-	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	47,1	69,8	109,5	273,2	∞	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	604,5	832,9	1483,1	∞	∞	∞	∞	∞
0,5P, [δ_p] = 8,6 мм	$R_s=R_c$	0,4	0,6	0,8	-	-	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	50,4	82,1	185,2	∞	∞	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	678,4	1104,4	∞	∞	∞	∞	∞	∞

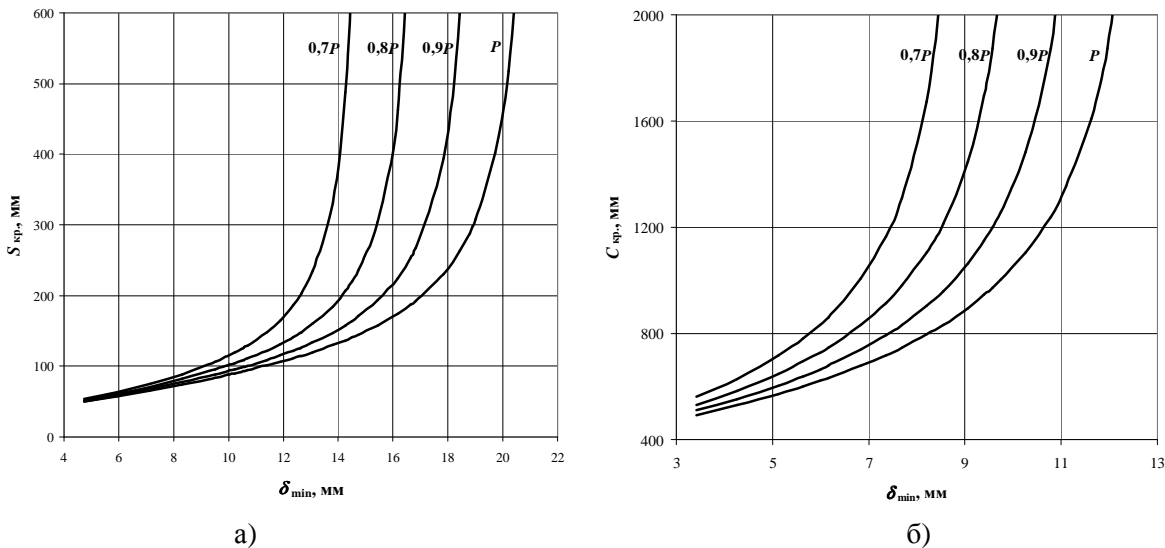
шению режима работы газопровода на время ремонта.

В этой связи вызывает интерес схема ремонта утонения, которая предусматривает заваривание в окружном направлении, начиная с концов дефекта (рис. 4).

Для данного случая обеспечивается выполнение условия: $\delta_{усл.} > \delta_{min} = \delta - a(x) - \zeta$. На каждом следующем шаге наплавка валика выполняется на противоположном конце дефекта. Поскольку при наплавке валика требуется перекрытие с предыдущим смежным на 3 мм, примем ширину $B=7$ мм. Так например, для $S=S_0-B=93$ мм, остаточная толщина δ_{min} должна быть не менее

10,5 мм для рабочего давления $P=7,4$ мм (рис. 3). При этом требование $S_0 \leq S_{кр.}$ сохраняется и необходимость в снижении рабочего давления P отсутствует.

В общем виде при наплавке с противоположных концов получаем изменение длины $S_n = S_0 - nB$, где n - номер прохода. Соответственно для каждого следующего значения длины утонения S_n , зная глубину $a(x)$, где x - координата вдоль оси дефекта n -го прохода, можно рассчитать условную глубину дефекта $a_{усл.} = a(x) + \zeta$. Тогда определяется условная остаточная толщина стенки $\delta_{усл.} = \delta - a_{усл.}$, которая сравнивается с допустимой величиной δ_{min} для



а — $S_{кр.}$; б — $C_{кр.}$.
Рисунок 2 – Диаграмма критических линейных размеров утонений стенки трубы из стали X70 диаметром 1420 мм

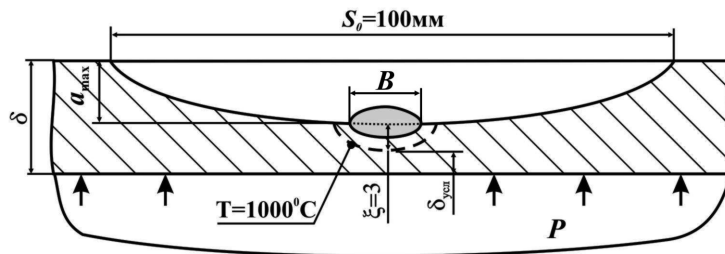
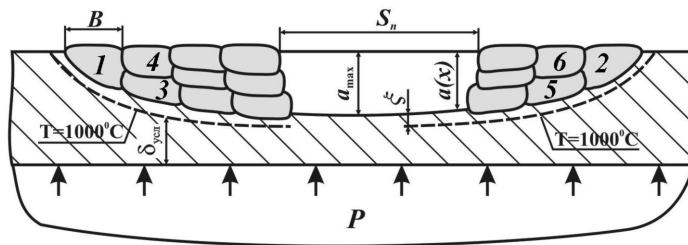


Рисунок 3 – Схема заварки утонения эллипсоидной формы



1, 2, 3 ... - номера проходов n

Рисунок 4 – Схема заварки утонения в кольцевом направлении с концов дефекта

S_n при давлении P . Должно выполняться условие $\delta_{усл.}(S_n) > \delta_{min}(S_n)$. На основании этого сравнения принимается решение о необходимости и степени снижения давления. В таблице 5 для вышеупомянутого примера приведены расчетные величины S_n , x_n , $a_{усл.}(n)$, $\delta_{усл.}$, $\delta_{min}(S_n)$ для $n = 1, 2, \dots$ при различных значениях внутреннего давления в газопроводе.

Для утонения, которое имеет эллипсоидную форму, глубину $a(x)$ можно определить по формуле:

$$a(x) = a_{max} \sqrt{1 - \left(\frac{2x}{S_0}\right)^2 - \left(\frac{2y}{C_0}\right)^2}, \quad (11)$$

где $a_{max} = \delta - \delta_{min}$.

Тогда глубина $a(x)$ по оси x при $y=0$ (рис. 1) рассчитывается по формуле:

$$a(x) = (\delta - \delta_{min}) \sqrt{1 - \left(\frac{2x}{S_0}\right)^2},$$

при $-\frac{S_0}{2} \leq x \leq \frac{S_0}{2}$. (12)

Условная глубина дефекта n -го прохода для примера, рассмотренного выше, будет составлять:

$$a_{усл.}(n) = (\delta - \delta_{min}) \sqrt{1 - \left(\frac{2x_n}{S_0}\right)^2} + \xi =$$

$$= 12,5 \sqrt{1 - \left(\frac{2x_n}{S_0}\right)^2} + 3,0 \text{ [мм]}.$$

Таблица 5 – Расчетные величины для случая заварки утонения эллипсоидной формы

n	S _n , мм	x _n , мм	a _{усл.} (n), мм	δ _{усл.} , мм	δ _{min} (S _n), мм			
					(P=7,4МПа)	(0,9P=6,66МПа)	(0,8P=5,92МПа)	(0,7P=5,18МПа)
1	100	50	3,0	21	11,4	10,8	10,0	9,1
2	93	-50	3,0	21	10,5	9,9	9,3	8,7
3	86	43	9,4	14,6	9,6	9,2	8,7	8,1
4	79	-43	9,4	14,6	8,9	8,5	8,0	7,5
5	72	36	11,7	12,3	8,0	7,6	7,2	6,9
6	65	-36	11,7	12,3	7,0	6,7	6,4	6,1
7	58	29	13,2	10,8	6,0	5,8	5,5	5,2
8	51	-29	13,2	10,8	5,0	<5,0	<5,0	<5,0
9	44	22	14,2	9,8	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
10	37	-22	14,2	9,8	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
11	30	15	14,9	9,1	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
12	23	-15	14,9	9,1	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
13	16	8	15,3	8,7	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
14	9	-8	15,3	8,7	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0

Как видно из полученных расчетных результатов, на каждом проходе n сохраняется выполнение основного условия $\delta_{усл.}(S_n) > \delta_{min}(S_n)$. В общем случае необходимо учитывать два варианта: когда условная глубина дефекта (ограниченная изотермой 1000 °С) меньше максимальной глубины $a_{усл.}(n) < a_{max}$ и наоборот – что может потребовать незначительного снижения давления.

Необходимо также отметить ту особенность, что один и тот же дефект на линейной части магистрального газопровода может быть как недопустимым ($Y < 0$), так и наоборот – допустимым. Это связано с естественным снижением рабочего давления P в магистрали при транспортировке газа от одной компрессорной станции к другой.

ВЫВОДЫ

1. С позиции обеспечения безопасности при ремонте сваркой утонений стенок труб магистральных газопроводов под давлением изучено влияние основных факторов, определяющих риск спонтанного разрушения: линейные размеры дефекта, уровень давления в магистрали, прочностные характеристики металла трубы, глубина проплавления, зона температурного снижения прочности материала в результате сварочного нагрева.

2. Построены диаграммы критических линейных размеров утонений в зависимости от остаточной толщины стенки трубы для уровней внутреннего давления природного газа в магистрали от рабочего P до $0,7P$.

3. В случае крупных дефектов более значимым является их размер в продольном направлении, на основе чего утверждается, что при устранении утонения техника ремонта должна предусматривать заварку дефекта исключительно в окружном направлении так, чтобы обеспечивалось постепенное уменьшение размеров дефекта вдоль образующей трубы.

4. С практической точки зрения изложенный подход имеет преимущество, поскольку позволяет выполнять ремонт утонения заваркой без снижения давления в трубопроводе, что в свою очередь сохраняет режим эксплуатации трубопровода и объемы транспортируемого газа. В том случае, если все же необходимо снизить давление в магистрали, то степень снижения будет меньше, чем это требуется при традиционной технике ремонта.

ЛИТЕРАТУРА

1 Бут В.С. Застосування дугового зварювання для ремонту діючих трубопроводів [Текст] / В.С. Бут, Ю.Я. Грецький, В.В. Розгонюк // Нафт. і газ. пром. – 1998. – №6. – С. 44-47.

2 Бут В.С. Обґрунтування нового підходу до виконання зварювальних робіт на трубопроводах під тиском [Текст] / В.С. Бут, Ю.Я. Грецький, В.В. Розгонюк // Нафт. і газ. пром. – 2001. – №4. – С.33-39.

3 Бут В.С. Присоединение дуговой сваркой отводов к магистральным нефтепроводам под давлением [Текст] / В.С. Бут // Нефтяная промышленность. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – С. 1-92 – (Серия "Транспорт и хранение нефти")

4 Долгов И.А. Новые способы ремонта дефектов МГ с применением сварочных технологий [Текст] / И.А. Долгов, С.П. Севостьянов, О.В. Глушенков // Газовая промышленность. – 2006. – №12. – С.28-31.

5 Ремонт магистральних трубопроводів під тиском [Текст] / М.В. Беккер, В.С. Бут, Р.М. Говдяк [та ін.] – К.: Кий, 2008. – 239 с.

6 Bruce W.A., Mishier H.D., Kiefner J.F. Repair of Pipelines by Direct Deposition of Weld Metal // Project PR-186-9110. Edison Welding Institute. – June 1993.

7 Bruce W.A., Swatzel J.F., Dorling D.V. Direct weld deposition Repair of Pipelines Defects // First International Conference – Welding onto

in-service Petroleum Gas and Liquid Pipelines. – Australia. - WTIA. - 2000.

8 Jaske C.E., Hart B.O., Bruce W.A. Updated Pipeline Repair Manual // Project PR-86-0324. Edison Welding Institute. – August 2006.

9 Pipelines – Gas and liquid petroleum: Australian Standard AS 2885 – 1997.– (Национальный стандарт Австралии).

10 Направления развития технологий ремонта магистральных трубопроводов в условиях эксплуатации // Сборник докладов научно-практического семинара [Обеспечение эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта], (11 апреля 2006г., г. Киев, Украина) / НТК ИЭС им. Е.О. Патона - К.: Эко-технология, 2006 – 106 с.

11 Sabapathy P. N. The prediction of burn-through during in-service welding of gas pipelines / P.N. Sabapathy, M.A. Wahab, M.J. Painter// International Journal of Pressure Vessels and Piping. – Volume 77, Issue 11, September 2000. – P. 669-677.

12 Wade J.B. Hot Tapping of Pipelines // Australian Welding Research Association Symposium, paper no. 14 (Melbourne, Australia, 1973).

13 Bruce W. A. Welding onto In-Service Thin-Wall Pipelines, Final Report to PRC International for PR-185-9908, EWI Project No. 41732CAP, Edison Welding Institute, Columbus, OH, July 2000.

14 Cassie B.A. The Welding of Hot Tap Connections to High Pressure Gas Pipelines, J.W. Jones Memorial Lecture (Pipe Line Industries Guild, October 1974).

15 Howden D.G. Welding on Pressurized Pipeline, Loss Prevention, Vol. 9 (New York, NY: American Institute of Chemical Engineers), pp. 8-10.

16 Wade J.B. Hot Tapping of Pipelines, Australian Welding Research Association Report, Snowy Mountains Corporation, 1978.

17 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть II. Технология сварки при ремонте промышленных и магистральных газопроводов, находящихся в эксплуатации: СТО Газпром 2-2.3-137-2007 – [Введен в действие 2007-12-14] – ОАО "Газпром" – 2007. – 194 с. – (Стандарт организации).

18 Математическое моделирование язвенных дефектов в действующих нефте- и газопроводах и разработка численного метода оценки допустимых режимов дуговой заварки таких дефектов [Текст] / В.И. Махненко, В.С. Бут, Е.А. Великоиваненко [и др.] // Автоматическая сварка. – 2001. – №11. – С.3-10.

19 Махненко В.И. Ресурс безопасной эксплуатации сварных соединений и узлов современных конструкций [Текст] / В.И. Махненко. – К.: Наук. думка, 2006. – 618 с.

20 Магістральні газопроводи. Ремонт дуговим зварюванням в умовах експлуатації: ГБН В.3.1-00013741-12:2011. – [Введений в дію 2011-09-06]. – К.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – 2011. – 152 с. – (Галузеві будівельні норми України).

21 Магістральні нафтопроводи. Методи ремонту дефектних ділянок: ВБН В.3.1-00013741-07:2007. – [Введений в дію 2007-01-01]. – К.: Міністерство палива та енергетики України. – 2007. – 110 с. – (Відомчі будівельні норми України).

22 API Recommended Practice 579. Fitness-for-Service. API Publishing Services. First edition. - January 2000. - 625 p. – (Практические рекомендации).

23 Магістральні трубопроводи: СНиП 2.05.06-85 – [Введен в действие 1986-01-01] – Госстрой СССР – 1985. – 64 с. – (Строительные нормы и правила).

24 Магістральні газопроводи: СТО Газпром 2-2.1-249-2008 – [Введен в действие 2008-04-26] – ОАО "Газпром" – 2008. – 239 с. – (Стандарт организации).

25 Оптимальное снижение рабочего давления в трубопроводе при ремонте наплавкой утонения [Текст] / В.И. Махненко, В.С. Бут, С.С. Козлитина, Л.И. Дзюбак, О.И. Олейник // Автоматическая сварка. – 2010. – №10. – С. 10-13.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
29.05.15*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Рубаковим А.А.
(Інститут електрозварювання ім. Є.О.Патона
НАН України, м. Київ)*

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ НАЛИПАННЯ МАЗУТУ НА КОНСТРУКТИВНІ ЕЛЕМЕНТИ РЕЗЕРВУАРІВ

В.П. Лісафін, Д.В. Лісафін

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tzn g @ n u n g . e d u . u a

За результатами досліджень на ротаційному віскозиметрі "Реотест – 2" та створеній експериментальній установці досліджено процеси налипання мазуту марки 100 на сталевих взірцях різної конфігурації. Результати експериментів дали змогу визначити реологічні властивості мазуту в діапазоні температур від 20 до 70 °С, а також оцінити масу залишків на взірцях після їх перебування в мазуті.

Отримано аналітичні залежності маси залишків мазуту на взірцях від температури.

Результати досліджень можуть бути використані при оцінці кількості мазуту на реальних елементах резервуарних конструкцій з метою визначення його безповоротних втрат.

Ключові слова: мазут, експеримент, реологічні властивості, налипання.

По результатам исследований на ротационном вискозиметре "Реотест – 2" и созданной экспериментальной установке исследованы процессы налипания мазута марки 100 на стальные образцы различной конфигурации. Результаты исследований позволили определить реологические свойства мазута в диапазоне температур от 20 до 70 °С, а также оценить массу остатков на образцах после их пребывания в мазуте.

Получены аналитические зависимости массы остатков мазута на образцах от температуры.

Результаты исследований могут быть использованы при оценке количества мазута на реальных элементах резервуарных конструкций с целью определения его безвозвратных потерь.

Ключевые слова: мазут, эксперимент, реологические свойства, налипание.

The article deals with the study of the processes of sticking of fuel oil 100 onto different configuration steel samples based on the results of the studies on rotational viscometer "Reotest – 2" and developed experimental unit. The experimental results allowed to determine the fuel oil rheological properties in the temperature range from 20°C to 70°C, as well as to estimate the mass balances of the samples after their stay in the fuel oil.

Analytical dependencies of fuel oil residue mass on the samples on the temperature were obtained.

The study results can be used to estimate the amount of fuel oil on the real elements of tank designs in order to determine its irrecoverable losses.

Key words: fuel oil, experiment, rheological properties, adhesion.

Актуальність теми. Економічний розвиток та достаток будь-якої країни світу значною мірою залежить від забезпеченості потреб промисловості вуглеводневими сировинними енергоносіями. Одним з видів енергоносіїв є мазут. Мазут застосовують в котельних установках, парових котлах, промислових печах (наприклад в мартенівських), за допомогою мазуту створюють гудрони, машинні оливи та інші матеріали.

Слід зауважити, що теплотворна здатність природного газу і мазуту приблизно однакові, хоча окремі марки мазуту мають теплотворність на 5 – 10 % вищу, ніж у газу. Порівняння вартості однієї Ккал, що отримана при спалюванні природного газу і мазуту, свідчать, що використання останнього буде приблизно на 12 – 15 % дорожчим. В принципі, мазут – це резервне паливо. На мазуті котельні працюють не часто, переважно в періоди обмеження споживання природного газу. Однак в умовах дефіциту природного газу в Україні мазут може розглядатися як альтернативне паливо. Більшість котлів, які встановлені на теплоелектроцентралях і муніципальних котельнях, можуть без модернізації використовувати мазут.

Мазут має досить складний вуглеводневий склад нафтових смол. Властивості даного матеріалу залежать від властивостей нафти, з якої він виготовляється. Основними якістьями, які вважаються основою оцінки мазуту, вважається густина, в'язкість, вміст сірки, температура застигання.

Українські нафтопереробні підприємства випускають мазуту, які повинні відповідати ДСТУ 4058-2001 "Паливо нафтове. Мазут" [1]. В таблиці 1 наведено основні фізико-хімічні властивості мазутів марок 40 і 100.

У відповідності до [2] запаси мазуту на котельнях повинні становити не менше десятидодобової витрати при доставці залізницею і п'ятидодобової – автомобільним транспортом. Зберігання мазутів здійснюється у мазутосховищах, при цьому застосовуються залізобетонні (підземні та наземні обсіпані ґрунтом) та металеві резервуари.

Мазуту відносяться до високов'язких нафтопродуктів, тому в процесах їх транспортування та зберігання на стінках транспортних і стаціонарних ємностей залишається пилка рідини, що не стікає, тобто мають місце втрати від налипання. Такі втрати є природними, оскільки є наслідком супроводжуючих фізико-хімічних процесів. Питання оцінки кількості

Таблиця 1 – Характеристики паливних мазутів за ДСТУ 4058-2001

№ з/п	Назва показника	Метод випробування	Значення показника для марки	
			40	100
1	В'язкість умовна, умовні градуси, не більше: – за температури 80 °С	ГОСТ 6258	8	16
2	Зольність, % мас, не більше ніж, для мазуту: – малозольного; – зольного	ГОСТ 1461	0,04 0,12	0,05 0,14
3	Масова частка механічних домішок, %, не більше ніж	ГОСТ 6370	0,5	1,0
4	Масова частка води, %, не більше ніж	ГОСТ 2477	1,0	1,0
5	Вміст водорозчинних кислот і лугів	ГОСТ 6307	відсутні	відсутні
6	Масова частка сірки, %, не більше ніж для мазуту – низькосірчистого – малосірчистого – сірчистого – високосірчистого	ГОСТ 1437	0,5	0,5
			1,0	1,0
			2,0	2,0
			3,5	3,5
7	Температура спалаху, °С, не нижче ніж: – у відкритому тиглі	ГОСТ 4333	90	110
8	Температура застигання, °С, не вище ніж для мазуту із парафінистої і високопарафінистої нафти	ГОСТ 20287	10 25	25 42
9	Теплота згорання (нижча) в перерахунку на сухе паливо (не бракувальна), кДж/кг, не менше ніж, для мазуту: – низькосірчистого, малосірчистого і сірчистого – високосірчистого	ГОСТ 21261	40740	40530
			39900	39900
10	Густина за температури 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 3900	Не нормується. Визначення обов'язкове	Не нормується. Визначення обов'язкове

мазуту, що залишається на поверхні ємностей після його відкачування, залишається відкритим.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є дослідження процесів налипання мазуту на конструктивні елементи резервуарів і визначення маси продукту, що залишається на них після відкачування рідини.

Об'єкт дослідження – процеси налипання мазуту на конструктивні елементи ємностей для його зберігання і транспортування.

Предмет дослідження – мазут марки 100.

Методи дослідження: експериментальні дослідження на ротаційному віскозиметрі "Реотест-2" та дослідній установці.

Деякі нафтопродукти, особливо при низьких температурах, мають високу в'язкість або знаходяться у твердому стані. До таких нафтопродуктів відносять мазути, високов'язкі оливи та деякі нафти.

Висока в'язкість вище перелічених нафтопродуктів призводить до певних складностей при проведенні технологічних операцій з їх приймання, зберігання та відвантаження на складах нафти і нафтопродуктів – в першу чергу, необхідність розігріву перед перекачуванням.

За своїм елементарним складом нафтовий мазут збігається з вихідною нафтою, але відрізняється (в результаті відбору легких фракцій) зниженим процентним вмістом вуглецю і водню. Переважно мазут складається із важких вуглеводневих сполук, серед яких переважають вуглеводні ароматичного і нафтенного ряду, а також поліциклічні вуглеводні. Зустрічаються олефіни (ациклічні вуглеводні граничного ряду). Мазут, який одержують із парафінистої нафти, особливо при прямій перегонці, має в своєму складі багато парафіну і церезину. Асфальтосмолисті речовини переходять із нафти в мазут при перегонці в основному без зміни свого складу, але при крекінг-процесі трансформуються в тверді продукти – асфальтени, карбени і карбоїди.

Паливні мазути відносяться до структурованих систем, тому для оцінки їх поведінки, особливо при виконанні зливно-наливних операцій, необхідно враховувати реологічні властивості продукту. Тому на першому етапі досліджень були виконані експерименти з визначення реологічних властивостей мазуту.

Аналіз кривих текучості мазуту, одержаних Т.А. Тонкошкоровим і Є.І. Юдахіною [3], свідчить, що при температурі вищій 40 – 45 °С мазут веде себе як ньютонівська рідина, а при нижчих температурах йому властиві характерні

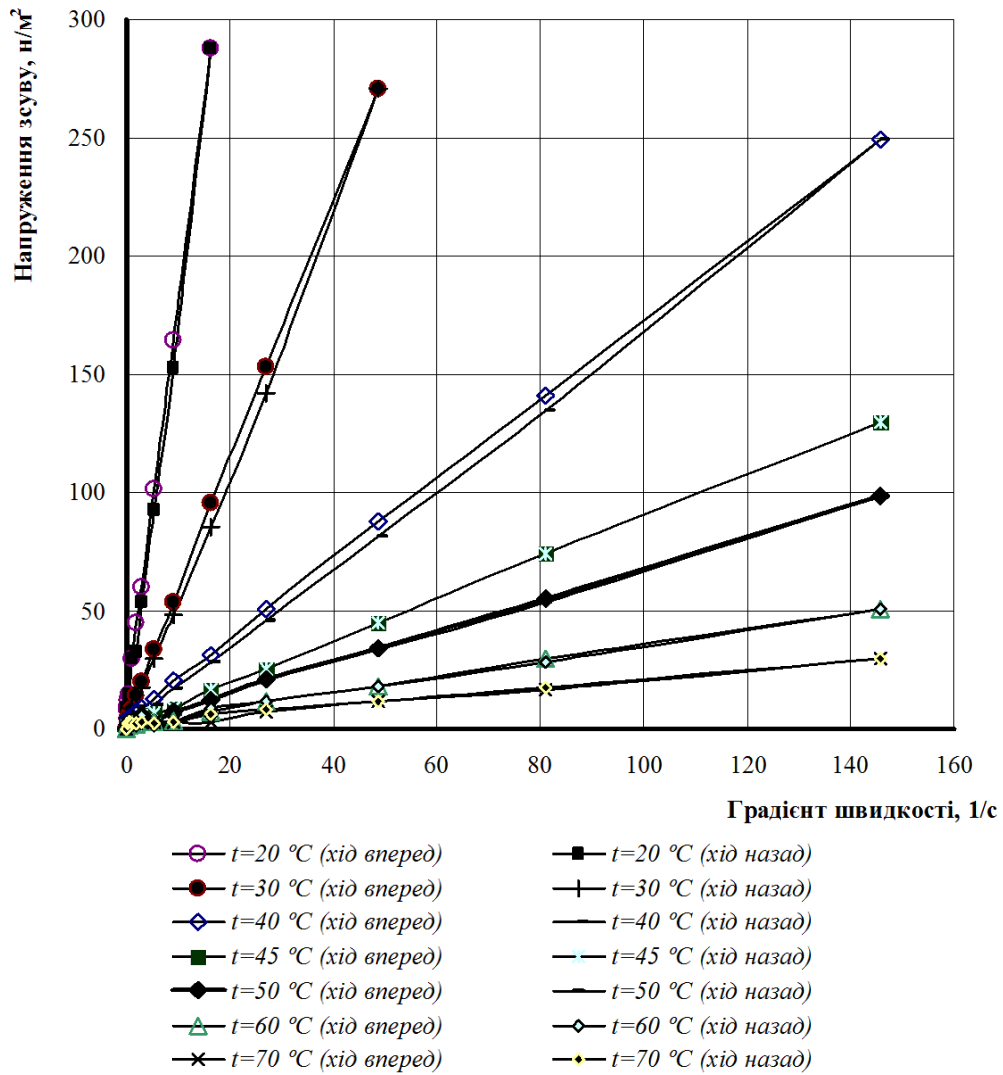


Рисунок 1 – Залежність дотичного напруження зсуву мазуту марки 100 від градієнта швидкості

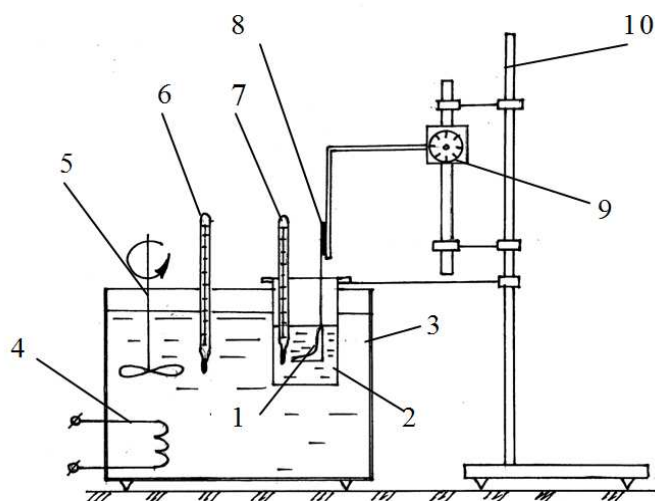
для псевдопластичних рідин особливості. Ступінь відхилення від ньютонівських властивостей різний у мазутів певних марок і виробників, але за температур понад 30 – 40 °C в цілому залишається невеликим. В області температур нижче 30 – 40 °C текучість мазуту збігається з текучістю лінійно- і нелінійно-в'язко-пластичних рідин. Поява початкового напруження зсуву відбувається при температурі, близькій до температури застигання. Із зменшенням температури, початкове напруження зсуву зростає по експоненті. При зниженні градієнту швидкості крива текучості в результаті руйнування коагуляційних і кристалічних структур не проходить через лінію прямого ходу, а утворює своєрідні "гістерезисні петлі". Із збільшенням часу, що пройшов після зниження навантаження, ширина такої петлі скорочується, а лінія зворотного ходу наближається до лінії прямого ходу. Такі зміни викликані тиксотропними властивостями мазуту, тобто його здатністю ізотермічного самовільного відновлення руйнувань структури при зниженні або повному знятті навантаження.

Аналогічні результати були одержані авторами роботи [4], у якій досліджені реологічні властивості мазутів, одержаних на Надвірнянському і Одеському НПЗ.

Нами були проведені комплексні експериментальні дослідження поведінки проби мазуту марки 100, який у порівнянні із мазутом марки 40 має "гірші" реологічні характеристики. Реологічні властивості мазуту марки 100 (динамічна в'язкість, напруження зсуву) досліджувались на ротатійному віскозиметрі "Реотест-2".

На рисунку 1 показані реологічні криві текучості для досліджуваного мазуту при прямому і зворотному ходах.

З аналізу одержаних кривих можна зробити висновки, що досліджуваний мазут за температур 40 °C і вище також поводить себе як ньютонівська рідина. У діапазоні температур нижче 40 °C – мазут проявляє властивості структуризованих рідин, а за температур близьких до температури застигання – є прояви статичного напруження зсуву. У будь-якому випадку при технологічних операціях мазут необ-



1 – взірець; 2 – посудина з мазутом; 3 – термостат; 4 – електронідегрівник;
5 – мішалка; 6, 7 – термометри; 8 – магніт;
9 – механізм переміщення взірця з мікрометричним гвинтом; 10 – штатив

Рисунок 2 – Принципова схема лабораторної установки

хідно розігрівати до температури, що вища за температуру застигання із запасом у 10 – 15 °С.

Зазначені особливості мазуту як транспортного середовища визначають не тільки економічну доцільність, але і технічну можливість його транспортування і зберігання.

Як вже було зауважено, в процесі відкачування мазуту з транспортних (залізничних та автомобільних цистерн) або стаціонарних ємностей (резервуари різноманітних конструкцій), частина продукту залишається на стінках та інших конструктивних елементах ємностей. Зрозуміло, що втрати від неповного зливання призводять до втрати початкової маси нафтопродукту, крім того, високов'язкий продукт, залишаючись на конструктивних елементах резервуарів, призводить до додаткових навантажень, які слід враховувати.

З метою дослідження процесів налипання високов'язких нафтопродуктів на конструктивні елементи транспортних та стаціонарних ємностей, нами було проведено серію експериментів із визначення маси мазуту, що залишається після звільнення останніх від продукту.

Для дослідження процесів налипання мазуту на конструктивні елементи транспортних та стаціонарних ємностей нами змонтовано лабораторну дослідну установку, принципова схема якої показана на рисунку 2, а загальний вигляд – на рисунку 3.

Взірці конструктивних елементів 1 занурювались в мазут, що налитий в посудину 2. Остання в свою чергу розміщала в термостаті 3, який обладнаний електричними підігрівниками 4 потужністю 200 Вт, 400 Вт і 400 Вт, які можна вмикати улюбій послідовності, і мішалкою 5 з електродвигуном. Термостатуюча рідина – технічна вода.

Контроль за температурою води і мазуту здійснювався за допомогою термометрів 5 і 7 (точність визначення температури 0,1 °С). Взірець закріплювався за допомогою магніту 8 в

механізмі для занурення і виймання взірця 9. Механізм пересування дозволяє дискретно в часі пересувати взірець в посудині 2. Сам механізм закріплений на штативі 10.

Як взірці були вибрані плоскі сталеві пластини 30x30 мм (товщина взірця – 0,5 мм). Кріплення взірців до механізму переміщення здійснювалось за допомогою тонкого сталевого дроту. Взірець занурювався у мазут у певному положенні, яке відповідає реальному розміщенню конструктивних елементів ємностей – вертикальному, горизонтальному та під кутом 45° (рисунку 4).

Методика проведення експериментів полягала у наступному. Визначення кількості мазуту, що залишався на взірці після занурення і витягування його з посудини, здійснювалось ваговим методом.

Перед початком дослідів всі взірці і відповідні піддони зважувалися на аналітичній повіреній вазі з точністю до 0,0001 г.

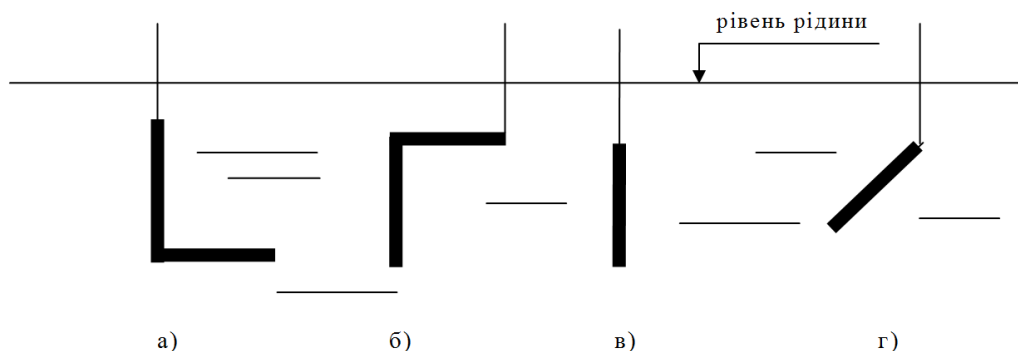
Досліджуваний взірець занурювався в мазут до рівня кріплення і експонувався в ньому протягом доби. За цей період, як показали реологічні дослідження, за температур від 20 °С до 35 °С, спостерігається відновлення кристалічної решітки парафінів у мазуті. Це збільшує кінцеву кількість продукту, що залишається на взірці.

Через добу температура мазуту поступово піднімалася до заданого рівня. Виконувалось термостатування взірців. Повільне виймання взірців починалось тільки тоді, коли температура води у термостаті і мазуту були однаковими. Швидкість виймання взірців обиралася виходячи з допустимої швидкості відкачування мазуту з резервуара. Переміщення взірця здійснювалось поворотом мікрометричного гвинта.

Повторне занурення взірців не проводилося, оскільки вплив кількості циклів заповнення і випорожнення не впливає на величину рідини, що налипає [5, 6].



Рисунок 3 – Загальний вигляд дослідної установки



а) - взірець №1; б) - взірець №2; в) - взірець №3; г) - взірець №4

Рисунок 4 – Розміщення взірців у дослідях

Після підйому взірця з посудини, останній переміщався на піддон, вага якого перед кожним зважуванням уточнювалася. Маса мазуту, що залишилася на взірці визначалася як

$$M = M_1 - (M_2 + M_3), \quad (1)$$

де M_1 – вага піддону і взірця з мазутом;
 M_2 – вага взірця;
 M_3 – вага піддону.

Перед наступним дослідом піддон і взірець промивалися розчинником і висушувалися. Досліди проводилися при температурі мазуту в діапазоні від 20 °С до 60 °С (діапазон температур обумовлений властивостями мазуту, визначеними у ході реологічних досліджень). З метою уникнення помилок проводилися повторні вимірювання.

Результати проведення експериментів наведено в таблиці 2.

Дані, що наведені в таблиці 2, ілюструються графіками (рисунок 5).

Характер кривих на рисунку 5 близький до експоненціального, тому у загальному вигляді аналітична залежність кількості мазуту на взірці від температури з достатньою точністю може бути представлена у вигляді

Таблиця 2 – Середня маса мазуту на взірцях залежно від температури

Температура мазуту, °С	Середня маса мазуту на взірці, г			
	№ взірця			
	1	2	3	4
20	3,7914	-	2,3408	2,04339
25	-	2,5890	-	-
30	2,1340	1,9580	1,1026	0,8522
40	1,4744	1,3896	0,6232	0,4732
50	1,0704	0,9864	0,4422	0,3712
60	0,7838	0,7637	0,3785	0,2988

$$M = a \cdot \exp(-b), \quad (2)$$

де a і b – коефіцієнти рівняння, значення яких наведено у таблиці 3.

Таблиця 3 – Значення коефіцієнтів у рівнянні (2)

Коефіцієнти	№ взірця			
	1	2	3	4
a	7,3724	5,7149	4,7619	4,0239
b	0,0384	0,0344	0,0456	0,0468

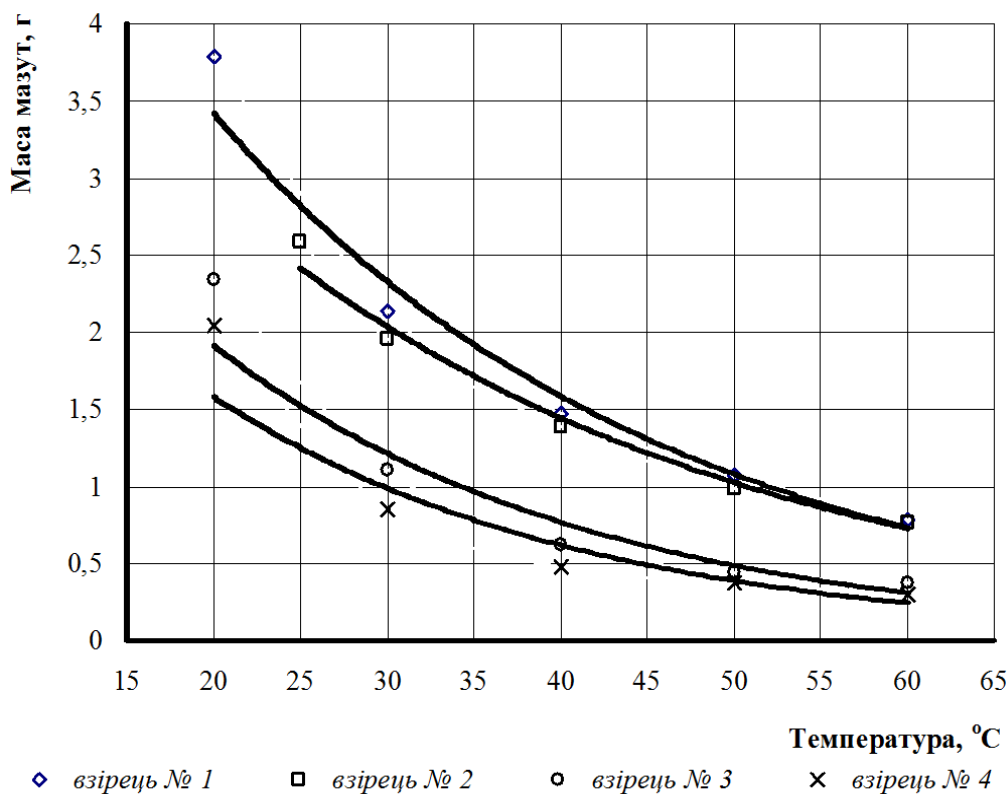


Рисунок 5 – Залежність маси мазуту на збірках від температури

Наукова новизна результатів дослідження полягає в отриманні залежностей маси мазуту марки 100, що залишається на поверхнях ємностей, після відкачування рідини, в залежності від температури.

Практична цінність отриманих результатів. Знаючи конфігурацію та площу внутрішньої поверхні резервуара і його конструктивних елементів, площу поверхні збірки, масу нафтопродукту на збірці, температуру підігріву, можна обчислити загальну масу продукту, що залишається на контактуючих з рідиною поверхнях.

Висновки. Використання отриманих результатів дозволяє обґрунтувати величину втрат мазуту марки 100 внаслідок налипання в резервуарах, а також у транспортних ємностях. Напрямок подальших досліджень є теоретичні дослідження фізичних явищ, що обумовлюють процес налипання та уточнення величини втрат у типових ємностях, що застосовуються при транспортуванні і зберіганні високов'язких нафтопродуктів.

Література

1 Паливо нафтове. Мазут: ДСТУ 4058-2001. - [Чинний від 2002-07-01]. - К.: Держспоживстандарт України. 2001. - 30 с.
 2 Нормы проектирования. Котельные установки. Часть II. Глава 35: СНиП II-35-76.- [Чинні від 2006-03-22]. - К.: Госстрой СССР, 2006. - 46 с.

3 Тонкошкуроев Б.А. Исследование неньютоновских свойств некоторых нефтепродуктов на ротационных вискозиметрах: [В кн.: Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам] / Б. Тонкошкуроев, Е. Юдахина. - Уфа.: НИИТранснефть, тр. вып. X, 1972. - С. 208 - 216.

4 Шнерх С.С. Исследование реологических свойств мазутов Надворнянского НПЗ / С.С. Шнерх, М.Д. Пайкуш, М.П. Возняк, Л.В. Возняк // Нефтяная и газовая промышленность. - 1975. - № 6. - С. 38 - 39.

5 Батталов А.З. Исследование потери нефти от адгезии при техническом обслуживании и ремонте магистральных нефтепроводов / А.З. Батталов, И.С. Бронштейн // ИПТЭР. Сборник научных трудов. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 1994. - С.31 - 36.

6 Рябинин В.П. Повышение остойчивости понтонов вертикальных стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов : дис. канд техн. наук / Рябинин Владимир Петрович. - Уфа, 2009. - 240 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 21.05.15

Рекомендована до друку професором **Грудзом В.Я.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук **Басарабом Р.М.** (управління експлуатації НПС і МО ПАТ «Укртранснафта», м. Київ)

НОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗОГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ГЕРМЕТИЧНОСТІ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ ТА ОХОРОНИ ДОВКІЛЛЯ

М.С. Знак, Я.І. Лопушняк, І.М. Моргулець

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. 095 5386589,
e-mail: m_s_z_n_a_k @ u_k_r . n_e_t

Розглянуто проблемні питання герметичності підземних сховищ газу (ПСГ) та існуючі методи контролю за їх герметичністю. Для цих потреб запропоновано нові види приповерхневих газогеохімічних досліджень, які випробовувалися на різних типах ПСГ та газових родовищах, способи проведення яких захищені патентами на винахід. Наведено окремі результати виконаних досліджень. Даються рекомендації щодо основних напрямків використання запропонованих нових видів приповерхневих газогеохімічних досліджень.

Ключові слова: підземне сховище газу, герметичність, геохімічні методи, газова зйомка.

Рассмотрены проблемные вопросы герметичности подземных хранилищ газа (ПХГ) и существующие методы контроля их герметичности. Для указанных целей предложены новые виды приповерхностных газогеохимических исследований, испытывавшихся на различных типах ПХГ и газовых месторождениях, способы проведения которых защищены патентами на изобретение. Приведены отдельные результаты выполненных исследований. Даются рекомендации по основным направлениям использования предложенных новых видов приповерхностных газогеохимических исследований.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, герметичность, геохимические методы, газовая съёмка.

The issues of integrity of underground gas storage facilities (UGSF) and existing techniques for its control are considered in this article. The new kinds of subsurface gas-geochemical researches, which were tested at different types of underground storage facilities and gas fields, were developed. The methods for carrying them out are patented. Some data of these researches are provided. Recommendations on the main directions of utilization of the suggested new kinds of gas-geochemical researches are made.

Key words: underground storage facility, integrity, geochemical methods, gas surveying.

Вступ. Початком підземного зберігання газу в Україні прийнято вважати 25 травня 1964 року, коли розпочато дослідно-промислове закачування газу в бат-байоський водоносний горизонт Олишівської антиклінальної структури з метою створення в ньому підземного сховища газу [1]. На даний час в Україні експлуатується 13 підземних сховищ газу, із них два - в водоносних пластах антиклінальних структур.

Однією із основних проблем створення та експлуатації ПСГ – це проблема їх герметичності. Вона зумовлена жорстким режимом циклічної експлуатації підземного газосховища. Великі темпи нагнітання та відбору газу, знакоперемінні тиски та температури, що діють на свердловини, покритку та залягаючу вище товщу порід, можуть призвести до «розгерметизації» тектонічних порушень і заколонного простору свердловин. Як зазначає Г.І. Солдаткін [2], важливою повинна бути не герметичність колони свердловини, а герметичність її заколонного простору.

Питання перетоків і витоків газу при експлуатації ПСГ розглянуті Є.В. Левікіним [3]. Ним виділяються перетоки газу – неконтрольований рух газу із одного об'єму в інший, та виток газу – процес безповоротного відходу газу із сховища аж до утворення грифонів на земній поверхні.

Проведений дослідниками аналіз промислового матеріалу та науково-технічної літератури [4] свідчить, що заколонні прояви у період

ОЗЦ та поява міжколонних тисків (МКТ) у процесі експлуатації є на всіх підземних сховищах газу України, їх кількість становить від 10 до 60% діючого фонду свердловин. У 20% фонду свердловин величина МКТ становить 1,0-3,0 МПа при витраті газу 30-50 м³/добу, а майже 25% свердловин мають заколонний тиск понад 5,0 МПа з витратою газу понад 200 м³/добу.

Інженерно-геодезичними спостереженнями [5] проаналізовано динаміку вертикальних рухів кривлі сховища в часі, а також встановлено співвідношення між величинами цих рухів і вертикальними переміщеннями колон свердловин в кривлі сховища. Так, багаторічні спостереження свідчать, що в процесі експлуатації підземних сховищ газу має місце "дихання" кривлі сховищ, пов'язане з циклами його експлуатації. Амплітуда вертикальних переміщень земної поверхні сягає 30 мм за один цикл.

Порівняльна характеристика вертикальних переміщень робочих реперів, закладених в кривлю сховища, і суміжних з ними колон свердловин, свідчить про те, що колони свердловин не ковзають в кривлі сховища, а рухаються разом із земною поверхнею.

Аналіз сучасних і закордонних досліджень. При створенні та різних стадіях експлуатації ПСГ для оцінки їх герметичності на початках використовують геологічні, гідродинамічні, гідрохімічні, геофізичні, газодинамічні мето-

ди.[2,7].Всі наведені вище методи мають декілька недоліків. По-перше, виконання досліджень при застосуванні цих методів проводиться через сітку спостережливих свердловин, тому їх детальність залежить від кількості свердловин і їх розташування. По-друге, за межами території ПСГ та на суміжних з ним підняттях дослідження практично не проводяться, так як там відсутні контрольні свердловини або пробурено не більше однієї. По-третє, за допомогою вказаних вище методів не можливо оцінити величину витоків вуглеводного газу з території ПСГ в атмосферу та забрудненість ним приповерхневих вод, відкладів і атмосфери.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Після певного часу експлуатації підземного сховища газу, вказані вище проблеми, зумовлені особливостями режиму його роботи, можуть призвести до порушення герметичності заколонного простору свердловин всіх типів, а також, можливо, і наявних тектонічних порушень. Це створює додаткові шляхи вертикальної міграції газу як із об'єкта його зберігання, так із залягаючих вище газоносних горизонтів, що призведе до втрат газу та забруднення ним приповерхневих водоносних горизонтів, відкладів і атмосфери.

Характерною особливістю території підземних сховищ газу західних регіонів України є те, що в межах гірничого відводу ПСГ розташовано декілька населених пунктів, які розбудовуються. Тому тут питання стану загазованості приповерхневих вод, відкладів і атмосфери вуглеводневими газами має виняткове значення, як з огляду охорони навколишнього середовища, так і з огляду вибору площадки та видачі гірничо-геологічного обґрунтування під забудову. Таке обґрунтування видається тільки після отримання позитивного "Заключення" про стан загазованості вуглеводневими газами площадки забудови (питні води, приповерхневі відклади та атмосфера).

Для прогнозування герметичності підземних сховищ газу та поточного контролю за їх герметичністю з 1973 р. тодішнім Івано-Франківським інститутом нафти і газу (ІФІНГ) за наукової та фінансової підтримки "УкрНДІгаз" започатковано впровадження в практику приповерхневого газогеохімічного методу контролю герметичності ПСГ (О.О.Борковський, 1973 р.).

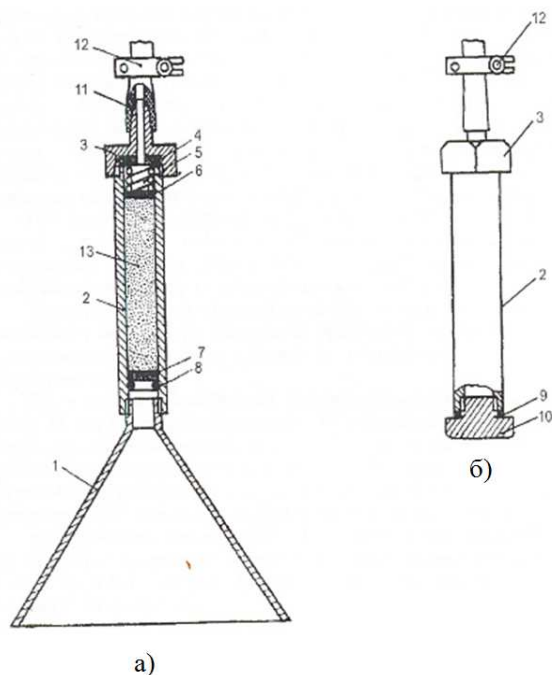
Перші випробування геохімічного методу з використанням приповерхневої ґрунтовогазової зйомки для оцінки герметичності заколонного простору свердловин були проведені на Угерському ПСГ. В результаті виконаних досліджень було виявлено декілька свердловин з порушеною герметичністю заколонного простору та окреслено межі розповсюдження ореолів аномальних концентрацій вуглеводнів у підґрунтових відкладах.

Формування цілей і постановка задач. Основна мета проведених робіт – це удосконалення існуючих і створення нових видів приповерхневих газогеохімічних досліджень для оці-

нки величини втрат вуглеводневих газів з території ПСГ в атмосферу, герметичності заколонного простору свердловин і визначення ступеня збрудненості приповерхневих вод, відкладів і атмосфери вуглеводневими газами для оцінки впливу експлуатації ПСГ на навколишнє середовище, розробки методичних рекомендацій з їх використання.

Для вирішення поставленої мети потрібно було вирішити наступні задачі: розробити способи та пристрої для проведення приповерхневої газодобірної зйомки та зйомки по підґрунтовому газу вільного стану, оскільки не весь вуглеводневий газ, що мігрує до денної поверхні, сорбується породою.

В 1974 році розпочато впровадження способу визначення інтенсивності витоків вуглеводневих газів (ВВГ) із підґрунтових відкладів у атмосферу за допомогою пристрою, розробленого в ІФІНГ, для проведення приповерхневої газодобірної зйомки (рис. 1). У 2008 році цей спосіб захищений патентом на винахід [6]. Розроблений пристрій дає можливість визначити кількість вуглеводневих газів, які виділяються з поверхні території ПСГ в атмосферу та визначити їх компонентний склад. Характеристика пристрою та методику виконання робіт при проведенні приповерхневої газодобірної зйомки наведено в роботах [8, 9].



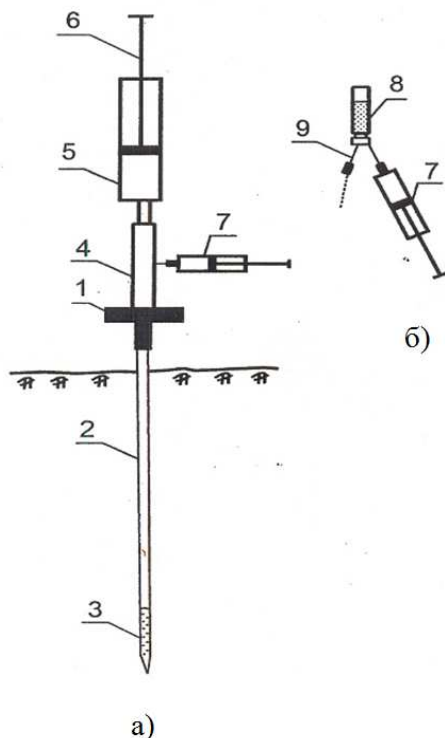
1 – газозбірник; 2 – капсула; 3 – гайка-кришка із штуцером; 4, 9 – ущільнювач; 5 – пружина; 6, 7 – сітка; 8 – упорне кільце; 10 – заглушка; 11 – вакуумна трубка; 12 – затискач; 13 – адсорбент
а) – при встановленні на пункті заміру;
б) – при дегазации адсорбента

Рисунок 1 – Схема пристрою для проведення газодобірної зйомки

За період 1974-1994 рр. на ряді підземних сховищ газу, створених у виснажених пластах газових покладів і водоносних пластах куполо-

подібних структур України (Угерське, Дашавське, Опарське, Більче-Волицьке, Богородчанське, Глібівське, Червонопартизанське, Олишівське), Білорусі (Осиповичське), Латвії (Инчукалнське) виконано великий об'єм приповерхневих газогеохімічних досліджень з використанням водногазової, ґрунтовогазової, газодобітної та повітряногазової зйомок. Вказані дослідження виконувалися з метою розробки моніторингу та регламенту застосування для контролю герметичності ПСГ і стану навколишнього середовища на їх території, та територіях прилеглих населених пунктів. За результатами вказаних досліджень розроблено методичні рекомендації щодо використання геохімічних методів для контролю герметичності ПСГ [10].

В 1994 році в ІФДТУНГ розроблено спосіб відбору проб підґрунтового газу [11] та пристрій для нього (рис.2) і випробувано нову технологію зйомки по вільному підґрунтовому газу, яка на відміну від ґрунтової зйомки дає можливість більш ефективно проводити дослідження з вивчення загазованості приповерхневих відкладів вуглеводневими газами і прогнозувати зони утворення небезпечних концентрацій вуглеводнів [12].

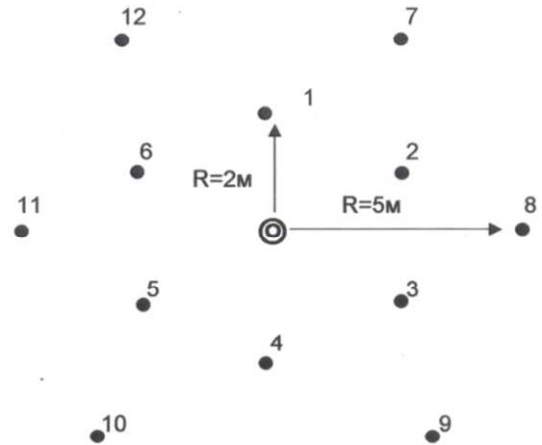


1 – головка з ручками; 2 – трубка металева;
3 – фільтр; 4 – гумова вакуумна трубка;
5 – шприц Жане на 200 мл; 7 – шприц медичний на 20мл; 8 – флакончик з розчином солі;
9 – голка для випуску розчину солі;
а) - пристрій для відбору проб;
б) - спосіб консервації проб

Рисунок 2 – Схема пристрою для проведення зйомки по вільному підґрунтовому газу

При використанні зйомки по вільному підґрунтовому газу для оцінки герметичності заколонного простору свердловин запропоновано

двоколову (на відміну від існуючої хрестоподібної) систему розташування пунктів відбору проб з радіусами кіл 2 і 5 метрів і шістьма пунктами відбору проб на кожному колі (рис. 3). Для просторової прив'язки пунктів відносно гирла свердловини перший пункт ближнього кола завжди розташовується у північному напрямку. Решта п'ять пунктів – за годинниковою стрілкою у вершинах вписаного в коло шестикутника. Пункти 7-12 більшого кола радіально зміщуються відносно меншого кола на 30° за годинниковою стрілкою, що дає змогу збільшити площинну густоту досліджень.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- ⊙ свердловина
- пункт відбору проби підґрунтового газу
- 4 номер пункту

Рисунок 3 – Схема розташування пунктів відбору проб підґрунтового газу біля устя свердловини

Висвітлення основного матеріалу досліджень. Деякі результати застосування зйомки по вільному підґрунтовому газу для оцінки герметичності заколонного простору свердловин підземних сховищ газу, створених у водонесних структурах (Олишівське, Червонопартизанське, Осиповичське) і виробленому газовому родовищі (Глібівське) наведено в таблицях 1-4.

Результати виконаних досліджень свідчать, що найбільш герметичні заколонні простори обстежених свердловин Червонопартизанського ПСГ (табл. 1). Тут підґрунтовий газ представлено, в основному, тільки метаном. Вміст метану складає десятихтисячні долі відсотка та є менший його вмісту у повітряному просторі.

На Олишівському ПСГ (табл. 2) у підґрунтових відкладах навколо свердловин, крім метану, виявлено етан і пропан. Вміст метану складає тут тисячні долі відсотка, в окремих пунктах – соті долі та цілі відсотки.

Таблиця 1 – Вміст вуглеводневих газів у повітрі та підґрунтовій атмосфері, відібраних біля гирла свердловин Червонопартизанського ПСГ

Номер пункта відбору проби	Вміст вуглеводневих газів, % об'ємні		
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈
Свердловина № 45			
1	0,0008	0	0
2	0,0007	0	0
3	0,0008	0	0
4	0,0004	0	0
5	0,0008	0	0
6	0,0007	0	0
Повітря	0,0008	0	0
Свердловина № 53			
1	0,0008	0	0
2	0,0004	0	0
3	0,0005	0	0
4	0,0007	0	0
5	0,0005	0	0
6	0,0004	0	0
Повітря	0,0008	0	0
Свердловина № 54			
1	0,0008	0	0
2	0,0006	0	0
3	0,0007	0	0
4	0,0002	0	0
5	0,0004	0	0
6	0,0007	0	0
Повітря	0,0006	0	0
Свердловина № 55			
1	0,0009	0	0
2	0,0007	0	0
3	0,0008	0	0
4	0,0007	0	0
5	0,0003	0	0
6	0,0006	0	0
Повітря	0,0007	0	0
Свердловина № 78			
1	0,0015	0	0
2	0,0015	0	0
3	0,0055	0,0001	0
4	0,0078	0,0001	0
5	0,0021	0	0
6	0,0016	0	0
Повітря	0,0011	0	0

У підґрунтовій атмосфері Глібівського ПСГ (табл. 3) у підґрунтовій атмосфері, крім метану, виявлено і його гомологи до C₄ включно, а біля свердловини № 88, де вміст метану на два порядки більший, ніж у повітрі, в окремих пунктах виявлено і пентан.

Таблиця 2 – Вміст вуглеводневих газів у повітрі та підґрунтовій атмосфері, відібраних біля гирла свердловин Олишівського ПСГ

Номер пункта відбору проби	Вміст вуглеводнів, % об'ємні		
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈
Свердловина № 21			
1	0,0033	0,0003	0
2	0,0008	0,0004	0
3	0,0006	0	0
4	0,0007	0	0
5	0,0008	0	0
6	0,0024	0,0001	Сл.
Повітря	0,0014	0	0
Свердловина № 22			
1	0,0308	0,0020	0,0021
2	0,0072	0,0003	0,0004
3	0,0027	0,0003	0,0002
4	0,0019	0,0001	0,0002
5	0,0021	0,0001	0,0002
6	0,0019	0,0001	0
Повітря	0,0012	Сл.	0
Свердловина № 24			
1	0,0074	0,0005	0,0004
2	0,0071	0,0004	0,0008
3	0,0038	0,0001	0,0001
4	0,0067	0,0003	0,0010
5	0,0587	0,0518	0,0238
6	5,6945	0,0089	0,1105
Повітря	0,0058	0,0014	0,0007
Свердловина № 42			
1	0,0030	0,0002	0,0002
2	0,0027	0,0001	Сл.
3	0,0010	0	0
4	0,0011	0	0
5	0,0016	Сл.	0
6	0,0011	0	0
Повітря	0,0011	0	0
Свердловина № 43			
1	0,0032	0,0003	0,0003
2	0,0028	0,0001	0,0001
3	0,0021	0,0001	0,0001
4	0,0012	0,0002	Сл.
5	0,0012	Сл.	0
6	0,0014	0,0001	Сл.
Повітря	0,0050	0,0001	Сл.

На Осиповицькому ПСГ (табл. 4) біля свердловин № 32 і №129 в окремих пунктах підґрунтових відкладів виявлено вміст метану, що складає декілька десятків відсотків, а також його гомологи до C₅ включно.

Таблиця 3 – Вміст вуглеводневих газів у підгрунтовій атмосфері та повітрі пригирлової частини свердловин Глібівського ПСГ

Номер пункта відбору проби	Вміст вуглеводневих газів, % об'ємні						
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
Свердловина № 1							
1	0,1047	0,0085	0,0045	0,0009	0,0014	0	0
2	0,0310	0,0043	0,0006	0,0002	0,0003	0	0
3	0,0358	0,0032	0,0014	0,0004	0,0009	0	0
4	0,0241	0,0027	0,0011	0,0003	0,0005	0	0
5	0,0192	0,0015	0,0006	0,0001	0,0002	0	0
6	0,0021	0,0002	0,0002	0	0	0	0
Повітря	0,0008	0	0	0	0	0	0
Свердловина № 7							
1	0,0234	0,0079	0,0026	0,0006	0,0010	0	0
2	0,0058	0,0068	0,0033	0,0005	0,0007-	0	0
3	0,0028	0,0042	0,0023	0,0006	0,0007	0	0
4	0,0018	0,0015	0,0008	0,0001	0,0002	0	0
5	0,0057	0,0038	0,0016	0,0002	0,0005	0	0
6	0,0008	Сл.	0	0	0	0	0
Повітря	0,0048	0,0003	0,0001	0	0	0	0
Свердловина №20							
1	0,0019	0	0	0	0	0	0
2	0,0024	0	0	0	0	0	0
3	0,0028	0	0	0	0	0	0
4	0,0074	0,0001	0	0	0	0	0
5	0,0066	0,0183	0,0095	0,0022	0,0027	0	0
6	0,7686	0,0331	0,0370	0,0064	0,0084	0	0
Повітря	0,0059	0,0003	0	0	0	0	0
Свердловина № 88							
1	0,6564	0,0224	0,0043	0	0	0	0
2	0,0007		0	0	0	0	0
3	0,3015	0,0544	0,0024	0	0	0	0
4	0,2973	0,0320	0,0018	0,00030	0	0	0
5	0,8696	0,0241	0,0264	0,0865	0,0222	Сл.	0,0198
6	0,9072	0,0813	0,0313	0,0222	Сл.	0	0
7	0,9199	0,0130	0,0031	0,0587	0,0077	0,0019	0,0219
8	0,8345		0,0051	0,0380	Сл.	0,0018	0,0155
9	0,4768	0,0116	0,0044	0,0023	0,0013	0	0
10	0,3085	0,0068	0,0009	0	0	0	0
11	0,6339	0,0017	0,0003	0	0	0	0
12	0,0645	0,0001	0	0	0	0	0
Повітря	0,0018	0,0001	0	0	0	0	0

Наведені вище результати досліджень свідчать, що запропонований метод завдяки високій чутливості газохроматографічних аналізів ($n \cdot 10^{-6}$ % об'ємн.) володіє високою розподільною здатністю, дозволяє визначати концентрації вуглеводневих газів у широких діапазонах, що дає можливість виявити газові свердловини з порушеною герметичністю заколонного простору на ранніх стадіях проявлення.

У 1995 році в Україні прийнято Закон "Про екологічну експертизу", який є законодавчим

базисом проведення оцінок екологічних впливів господарської діяльності. Процес ОБНС в Україні вимагає комплексний прогноз змін стану навколишнього середовища на підставах аналізу можливих впливів запланованої діяльності з встановленням основних джерел впливів на навколишнє середовище та розробкою компенсаційних, охоронних, відновлювальних та захисних заходів [13].

В 1998-1999 роках ІФДТУНГ провів на замовлення НГВУ "Надвірнанафтогаз" (ВАТ

Таблиця 4 – Вміст вуглеводневих газів у підгрунтовій атмосфері та повітрі пригрислої частини свердловин Осиповичського ПСГ

Номер пункту відбору проби	Вміст вуглеводневих газів, % об'ємні						
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i C ₄ H ₁₀	n C ₄ H ₁₀	i C ₅ H ₁₂	n C ₅ H ₁₂
Свердловина № 13							
1	0,01488	0,00014	сл	0	0	0	0
2	0,00193	0	0	0	0	0	0
3	0,03087	0	0	0	0	0	0
4	0,00331	0	0	0	0	0	0
Повітря	2,10390	0,03745	0,01175	0,00080	0,00094	0	0
Свердловина № 32							
1	30,99746	0,01838	0,09628	0,02743	0,02719	0,01231	0,00271
2	3,78702	0,05195	0,01019	0,00160	0,00271	0	0
3	0,92572	0,00725	0,00294	0,00053	0,00027	0	0
4	0,67886	0,00304	0,00063	0	0	0	0
Повітря	0,00573	0	0	0	0	0	0
Свердловина № 125							
1	0,03693	0,00022	0,00019	0	0	0	0
2	0,00165	0	0	0	0	0	0
3	0,00248	0	0	0	0	0	0
4	0,00083	0	0	0	0	0	0
5	0,00066	0	0	0	0	0	0
6	0,00152	0	0	0	0	0	0
7	0,00165	0	0	0	0	0	0
8	0,32260	0,00039	0,00047	сл	0,00011	0	0
Повітря	0,00116	0	0	0	0	0	0
Свердловина № 129							
1	0,05843	0,00299	0,00058	0	0	0	0
2	4,27793	0,00021	0,00018	0	0	0	0
3	42,91956	0,02373	0,00038	0,00015	0	0	0
4	8,69612	0,00155	0,00006	0	0	0	0
Повітря	0,03555	0	0	0	0	0	0
Свердловина № 130							
1	0,00689	0,00008	0,00008	0	0	0	0
2	0,00193	0	0	0	0	0	0
3	0,00152	0	0	0	0	0	0
4	0,00099	0	0	0	0	0	0
Повітря	0,00063	0	0	0	0	0	0
Свердловина № 132							
1	0,12904	0,00271	0,00073	0,00016	0,00011	0	0
2	0,03280	0,00041	0,00012	0	0	0	0
3	0,01791	0,00034	0,00009	0	0	0	0
4	0,09439	0,00019	0,00025	сл	0	0	0
Повітря	0,00096	0	0	0	0	0	0

"Укрнафта") Демонстраційний для України проект з оцінювання впливів на навколишнє середовище розробки Пасічянського нафтогазоконденсатного родовища (Івано-Франківська область) [14]. Одною з основних частин Демонстраційного проекту ОВНС було вивчення сучасного екологічного стану навколишнього середовища в районі проектованої діяльності – Битківський нафтовий промисел. Серед бага-

тьох чинників навколишнього середовища, що вивчалися та оцінювалися, важливе місце займає фактор загазованості приповерхневих вод, четвертинних відкладів і атмосферного повітря вуглеводневими газами.

Для вивчення сучасного стану емісії вуглеводнів у приповерхневій шарі ґрунту та проблем загазованості території Битківського нафтового промислу використовувалися новітні технології

Таблиця 5 – Результати гаездебітної зйомки району с. Битків, с. Битківчик і с. Пасічна Надвірнянського району

№ з/п	Місце зміру	Номер пункту заміру	Дебіт вуглеводневих газів, (м ³ /с, м ²) *10 ⁻¹¹					
			CH ₂	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀
1	с. Пасічна, вул. Л.Українки, будинок, № 20	1	11,29	-	-	-	-	-
2	с. Пасічна, вул. Л.Українки, будинок, № 20	Св.№ 13	6,65	0,15	0,02	0,03	-	-
3	с. Пасічна, вул. Л.Українки, будинок, № 20	Св.№ 8	3,33	0,06	0,01	0,01	-	-
4	Заплава р. Бистриці Надвірнянської в районі будинку № 20	2	13,91	0,01	0,01	-	-	-
5	с. Пасічна, район буд. № 25 вул. Л.Українки	11	1,69	0,08	-	0,03	-	-
6	с. Пасічна, район буд. № 25 вул. Л.Українки	17	1545,	20,1	-	4,52	0,70	1,25
7	с. Пасічна, район буд. № 25 вул. Л.Українки	10	6,65	0,15	0,02	0,03	-	-
8	с. Пасічна, район свердловини № 340	4	0,02	-	-	-	-	-
9	с. Пасічна, район свердловини № 340	3	0,13	0,01	0,02	-	-	-
10	с. Пасічна, район свердловини № 340	5	4,80	0,06	-	-	-	-
11	Південно-західна частина с. Пасічна	18	54,28	2,13	-	0,] 5	-	-
12	с. Битківчик, зона розлому	9	16,15	0,33	0,06	0,04	-	-
13	с. Битківчик, біля моста через р. Битківчик	11	13,19	-	-	-	-	-
14	с. Битків, центральна частина	5	1,82	0,01	0,04	0,01	-	-
15	с. Битків, західна частина (зона розломів)	6	532,1	4,45	-	1,82	0,64	0,87
16	Зона розломів в районі свердловини № 81	14	14,08	0,22	0,14	0,09	-	-

приповерхневих газометричних досліджень, розроблених в ІФДТУНГ.

Для визначення сучасного стану загазованості та проведення контрольних газометричних досліджень були вибрані встановлені раніше чотири ділянки інтенсивного виходу газу на денну поверхню. Визначення сучасного стану загазованості проводилося за допомогою газової зйомки по підґрунтовому газу вільного стану, гаездебітної зйомки в пунктах з підвищеним вмістом вуглеводневих газів вільного стану та повітряногазової зйомки в населених пунктах Битків, Битківчик і Пасічна для визначення вмісту вуглеводневих газів у повітрі)

Заміри дебіту вуглеводневих газів з приповерхневих відкладів в атмосферу відображено в таблиці 5. З даних табл. 5 видно, що з приповерхневих відкладів в атмосферу розсіюється, в основному, метан і незначна кількість етану та пропану. Дебіт метану (за винятком зони розломів) змінюється від 3.33×10^{-11} до 54.28×10^{-11} м³/(с · м²) і знаходиться на рівні середніх фонових значень. Порівняння сучасних і попередніх результатів вимірювань свідчить, що спостерігається значне зменшення дебіту метану з приповерхневих відкладів в атмосферу з аномальної зони в районі будинку № 20 орієнтовно у 15000 разів. Таким чином, результати проведених газометричних досліджень свідчать, що загальна загазованість території Битківського нафтового промислу значно зменшилась.

Наукова новизна та практична цінність.

Винайдені, описані вище, два нових способи, а саме спосіб визначення інтенсивності витоку вуглеводневих газів із підґрунтових відкладів у атмосферу та спосіб відбору проб підґрунтового газу, а також розроблені для них пристрої, дозволили запровадити дві нові модифікації приповерхневої газової зйомки. Розроблено методичні рекомендації з проведення гаездебітної зйомки та зйомки по підґрунтовому газу вільного стану. Запропонована нова схема розташування пунктів відбору проб підґрунтового газу при оцінюванні герметичності заклонного простору свердловин. Розширена сфера застосування запропонованих зйонок. Крім контролю за герметичністю підземних сховищ газу, нові модифікації газової зйомки можуть ефективно використовуватися на об'єктах нафтогазовидобувної галузі в процесі оцінювання впливів на навколишнє середовище, визначенні ступеня забрудненості питних вод, приповерхневих відкладів і приземної атмосфери вуглеводневими газами, виявленні ділянок можливого створення вибухонебезпечних концентрацій вуглеводневих газів, що має важливе значення при забудові територій в межах гірничого відводу. Також запропоновані зйомки можуть використовуватися при проведенні нафтогазопішукових робіт.

Висновки

Застосування нових методів приповерхневих газогеохімічних досліджень на різномісних підземних сховищах газу України показали їх високу розподільну здатність і ефективність при оцінці герметичності за колонного простору свердловин і можуть використовуватися, як доповнюючі до існуючих методів контролю герметичності підземних сховищ газу. Весь комплекс приповерхневих газогеохімічних досліджень, до складу якого входить ще водногазова та ґрунтовогазова зйомки, може ефективно застосовуватися для виявлення ділянок посиленої міграції газу до денної поверхні з об'єкта його зберігання за певний період циклічної роботи ПСГ через порушення герметичності покриття ПСГ, тектонічних розривів порід і порушення герметичності за колонного простору свердловин.

Запропоновані нові технології газових зйомок і весь комплекс приповерхневих газогеохімічних досліджень рекомендується до широкого впровадження на об'єктах нафтогазовидобувної галузі України.

Література

1 Савків Б. Підземне зберігання газу в Україні – основні віхи, досягнення, перспективи [Текст] / Богдан Савків // Науковий вісник. – 2004. – Спецвипуск № 2(8). – С. 16-21.

2 Солдаткин Г. К вопросу о герметичности скважин для подземного хранения [Текст] / Григорий Солдаткин // Газовая промышленность. – 1960. – № 5. – С. 41-43.

3 Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах [Текст] / Е. Левыкин. – М. : Недра, 1973. – 208 с.

4 Сухін Є. Елементи створення, формування та експлуатації підземних газових сховищ газу [Текст] / Є.І. Сухін, Б.І. Навроцький. – К. : ПННВ, 2004. – 528 с.

5 Дослідження деформацій земної поверхні на підземних сховищах газу [Текст] // Матеріали науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу інституту нафти і газу, Івано-Франківськ, 1992. – Івано-Франківськ: ІФІНГ, 1992. – 148 с.

6 Пат.82277 Україна, МПК (2006) G01V 9/00 E21B 47/00. Спосіб визначення інтенсивності витоку вуглеводневих газів із підґрунтових відкладів у атмосферу [Текст] / Борковський О.О. (UA), Знак М.С. (UA), Аронський Д.І. (UA), Лопушняк Я.І. (UA); заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – № а 2006 06705; заявл. 16.06.06; опуб. 25.03.08, Бюл. № 6. – 4 с.

7 Гідрогеолого-газогеохімічний моніторинг з метою контролю за циклічною експлуатацією підземних газосховищ [Текст] / О.П. Заріцький, І.І. Зіненко, Є.Д. Бєлих [та ін.] // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – Вип. 35 (Том 5). – С. 62-68.

8 Знак М. Устройство для контроля за утечками газа из подземных хранилищ / Мирослав Знак, Александр Борковский // Транспорт, хра-

нение и использование газа в народном хозяйстве. – 1978. – № 29. – С. 3-5.

9 Знак М. Газодебитная съемка и устройство для ее выполнения / Мирослав Знак, Василий Кучак // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1985. – Вып. 22. – С. 98-99.

10 Методичні рекомендації до використання газогеохімічних методів для контролю герметичності підземних сховищ газу [Текст] // Матеріали науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу інституту нафти і газу, ч. 1, Івано-Франківськ, 1994. – Івано-Франківськ: ІФІНГ, 1994. – 136 с.

11 Пат.75835МПК (2006) G01N 1/22. Спосіб відбору проб підґрунтового газу [Текст] / Аронський Д.І. (UA), Знак М.С. (UA), Лопушняк Я.І. (UA), Омельченко В.Г. (UA); заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – № 20041210155; заявл.10.12.04; опуб.15.05.06, Бюл. № 5. – 4 с.

12 Нова методика газогеохімічних досліджень для супроводження екологічних і технологічних потреб [Текст] // Матеріали науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу інституту нафти і газу, ч.1, Івано-Франківськ, 1994. – Івано-Франківськ: ІФІНГ, 1994. – 136 с.

13 Адаменко Я. До процесу оцінки впливів на навколишнє середовище / Ярослав Адаменко, Олександр Калінкін // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 1. – С. 60-62.

14 Застосування газогеохімічних досліджень при оцінці впливів на навколишнє середовище процесу розробки нафтогазових родовищ / Я.О. Адаменко, М.С. Знак, Я.І. Лопушняк // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 2. – С. 58-62.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
29.05.15*

*Рекомендована до друку
професором Середюк М.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Рудим М.І.*

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

Виробничий досвід

УДК 620.1971

АНАЛІЗ ПОРИВІВ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ В ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ УМОВАХ

Б.В. Копей, О.О. Кузьмін, Т.П. Венгринюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727146,
e-mail: koreyb@pung.edu.ua

Розглядаються питання, пов'язані із захистом системи трубопроводів. Досліджується практичне і наукове обґрунтування вимог до захисту від корозії, що вимагає результатів пошуку нових шляхів. На основі статистичних даних підрозділів ВАТ “Укрнафта” розглянуто проблеми захисту від поривів на промислових трубопроводах України. Проведено порівняльний аналіз способів відновлення і зміцнення діючих трубопроводів встановленням композитних матеріалів, а також запропоновано конструкційне виконання способу зміцнення трубопроводів з врахуванням впливу різних чинників його відновлення.

Ключові слова: ізоляційне покриття, трубопровід, працездатність трубопроводу.

Рассматриваются вопросы, связанные с защитой системы трубопроводов. Исследуется практическое и научное обоснование требований к защите от коррозии, что требует результатов поиска новых путей. На основе статистических данных подразделений ОАО “Укрнафта” рассмотрены проблемы защиты от порывов на промышленных трубопроводах Украины. Проведен сравнительный анализ способов восстановления и укрепления действующих трубопроводов установкой композитных материалов, а также предложено конструктивное выполнение способа укрепления трубопроводов с учетом влияния различных факторов его восстановления.

Ключевые слова: изоляционное покрытие, трубопровод, работоспособность трубопровода.

This article discusses many issues related to the protection of piping systems. We study the practical and scientific substantiation of requirements for corrosion protection, which requires new ways of search results. The problems of protection from corrosion damage of industrial pipelines in Ukraine based on the statistical units of JSC “Ukrnafta” are studied. The comparative analysis of methods of restoration and strengthening of existing pipelines and installation of composite materials is conducted and the method of structural strengthening of pipelines is proposed taking into account the impact of various factors of its recovery.

Key words: insulation coatings, pipeline, pipeline operating.

Вступ

Більшість нафтогазових родовищ ПАТ „Укрнафта” перебувають на пізній стадії розробки, внаслідок чого разом з нафтою, газом та газовим конденсатом видобувається велика кількість попутної пластової води. Пластові води в більшості випадків є високомінералізованими розсолами. Транспортування такої продукції призводить до значного руйнування підземного обладнання свердловин та систем нафтозборів, що супроводжується великою кількістю поривів на технологічних трубопроводах.

Трубопровідний парк виробничих підрозділів ВАТ “Укрнафта” – широка мережа підземних і надземних комунікацій, що поєднує внутрішньопромислові та міжпромислові трубопроводи.

Основною проблемою, що перешкоджає безперервній та ефективній експлуатації транспортних систем, є корозійне руйнування трубопроводів, результатом чого стають їх пориви, в тому числі і по зварних швах.

Підвищення термінів служби і безремонтного періоду роботи нафтопромислового обладнання неможлива без зниження втрат від корозії у процесі видобування, транспортування і перероблення вуглеводневої продукції.

Протикорозійний захист повинен забезпечити трубопроводи від корозії під час будівництва та всього періоду експлуатації згідно з Національним стандартом України „Загальні вимоги до захисту від корозії” (ДСТУ 4219-2003).

Головними чинниками надійності підземних споруд і тривалості їх безаварійної роботи є правильний вибір матеріалів та обладнання

Таблиця 1 – Статистичні дані поривів трубопроводів ПАТ "Укрнафта"

№ з/п	Назва підприємства	Кількість поривів трубопроводів, шт.					
		2012 рік		2013 рік		2014 рік	
		всі	в т.ч. по зварних швах	всі	в т.ч. по зварних швах	всі	в т.ч. по зварних швах
1	Бориславське НГВУ	85	4	90	5	43	2
2	Долинське НГВУ	723	266	725	257	826	301
3	Надвірнянське НГВУ	59	21	48	10	31	6
4	Охтирське НГВУ	78	18	106	12	110	22
5	Полтавське НГВУ	56	15	52	22	53	11
6	Чернігівське НГВУ	256	18	345	17	273	26
7	Долинський ГПЗ	6	3	2	1	2	2
8	Качанівський ГПЗ	17	1	12	1	13	-

під час проектування та запровадження систем протикорозійного захисту на стадії будівництва та введення в дію. На цих етапах приймаються технічні рішення про впровадження засобів та методів, які впродовж усього терміну служби будуть захищати споруди від корозійного руйнування. Тобто уже на етапі проектування повинні здійснюватись вибір та закладання необхідних засобів та заходів, а не під час тривалої експлуатації, коли запроваджуваний захід уже неефективний.

Аналіз статистичних даних поривів трубопроводів за структурними одиницями ПАТ "Укрнафта"

Статистику поривів трубопроводів за структурними одиницями ПАТ "Укрнафта" наведено в таблиці 1.

Виходячи з даних проведеного аналізу за період з 2012 по 2014 рр., в окремих НГВУ значна частина поривів припадає саме на категорію "по зварних швах", а саме.

Так, в НГВУ „Бориславнафтогаз” кількість поривів по зварних швах значно перевищує кількість поривів по зварних швах щорічно.

В НГВУ „Долинанфтогаз” кількість поривів по зварних швах значно більша і знаходиться в межах 36%.

В НГВУ „Надвірнанафтогаз” кількість поривів по зварних швах знаходиться в межах від 20 до 36 відсотків.

В НГВУ „Охтирканафтогаз” кількість поривів по зварних швах знаходиться в межах від 12 до 24 відсотків.

В НГВУ „Полтаванафтогаз” кількість поривів по зварних швах знаходиться в межах від 21 до 43 відсотків.

В НГВУ „Чернігівнафтогаз” кількість поривів по зварних швах знаходиться в межах від 5 до 10 відсотків.

Причинами поривів по зварних швах є:

- а) зміна кристалічної ґратки при зварюванні в зоні шва;
- б) порушення технологічного процесу під час проведення зварювальних робіт;
- в) вплив "людського чинника".

Розглянемо стан та термін експлуатації трубопроводного парку загалом по НГВУ "Долинанфтогаз".

Загальна протяжність трубопроводів НГВУ "Долинанфтогаз" складає 782627 м.

Трубопроводний парк, який охоплює систему збору і транспортування нафти і газу, включає: викидні трубопроводи (шлейфи від нафтових свердловин), нафтозбірні колектори, газопроводи і трубопроводи цеху підтримання пластового тиску (ЦППТ), шлейфи до нагнітальних свердловин, нагнітальні колектори, водозабірні трубопроводи від природних водойм, водопроводи від УПС.

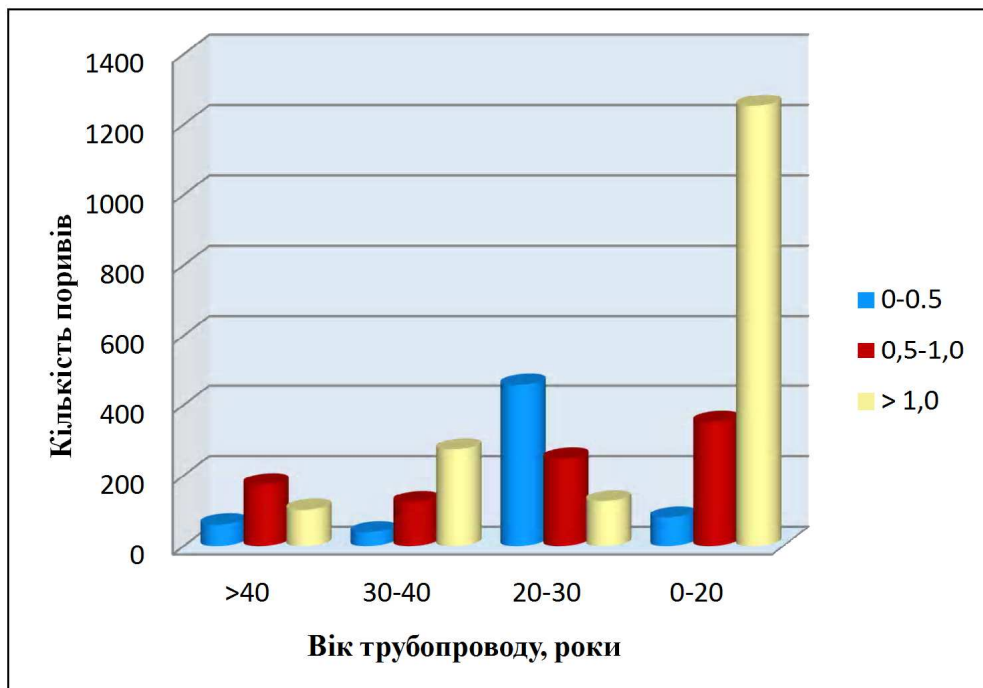
У таблиці 2 зведено дані про віковий стан трубопроводного транспорту НГВУ "Долинанфтогаз" по роках експлуатації. Як бачимо, 58% нафтопроводів і 69,6% водопроводів фізично зносились і потребують заміни або капітального ремонту.

Загальна кількість поривів залежно від терміну, технічного стану трубопроводів, дії як внутрішньої, так і зовнішньої корозії по роках наступна (рис. 1-4).

У 2012 році на технологічних трубопроводах сталося 723 поривів, у тому числі 19 – на внутрішньопромислових нафтопроводах, 156 – на викидних лініях нафтових свердловин, 21 – на внутрішньопромислових газоппроводах, 117 – на внутрішньопромислових водоппроводах і 410 – на водоппроводах до нагнітальних свердловин.

Таблиця 2 – Стан парку трубопроводів НГВУ "Долинанафтогаз"

Вид трубопроводів	Довжина трубопроводів, м	Довжина для вказаного віку трубопроводів					
		до 10 років		від 10 до 20 років		більше 20 років	
		м	%	м	%	м	%
шлейф від свердловини	396472,6	94913,6	23,9	90546,0	22,8	211013,0	53,2
нафтозбірний колектор	43455,3	8168,0	18,8	12256,0	28,2	23031,3	53,0
нафтопровід	31277,3	9976,3	31,9	немає даних	—	21301,0	68,1
шлейф від газової свердловини	5300,0	—	0,0	немає даних	—	5300,0	100,0
газопровід	73520,0	6623,0	9,0	немає даних	—	66897,0	91,0
водозабірний трубопровід від УПС	5400,0	110,0	2,0	немає даних	—	5290,0	98,0
водозабірний трубопровід від природної водойми	27739,0	15659,0	56,5	немає даних	—	12080,0	43,5
трубопровід на скидову свердловину	5228,0	5228,0	100,0	немає даних	—	—	—
нагнітальний колектор	75774,8	27980,8	36,9	8596,0	11,3	39198,0	51,7
шлейф до нагнітальної свердловини	118460,0	36719,0	31,0	28938,0	24,4	52803,0	44,6
Всього:	782627,0	205377,7	26,2	140336,0	17,9	436913,3	55,8



■ - до 0,5 км ■ - від 0,5 до 1,0 км ■ - більше 1,0 км

1 – шлейфи нафтових свердловин; 2 – колектори; 3 – шлейфи нагнітальних свердловин

Рисунок 1 – Залежності кількості випадків поривів трубопроводів від часу їх експлуатації

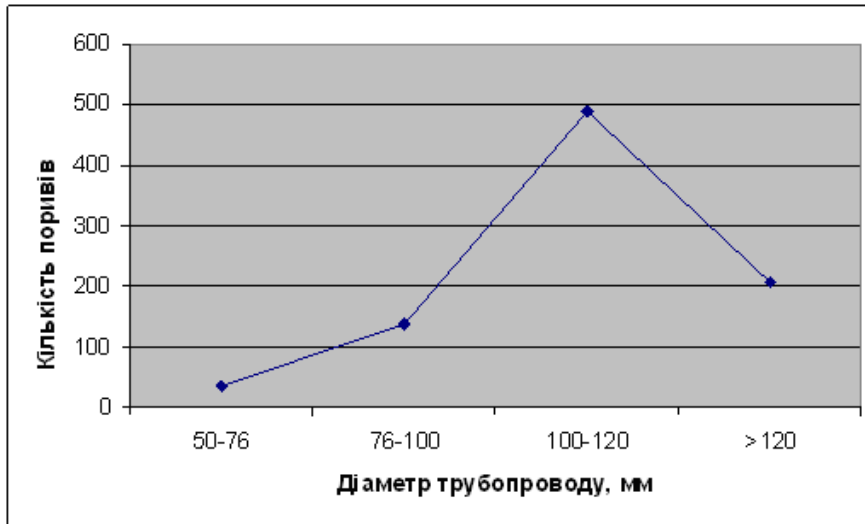
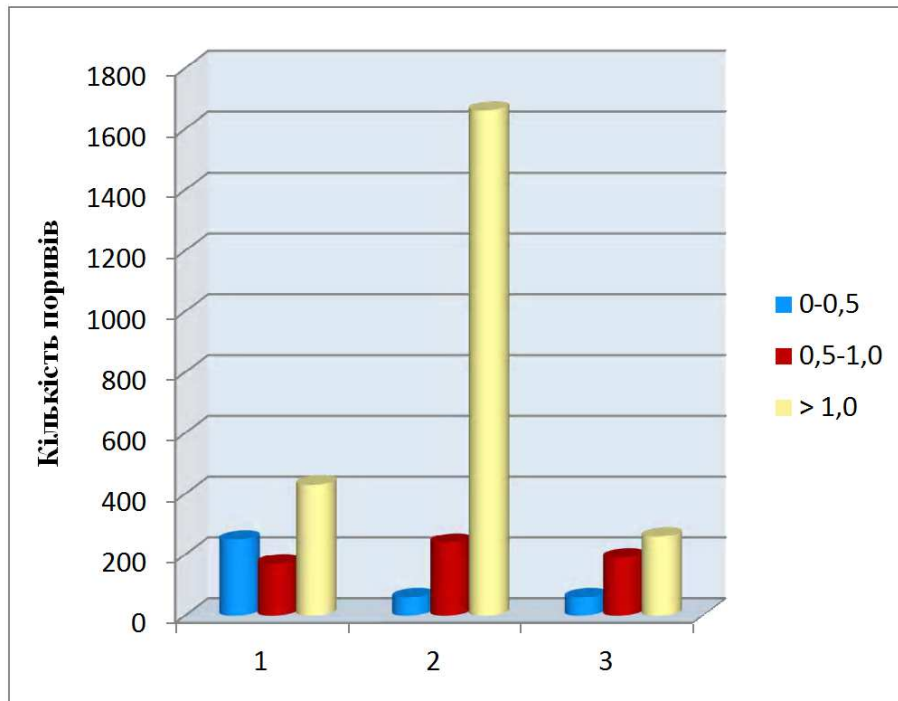


Рисунок 2 – Залежності кількості випадків поривів трубопроводів нафтових свердловин від їх діаметру за період 2012 – 2014 роки



■ - до 0,5 км ■ - від 0,5 до 1,0 км ■ - більше 1,0 км

1- шлейфи нафтових свердловин; 2 – шлейфи нагнітальних свердловин; 3 – колектори

Рисунок 3 – Кількість поривів залежно від довжини трубопроводів

У 2013 році на технологічних трубопроводах сталося 725 поривів, у тому числі: 8 – на внутрішньопромислових нафтопроводах, 147 – на викидних лініях нафтових свердловин, 6 – на внутрішньопромислових газоппроводах, 143 – на внутрішньопромислових водоппроводах і 421 – на водоппроводах до нагнітальних свердловин.

На даний час на об'єктах НГВУ "Долина нафтогаз" інгібіторного захисту не впроваджено, у зв'язку з чим обладнання систем нафтозбору та систем ППТ піддаються значному корозійному руйнуванню, що підтверджується великою кількістю поривів.

Аналіз статистичних даних поривів трубопроводів та їх характер НГВУ "Долина нафтогаз", які найчастіше траплялись за період з 2011 по 2014 рр., згруповано за видами поривів і зведено до таблиці 3.

Ця таблиця наглядно ілюструє факт корозійного руйнування трубопроводів через дію внутрішніх чинників, дія яких перевищує кількість руйнувань чинниками зовнішньої дії (грунтової корозії) від 4 до 15 разів.

Пориви, пов'язані з дією зовнішньої корозії, в 2011 році складають 7,9 %, відповідно від внутрішньої корозії – 92,1 %; в 2012 році від

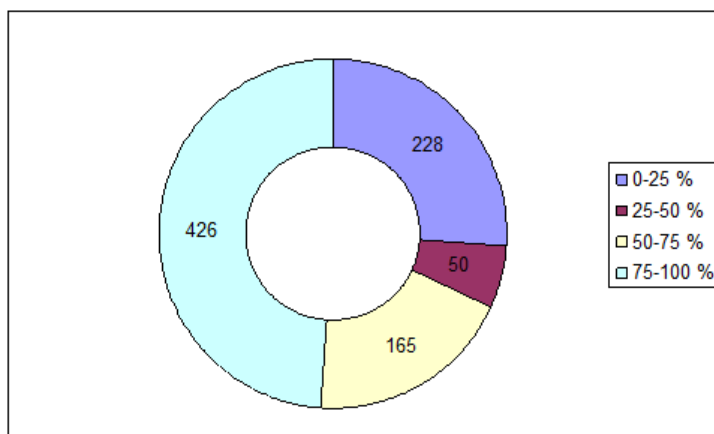


Рисунок 4 – Кількість поривів трубопроводів нафтових свердловин залежно від обводненості продукції

Таблиця 3 – Дані по поривах трубопроводів НГВУ "Долинанафтогаз"

Вид та місце пориву	Рік дослідження		
	2011	2012	2013-2014
Пориви по тілу труби	457	468	1021
Пориви по зварному шву	266	257	601
Пориви, пов'язані з дією зовнішньої корозії	57	43	335
Пориви, пов'язані з дією внутрішньої корозії	666	682	537
в тому числі абразивно-ерозійний знос в нижній частині труби	297	392	695

внутрішньої корозії – 94,1%, а в 2013 році від внутрішньої корозії – 80%.

Пориви по зварному шву в 2011 році складають 36,8%, в 2012 році – 35,4%, а в 2013 році – 36,4% від загальної кількості поривів.

Найбільша кількість поривів відбувається на водопроводах – більше 75% від загальної кількості поривів. Це пояснюється, в першу чергу, тим, що трубопровідний транспорт системи ППТ працює в екстремальних умовах: трубопроводами транспортується корозійно-агресивна високомінералізована пластова вода (швидкість корозії 0,4-2,2 мм/рік) з високою швидкістю та під високим тиском (15-18МПа). Системою ППТ щорічно транспортується 2323 тис. м³ води, з них 1816,36 тис. м³ – пластової води, 506,62 тис. м³ – прісної води.

В таких умовах експлуатації трубопроводів із сталевих труб труби безвідмовно працюватимуть 3-4 роки, далі спостерігаються пориви трубопроводу, що призводить до витоку підтоварної води, створення небезпечної екологічної ситуації. Тому питання протикорозійного захисту нагнітальних ліній систем ППТ НГВУ "Долинанафтогаз" є актуальним.

Для більш наочної картини проаналізовано систематичні пориви (більше 20 поривів на трубопроводі протягом одного року). Наприклад, на нагнітальному колекторі від КНС-7 до ВРБ-2 Північна Долина в 2011 році сталося 42 пориви, в 2012 році – 27 поривів. На нагнітальному колекторі від КНС-7 до ВРБ-8 в 2011 році сталося 46 поривів, а в 2012 – 37 поривів. На шлейфі до нагнітальної свердловини від

ВРБ-12 до свердловини 284 Долина стався 61 порив у 2011 році; на шлейфі до нагнітальної свердловини від ВРБ-9 до свердловини 296 Долина сталося 44 пориви в 2012 році, а на шлейфі до нагнітальної свердловини від КНС-2 до свердловини 185 Північна Долина сталося в 2013 році 38 поривів, а в 2012 році – 92 пориви і т.д.

Витрати у 2013 році на ліквідацію поривів по цих трубопроводах склали 2359882 грн (середня вартість робіт з ліквідації одного пориву складає 2857 грн), на сплату штрафних санкцій за шкідливі викиди – 18283 грн.

Як видно з наведених даних, трубопроводи системи ППТ НГВУ "Долинанафтогаз" потребують негайного і першочергового захисту від корозійного руйнування.

Отже, промислові трубопроводи повинні споруджуватись та функціонувати як системи, в яких виникнення ризику відмов та аварій буде зведено до мінімуму [1].

Традиційно захист від ґрунтової, атмосферної та інших видів корозії забезпечують ефективним вибором ізоляційного покриття у поєднанні із катодним захистом [2]. Тривалий час для захисту трубопроводів використовували рулонне поліетиленове покриття. Ізоляцію наносили холодним способом у трасових умовах і без особливої підготовки поверхні труби. Проте з часом виявились недоліки цього виду покриття.

Руйнування полімерного покриття закладається ще на стадії спорудження трубопроводів [3], що пов'язано із розгерметизацією шва

між суміжними витками при нанесенні ізоляційної стрічки. Зморшки і гофри в покритті, що призводять до розшарування стрічки в напуску, виникають внаслідок дії на покриття вертикального тиску ґрунту, поперечних і повздовжніх переміщень трубопроводу на викривлених ділянках. Якщо полімерні стрічки в напуску накладено з порушенням вимог технології їх нанесення, то під ними трубопровід не захищений від корозії [3].

Останнім часом приділяється велика увага розробкам, які пов'язані зі способами протикорозійного захисту нафтогазопроводів, прокладених у ґрунтах з різним ступенем мінералізації, у болотних, замулених ґрунтах, які містять сульфатредуючі бактерії, шляхом розробки рецептури нових композицій антикорозійного покриття із введенням в нього інгібіторів корозії та біоцидів різних модифікацій з метою покращення антикорозійних, ізоляційних характеристик. Введення в покриття біоцидів (антисептиків) посилює біостійкість бітумного покриття, а також виключає проростання в нього коренів рослин, що руйнують цілісність покриття [4, 5, 6].

Проте наведені вище матеріали мають низку недоліків. Це, наприклад, невисока адгезія, особливо до поліетилену, або складна технологія використання, а також висока вартість матеріалів. Тому дуже важливим питанням є вибір в'язучого для скловолоконних армувальних матеріалів.

На підставі проведених досліджень було розроблено спосіб попередження розвитку корозійних дефектів трубопроводів.

Створення способу попередження корозійних дефектів поверхні трубопроводів шляхом застосування нового складу багатокомпонентного композитного покриття дасть змогу розширити функціональні можливості способу і збільшити час експлуатації трубопроводу за рахунок забезпечення високої міцності і адгезії покриття до трубопроводу [7, 8].

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ЧАСТИНА

Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу розроблено композитне покриття „ІКП”, яке являє собою композицію на основі епоксидної смоли або поліуретану, армованої склотканиною, призначене для зовнішньої ізоляції підземних сталевих промислових нафтогазопроводів та інших споруд з метою їх захисту від ґрунтової корозії.

Лабораторією сертифікаційних випробувань протикорозійних ізоляційних покриттів трубопроводів Фізико-механічним інститутом ім. Г.В. Карпенка НАН України проведено випробування ізоляційного композитного покриття „ІКП”. [9].

Ізоляційне композитне покриття являє собою конструкцію, де на шар епоксидного покриття марки ЕДТ – 10П, що складається із епоксидної модифікованої смоли ЕД – 10 і модифікованого затверджувача на основі амінів, накладене скловолоконно марки Т-10-80 і зверху

покрите поліуретановою композицією 3М Scotchkote 352, яка складається з двох компонентів: компонент А (основа) і компонента Б (затверджувача).

Покриття призначене для ізолювання підземних, підводних та надземних сталевих нафтогазопроводів, а також інших підземних і надземних металевих споруд (ємностей, сполучних деталей, засувок та інших) для попередження розвитку корозійних дефектів та захисту від ґрунтової та інших видів корозії згідно з вимогами ДСТУ 4219 – 2003.

Покриття можна наносити в польових або заводських умовах за допомогою автоматизованої установки для нанесення ізоляційного покриття на трубопровід.

Випробування здійснювались за такими показниками:

- товщина (ГОСТ 17035-86);
- міцність на удар (ДСТУ 4219-2003);
- діелектрична суцільність (ДСТУ 4219-2003);
- перехідний питомий електричний опір (ДСТУ 4219-2003);
- адгезія (ДСТУ 4219-2003);
- термостійкість (ДСТУ 4219-2003);
- водопоглинання (ВБН В.2.3-00018201.01.02.01-0-96).

У ході проведення випробувань використовувались зразки з покриттям, нанесеним на металеві пластинки розміром 150×150×4 мм.

Співвідношення при змішуванні компонентів композиції 3М Scotchkote 352: 3 частини компоненту А до 1 частини компоненту Б подано в таблиці 4.

Таблиця 4 – Композиція покриттів

№ зразків	Композиція покриття
1	Шар епоксидної ґрунтівки Силовий бандаж Шар покриття 3М Scotchkote 352 Силовий бандаж Шар покриття 3М Scotchkote 352
2	Шар епоксидної ґрунтівки Силовий бандаж Шар покриття 3М Scotchkote 352
3	Шар епоксидної ґрунтівки Скловолоконно Шар покриття 3М Scotchkote 352 Скловолоконно Шар покриття 3М Scotchkote 352
4	Шар епоксидної ґрунтівки Скловолоконно Шар епоксидної ґрунтівки Скловолоконно Шар покриття 3М Scotchkote 352
5	Шар епоксидної ґрунтівки Скловолоконно Шар покриття 3М Scotchkote 352

Таблиця 5 – Фізико-механічні та захисні властивості ізоляційних композитних покриттів

Найменування показників	Методи контролю	Вимоги ДСТУ 4219-2003			Результати випробувань зразків				
		Клас А	Клас Б	Клас В	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Зовнішній вигляд	ДСТУ 4219	Відсутність пухирів, гофр і складок			Відповідає				
Товщина покриття, мм	ГОСТ 17035	1,5-2,0,-4,2			2,60	1,58	1,66	1,56	4,2
Міцність на удар за температури 20° С, Дж, не менше	ДСТУ 4219 Додаток А	4	8	15	8	4	12	8	15
Діелектрична суцільність. Відсутність пробою електричним струмом за напруги 5 кВ/мм товщини	ДСТУ 4219 Додаток В	Витримує			Витримує				
Перехідний питомий електричний опір покриття в 3 %-ному розчині NaCl за температури 20° С, Ом·м ² , не менше	ДСТУ 4219 Додаток Г	10 ⁷	10 ⁸	10 ¹⁰	1,2×10 ⁸	1,1×10 ⁸	1,2×10 ⁸	1,1×10 ⁸	1,1×10 ¹⁰
Адгезія до сталі, Н/мм ² , не менше	ДСТУ 4219 Додаток Е.3	–	5,0	7,5	5,0	5,0	5,0	5,0	7,8
Термостійкість, °С, 5 год	ДСТУ 4219	Клас ГТ			80	80	80	80	80
Водопоглинання, %, 24 год, не більше	ВБН В.2.3-00018201.01.02.01-0	0,2			0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Композицію покриттів з відповідними номерами зразків наведено у таблиці 4. Результати випробувань фізико-механічних та захисних властивостей ізоляційних композитних покриттів наведені у таблиці 5.

За фізико-механічними та захисними властивостями покриття поділяються на класи, конкретизовані у ДСТУ 4219 -2003, згідно з яким клас А – нормальне покриття, клас Б – посилене покриття, клас В – дуже посилене покриття.

За даними табл. 5 видно, що кращими фізико-механічними та захисними властивостями володіє зразок № 5, покриття якого складається з шару епоксидної ґрунтівки, нанесеного на неї скловолокна і поліуретанової композиції 3 м Scotchkote 352 (рис. 5. а, б).

Результати випробувань фізико-механічних та захисних властивостей ізоляційного композитного покриття трубопроводів наведено в таблиці 5.

Міцність на удар отриманого покриття складає 15 Дж, що відповідає покриттю класу В. Адгезія до сталі в діапазоні температури від 20°С до максимальної дорівнює 7,8 МПа, що також відповідає покриттю класу В.

Перехідний питомий електричний опір покриття (електричний опір між ізольованим за допомогою захисного покриття металом трубопроводу та ґрунтом, який віднесено до одиниці площі поверхні трубопроводу) складає 8,1·10¹⁰ Ом·м² (згідно з ДСТУ 2419 – 2003 цей показник повинен задовольняти 10¹⁰ Ом·м).

Таким чином, отримане покриття сумісне із системою катодного захисту і забезпечує стійкість покриття до відшарування при катодній поляризації, а також високу стійкість адгезії покриття до сталі в умовах підвищеної вологості. Призначене як для підводного використання, так і для звичайних умов. Покриття призначене для тривалої експлуатації в умовах підвищеної вологості за температури до 65° С. У відносно сухих умовах температура експлуатації покриття до +100° С. Може наноситись у складних польових умовах, що вимагають швидкість нанесення, високу механічну і хімічну стійкість, а також високі захисні властивості покриття.

Даний спосіб забезпечує високу технологічність і простоту нанесення покриттів, оскільки монтаж даних покриттів не потребує досягнення особливих контрольованих параметрів, таких як

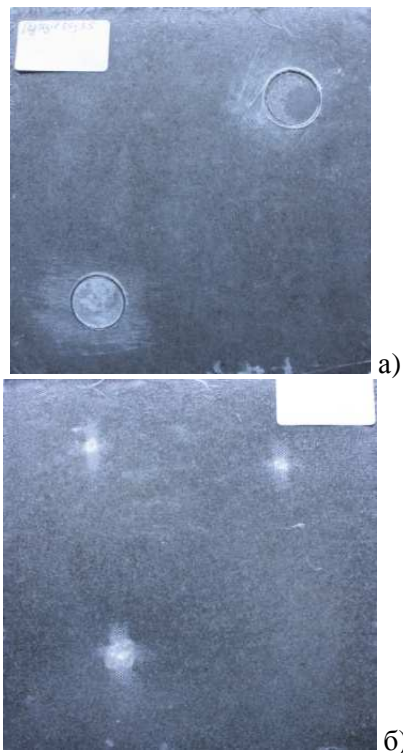


Рисунок 5 – Зразки з покриттям після випробувань на адгезію (а) та ударну міцність (б)

очищення поверхні до металевого блиску і нагрів до певної температури. Спосіб ефективний в умовах, коли нагрів труби при нанесенні ізоляції недопустимий. Захисне покриття, яке отримують згідно із даним способом для захисту труб від пошкоджень, відзначається термостійкістю, міцністю, високою адгезією до труб, високими ізоляційними та протикорозійними властивостями.

ВИСНОВКИ

Захисне покриття, яке отримане згідно з даним способом для захисту труб від пошкоджень, відзначаються термостійкістю, міцністю, високою адгезією до сталевих труб, високими ізоляційними та протикорозійними властивостями. В'язкість під час удару отриманого покриття складає 15 Дж.

Для зменшення водопоглинання і збільшення адгезії покриття до труби наносять поліуретанове покриття, яке володіє водовідштовхувальними властивостями. Це дає можливість вилучити з процесу зміцнення трубопроводу додаткову операцію апретування (нанесення на поверхню труби гідрофобних водовідштовхувальних) покриттів.

Результати випробувань фізико-механічних і захисних властивостей ізоляції композитного покриття «ІКП» на основі поліуретанової композиції «3М Scotchkote 352» свідчать про їх відповідність вимогам до захисних покриттів посиленого і дуже посиленого типу.

Даний тип зовнішнього покриття використовується в технології будівництва, ремонту пошкоджень ізоляційних покриттів, ізоляції зварних стиків та поривах промислових трубопроводів.

Література

1 Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів. Том 11 / Г.М.Никифорчин, С.Г.Поляков, В.А.Черватюк, І.В.Ориняк, З.В.Слободян, Р.М.Джала. – Львів: СПОЛОН, 2009. – 504 с.

2 Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії : ДСТУ 4219-2003 [чинний від 2003-00-00]. – К. : Держстандарт України, 2003. – 100 с.

3 Валеев М. М., Асадуллин М. З., Аскарров Р. М. и др. Мероприятия по обеспечению безопасности магистральных газопроводов ООО «Баштрансгаз» // Материалы Второго научно-технического семинара «Обеспечение промышленной безопасности производственных объектов топливноэнергетического комплекса Республики Башкортостан. – Уфа.: Издательство УГНТУ, 1999. – С. 87-93.

4 Пат. 89709, Україна, МПК С23F 11/00F16L58/02. Спосіб протикорозійного захисту підземних нафтогазопроводів, прокладених в болотних, замулених ґрунтах які містять сульфатредуючі бактерії / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ; заявка № а200807330, заявл. 27.05.2008; опубл. 25.02.2010., Бюл. № 4. – 8 с.

5 Пат. 84769, Україна, МПК F16L58/02 (2006.01)/308В 9/032 (2006.01). Спосіб ремонту сталевих трубопроводів / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ; заявка № а200613389, заявл. 18.12.2006; опубл. 25.11.2008., Бюл. № 22. – 10 с.

6 Пат. 82775, Україна, МПК С23F11/00, F16L58/02 (2006.01). Спосіб захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ; заявка № а200610/07, заявл. 21.09.2006; опубл. 12.05.2008., Бюл. № 9. – 3 с.

7 Копей Б.В. Спосіб попередження розвитку тріщиноподібних корозійних дефектів поверхні трубопроводів / Б. В. Копей, Т. П. Венгрияк // Нафтогазова енергетика: Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 10–14 жовтня 2011 р.) – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – С. 82.

8 Пат. 101532 Україна, Спосіб попередження розвитку тріщиноподібних та корозійних дефектів поверхні трубопроводів / Венгрияк Т. П., Копей Б.В.: заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; заявка № а201107154, заявл. 06.06.2011; опубл. Бюл. № 7.

9 ТУ У 26.1–02070855.003–2010 „Ізоляційне композитне покриття трубопроводів. Технічні умови”.

Стаття надійшла до редакційної колегії 11.06.15

Рекомендована до друку професором **Петриною Ю.Д.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук **Тарабариним П.В.** (НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

Інформаційні технології

УДК 681.514:621.029

СТРУКТУРИЗАЦІЯ, МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ ІНТЕРАКТИВНОЇ ВЗАЄМОДІЇ ОПЕРАТОР – ІНФОРМАЦІЙНА СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ

¹Н.Я. Возна, ²Г.Я. Процюк, ²І.Р. Пітух, ²Я.М. Николайчук

¹Тернопільський національний економічний університет; 46000, м. Тернопіль, вул. Львівська, 11,
e-mail: v o z n a @ u k r . n e t

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727131,
e-mail: p u b l i c @ n u n g . e d u . u a

Роботу присвячено аналізу програмно-апаратних засобів діагностування промислових об'єктів, методів та моделей інтерактивної взаємодії "оператор-моніторингова система". Досліджено структурування інтерактивних систем моніторингу об'єктів нафтогазової галузі. Визначено інтерфейсні та управлінські функції операторів підсистеми моніторингу процесів буріння. Сформульовано основні функціональні обмеження існуючих моніторингових систем, які не забезпечують оперативне виявлення та реагування операторів на складні передаварійні та аварійні ситуації на об'єктах. Обґрунтовано перспективу розробки та впровадження у моніторингових системах об'єктів нафтогазової галузі структурованих образно-кластерних інтерактивних моделей "оператор-моніторингова система", побудованих на основі глибокого статистичного, кореляційного, спектрального, ентропійного та логіко-статистичного станів об'єктів.

Ключові слова: комп'ютеризовані системи, діагностування, бурові установки, структуризація даних, образно-кластерні моделі.

Работа посвящена анализу программно-аппаратных средств диагностирования промышленных объектов, методов и моделей интерактивного взаимодействия "оператор-мониторинговая система". Исследована структуризация интерактивных систем мониторинга объектов нефтегазовой отрасли. Определены интерфейсные и управленческие функции операторов подсистемы мониторинга процессов бурения. Сформулированы основные функциональные ограничения существующих мониторинговых систем, которые не обеспечивают оперативное выявление и реагирование операторов на сложные предаварийные и аварийные ситуации на объектах. Обоснована перспектива разработки и внедрения в мониторинговых системах объектов нефтегазовой отрасли структурированных образно-кластерных интерактивных моделей "оператор-мониторинговая система", построенных на основе глубокого статистического, корреляционного, спектрального, энтропийного и логико-статистического состояний объектов.

Ключевые слова: компьютеризированные системы, диагностика, буровые установки, структурированные данные, образно-кластерные модели.

The article deals with the analysis of hardware and software for diagnostics of industry facilities, methods, and models of interactive system "operator-monitoring system". The structuring of the interactive systems for monitoring of oil and gas industry facilities was studied. The interface and administrative functions of the operators of the subsystem for drilling processes monitoring were defined. The main functional limitations of the existing monitoring systems that do not ensure operators' concurrent detection and response to difficult pre-emergency and emergency situations were stated. The authors of the work justified the prospects of development and introduction of the structured image cluster interactive models "operator-monitoring system", developed on the basis of deep statistical, correlation, spectral, entropic, and logical-and-statistical states of the facilities, into the monitoring systems of oil and gas industry facilities.

Keywords: computer-aided system, diagnostics, drilling rig, data structuring, image and cluster models.

Вступ

Розробка та впровадження комп'ютеризованих систем моніторингу широкого класу технологічних об'єктів різних галузей промисловості, а також технічної та екологічної безпеки їх експлуатації є особливо актуальною науково-прикладною задачею у нафтогазовій галузі. Та-

кими об'єктами є установки буріння, видобутку, підготовки, транспорту, переробки та зберігання нафтопродуктів і газу [1, 2].

У структурі комп'ютеризованих систем контролю та управління промислових об'єктів моніторинг за їх станом та технологічними режимами роботи виконують оператори абонент-

Обслуговування на сервере

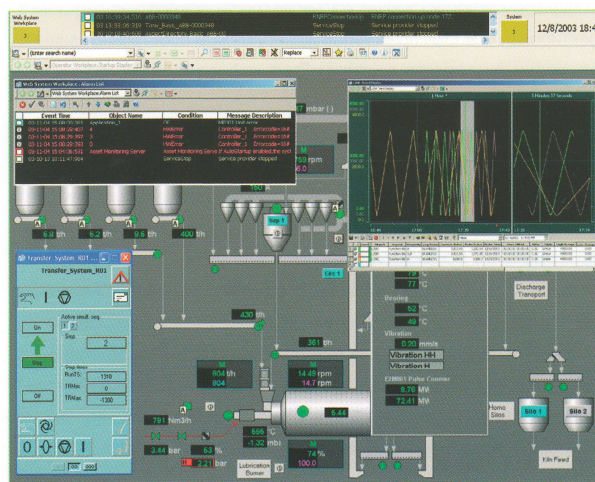
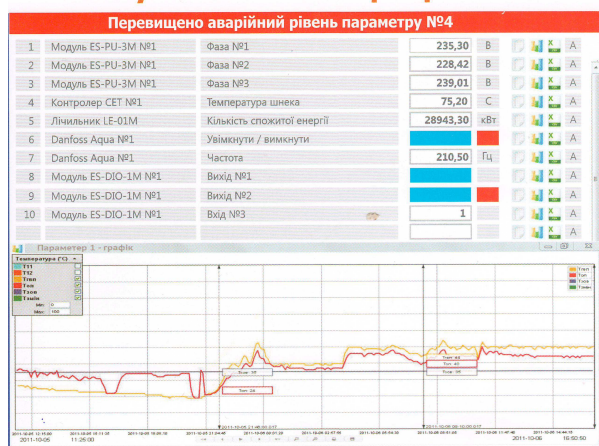


Рисунок 1 – Структуризація моніторингових даних в існуючих системах

ських станцій [3]. При цьому методи представлення, структуризація даних та технологія інтерактивної взаємодії "оператор – моніторингова система" (ОМС), як свідчить практика, дослідження науковців та розробки фірм [4,5], надійність та результативність функціонування ОМС в реальному часі суттєво впливає на ефективність роботи об'єктів та інформаційної системи діагностування в цілому.

Важливим елементом вказаної інформаційної взаємодії є інтерактивний режим реалізації моніторингу, ефективна структуризація моделей об'єктів управління, а також надійне розпізнавання квазістаціонарних, нештатних, передаварійних, аварійних та екологічно-небезпечних ситуацій на об'єктах. Особливе значення при цьому надається забезпеченню низької складності та високої швидкодії реакції оператора на зміни станів об'єктів.

Перспективним методом реалізації таких характеристик комп'ютеризованої системи на рівні абонентської станції оператора є образно-кластерна структуризація даних та відображення відповідної моделі на екрані монітора [3,6]. Досвід побудови такого класу моделей, отриманий у галузі літакобудування, на основі теорії та ентропійних принципів суб'єктивного аналізу В. Касьянова [7], а також проектування спеціалізованих комп'ютерних систем [8].

Аналіз публікацій та окреслення наукової задачі

Моніторинг технологічних об'єктів нафтогазової та інших галузей промисловості в наш час здійснюється за допомогою інтегрованих розподілених комп'ютеризованих систем [1-6]. Програмно-апаратні зособи такого класу інформаційних систем тиражуються і впроваджуються відомими зарубіжними фірмами: ABB, Motorola, F&F, SPM, SCHENCK, YOKOGAWA та їхніми представництвами в Україні (Електросвіт, ООО "Йокогава Електрик Україна") [4-6].

Прикладом найбільш популярних систем моніторингу стану розподілених об'єктів, до

яких належить більшість промислових установок нафтогазової галузі є:

- інтегрована система фірми ABB, яка виконує: централізоване ліцензування; узгоджений обмін даними між контролерами; централізоване конфігурування структури та резервування; опрацювання аварійних сигналів високого рівня пріоритету; збір, зберігання і перегляд графічних трендів історії і даних; реєстрація подій по всій системі;

- система CMS фірми SPM, яка дає змогу виконувати інформаційно-вимірювальні функції, моніторинг технічного стану, спектральний аналіз, реєстрацію відхилень обладнання від норми, формування сигналів тривоги та накопичення інформації в реальному часі;

- система адаптивної моніторингової структуризації COMPASS фірми Брюль і К'єр, система VIBRO-CAM-4000 фірми SCHENCK та ES-Configurator, представника F&F "Електросвіт" фірми F&F, які оснащені повнофункціональними наборами компонентів типу: сенсорів, комутаційних та програмованих реле, таймерів, цифрових регуляторів, контролерів, індикаторів та моніторів абонентських станцій операторів. Приклади архітектури таких систем подано у табл. 1.

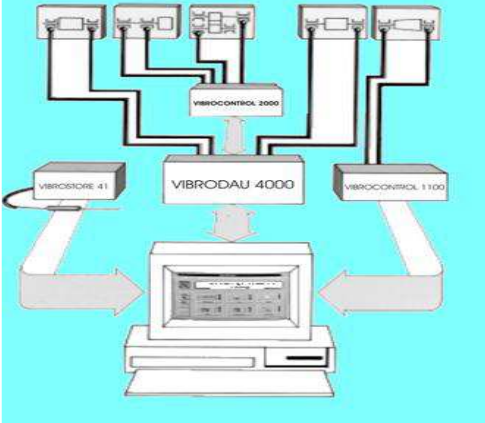
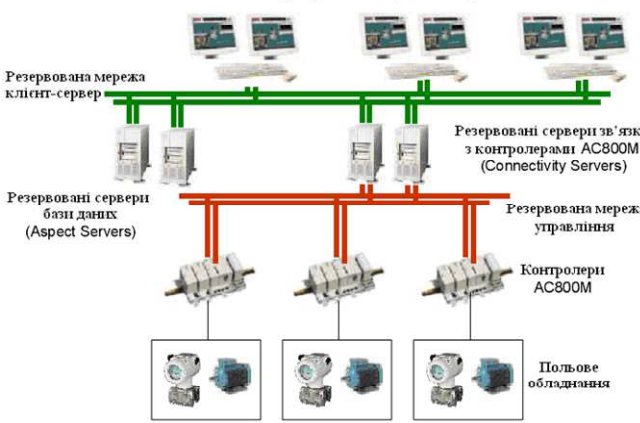
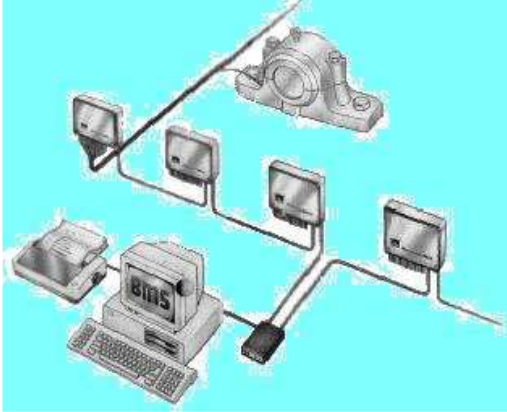

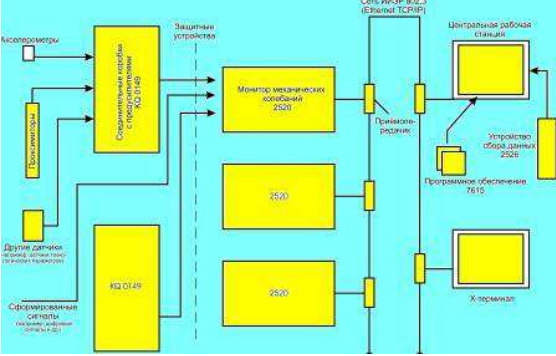
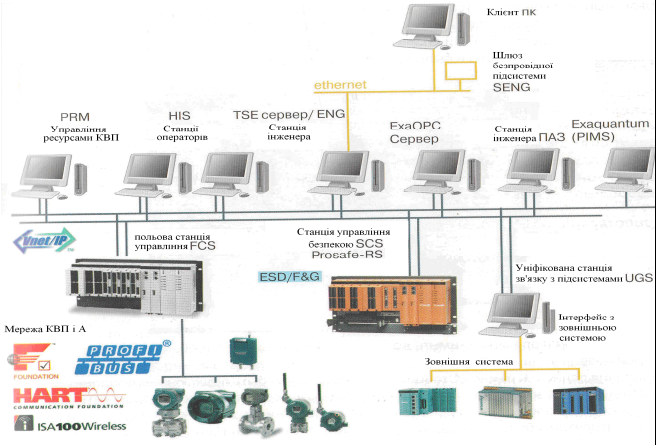
Як системи дистанційної взаємодії компонентів провідного та безпроводного інтерфейсного зв'язку використовується [5]: сервери OPC і SCADA, GSM та LAN-мережі, Internet GSM, CSD, Clip, Voice IBR, DIMF, GPRS, MS SQL, MY SQL, Modbus RTU/TCP.

Важливими функціями описаних систем є організація інтерактивної взаємодії ОМС, яка реалізується на рівні абонентської станції оператора (ACO).

Типовими структуризованими формами такої взаємодії є (рис. 1):

- таблиця усіх або за вибором оператора певної групи технологічних параметрів;
- тренди графіків реєстрації параметрів у часі;
- реалістичне структуризоване представлення об'єкта чи процесу моніторингу на базі Windows WPF.

Таблиця 1 – Структурна організація моніторингових комп'ютеризованих інтерактивних систем

<p>VIBROCAM 4000, фірма Motorola</p> 	<p>800xA System, фірма ABB Операторські станції (клієнти)</p> 
<p>CMS, фірма SPM</p> 	<p>ES-GETCOM figurator, фірма F&F</p> 
<p>COMPASS, фірма "Брюль і К'єр"</p> 	<p>CENTRUM VP, фірма Yokogawa</p> 

Слід зауважити, що в системі 800A та Centrum VPRS значна увага приділена факторам ефективності роботи оператора. При цьому метою інтегрованого інтерфейсу оператора є надання йому можливості швидкого і спрощеного користування засобами прийняття рішення для аналізу, пошуку та ліквідації несправності, як у

звичайному режимі, так і при наявності збоїв і відмов керуючого, виконавчого та інформаційного обладнання.

Виконаний аналіз структури та функцій інтегрованих комп'ютеризованих систем моніторингу універсального призначення свідчить, що проблемі розвитку теорії, систематизації функ-



Рисунок 2 – Промислові об'єкти НГК

цій та методам підвищення ефективності роботи операторів взаємодії ОМС приділено недостатньо уваги. При цьому практично відсутні дослідження структуризованих моделей ОМС, адаптованих до конкретних інформаційних, технологічних та семантичних станів реальних промислових об'єктів управління. Недостатньо уваги приділено реалізації принципів побудови образно-кластерних моделей моніторингу відхилень станів об'єктів від норми на основі статистичних, кореляційних, спектральних, ентропійних, кластерних та логіко-статистичних інформаційних моделей, теоретичні основи яких викладено у наукових працях [9-11].

Мета роботи

Метою даної роботи є обґрунтування розробки та впровадження у програмно-апаратне забезпечення моніторингових систем контролю та управління об'єктами нафтогазової галузі структуризованих інтерактивних образно-кластерних моделей взаємодії "оператор-моніторингова система".

Застосування глибокого статистичного, кореляційного, ентропійного та логіко-статистичного аналізу станів об'єктів є перспективним інструментом підвищення ефективності роботи операторів в умовах виникнення нештатних, передаварійних та аварійних ситуацій на промислових об'єктах нафтогазової галузі.

Виклад основного матеріалу

Архітектура та функції інформативних моніторингових систем у нафтогазовій промисловості

Класифікацію об'єктів нафтогазового комплексу (НГК) наведено на рис.2.

Практично всі технологічні об'єкти НГК мають найбільш виражені квазістаціонарні статистично змінні у часі, аварійно-вибухо-еколо-

гонебезпечні характеристики. Тому у структурі інформаційних систем моніторингу такого класу об'єктів високу відповідальність несуть оператори комп'ютеризованих комплексів контролю та управління. Крім цього, навіть при умові високої надійності промислового обладнання, засобів автоматизації та компонентів інформаційно-моніторингової системи, також повинні враховуватися питання інформаційної безпеки та захисту інформаційних ресурсів від зовнішніх випадкових та цілеспрямованих негативних впливів.

Підсистема контролю та управління бурінням нафтових та газових свердловин

Оскільки процеси буріння є достатньо тривалими у часі, енергоємні та економічно затратні, функції оператора у підсистемі контролю та управління будівництвом свердловин потребують глибокої систематизації, дослідження та оптимізації.

Розробка та серійний випуск систем комплексного управління бурінням (СКУБ-М) та програмно-апаратних засобів активного терміналу оперативної системи буріння (АТОС-Б) виконувалися Івано-Франківським заводом "Промприлад". Структуру названих систем, у розробці яких безпосередню участь брали співробітники ІФНТУНГ під керівництвом професорів Семенцова Г.Н. та Николайчука Я.М. зображено на рис. 3 та рис. 4.

Особливістю автоматизованої системи управління бурінням є трирівнева інтерактивна архітектура, на кожному рівні якої функції моніторингу та управління в реальному часі паралельно виконують 3 ієрархічно підпорядковані оператори:

- бурильник (оператор 1);
- буровий майстер (оператор 2);
- диспетчер УБР (оператор 3).

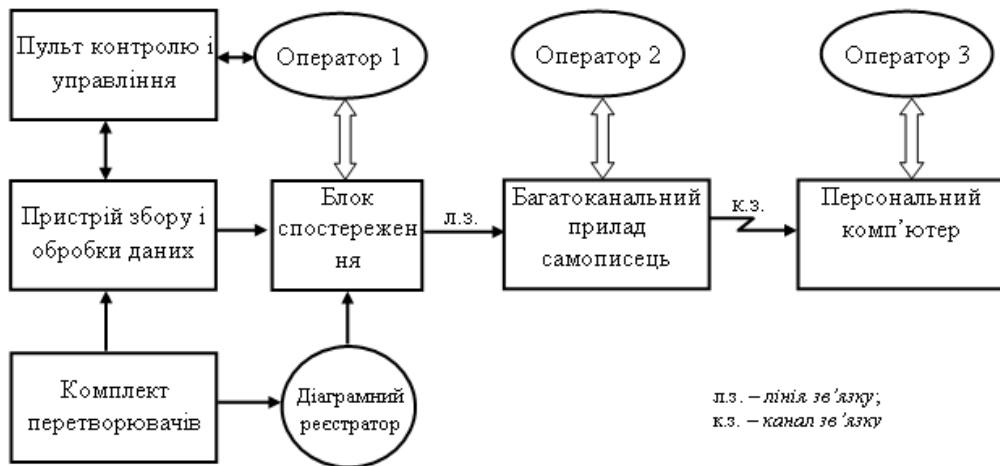


Рисунок 3 – Структура аналогової розподіленої інтерактивної системи контролю і управління бурінням СКУБ-М

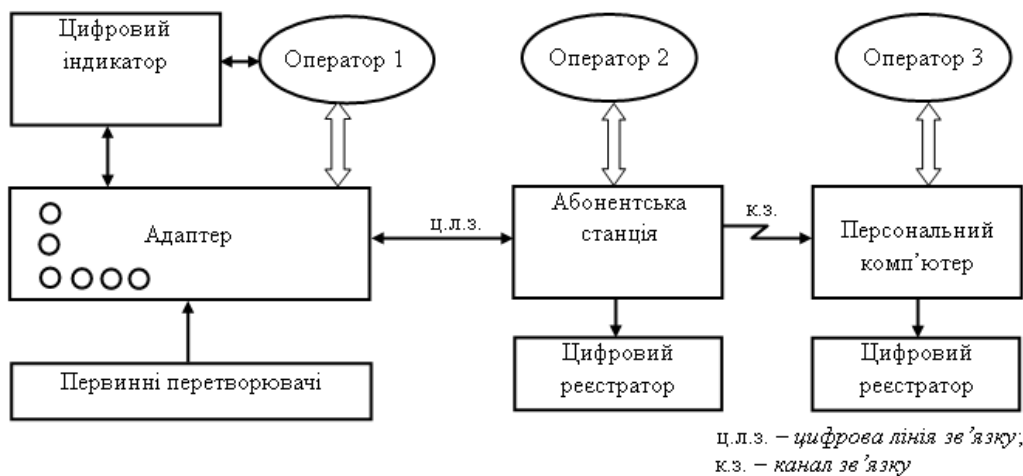


Рисунок 4 – Архітектура цифрової інтерактивної розподіленої системи моніторингу процесів буріння

Слід зауважити, що незважаючи на багаточисельну експлуатацію такої структуризації моніторингу технологічних процесів буріння теоретичні, методологічні, експериментальні, ергономічні та техніко-експлуатаційні дослідження взаємодії ОМС практично не проводилися і недостатньо повно відображені у наукових працях. Крім того, відсутній аналіз взаємодії ОМС, виходячи з фундаментальних положень теорії джерел інформації та теорії суб'єктивного ентропійного аналізу операторів складних відкритих систем [11, 12].

Структуру цифрової системи контролю та моніторингу процесів роторного буріння АТОС-Б зображено на рис. 4.

У системі АТОС-Б визначені наступні функції операторів:

- 1 оператор – бурильник: вибір з допомогою адаптера одного з шести технологічних станів бурової установки:

- 1 – буріння, 4 – випробування,
- 2 – промивання, 5 – компоновка,
- 3 – СПО, 6 – очікування.

- 2 оператор – буровий майстер, виконує наступні функції:

- інтерактивна взаємодія з оператором 1;

- моніторинг і аналіз стану та режимних параметрів процесу буріння, представлених у цифровій формі;

- формалізований ввід даних добового майстра (СРБМ) у реальному часі або у пакетному режимі вкінці доби.

Абонентський пункт бурового майстра, оснащений спецпроцесором, виконує наступні інформаційні операції:

- зменшення надлишковості вхідної вимірювальної та алфавітно-цифрової інформації;

- структуризоване кодування вхідних вимірювальних та техніко-економічних даних у кодї системи залишкових класів з захистом від помилок та несанкціонованого доступу;

- квазітрійкова частотна маніпуляція вихідного коду з внутрішньою бітовою та блоковою синхронізацією;

- реєстрація інформаційних даних на цифровому носії.

Функції 3 оператора в УБР співпадають з функціями оператора системи СКУБ-М, а також розширені можливістю контролю та моніторингу станів БУ та трендів технологічних параметрів в реальному часі на моніторі персонального комп'ютера.

Таблиця 2 – Кореляційні функції для різних моделей

Назва моделі	Аналітичний вираз
Знакова автокореляційна модель	$B_{xx}(j) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1+j}^{n+j} \text{sign } x_i \cdot \text{sign } x_{i+j}$
Релейна автокореляційна модель	$H_{xx}(j) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1+j}^n x_i \cdot \text{sign } x_{i+j}$
Коваріаційна автокореляційна модель	$K_{xx}(j) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1+j}^{n+j} x_i \cdot x_{i+j}$
Кореляційна автокореляційна модель	$R_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1+j}^{n+j} x_i \cdot x_{i+j}; x_i = x_i - M_x; j \in \overline{0, m}$
Нормована автокореляційна модель	$\rho_{xx}(j) = \frac{R_{xx}(j)}{D_x}$

Таким чином аналіз архітектури, функцій тиражованих комп'ютеризованих систем моніторингу та особливостей реалізації взаємодії ОМС у системах управління процесом буріння дозволяє зробити наступні висновки.

1. В існуючих системах даного класу контроль та моніторинг відхилень станів та технологічних процесів об'єктів управління виконується виключно шляхом контролю та реєстрації відхилень по амплітуді.

2. Функції та інформаційна взаємодія ОМС в інструкціях по експлуатації та описах систем практично відсутні.

3. Недостатньо досліджені теоретично та експериментально моделі та способи відображення структуризованих даних інтерактивного моніторингу операторами систем.

4. Практично не використовується для інтегрованого відображення на моніторах операторів результати статистичного, кореляційного, спектрального, кластерного, ентропійного та логіко-статистичного опрацювання квазістаціонарних переходів об'єктів управління у різні інформаційні, технологічні, семантичні та евристичні стани

5. Не проаналізовано перспективу підвищення ефективності роботи операторів в умовах виникнення нештатних, передаварійних, аварійних та еколого-небезпечних ситуацій на промислових установках нафтогазової галузі.

6. Потребують глибоко теоретичного та експериментального дослідження методи структуризації моніторингових даних на основі образно-кластерних моделей та ергономіки інформаційної взаємодії ОМС.

Теоретичні засади структуризації даних образно-кластерного моніторингу об'єктів управління (ОУ) інтерактивної комп'ютеризованої системи

Параметри ОУ, на основі яких ідентифікуються його статистичні, кореляційні та ентропійні стани визначаються згідно фрейму оператора та формується його структуризована образно-кластерна модель згідно виразу [10]:

$$X_{OY} = F(\{x_i\}, \{x_j\}, S_{oy}, M_x, M_j, M_v, D_x, \delta_x, R_{xx}, R_{xy}, S_w, L_i, \rho_{ij}, S_{ij}, P_{ij}, I_x)$$

де $\{x_i\}, \{x_j\}$ - масиви оцифрованих моніторингових даних параметрів ОУ;

S_{oy} - відповідно семантичний, інформаційний та технологічний стани ОУ;

M_x, M_j, M_v - відповідно вибіркове, ковзне та вагове математичні сподівання;

D_x, δ_x - відповідно дисперсія та середньоквадратичне відхилення;

R_{xx}, R_{xy} - автокореляційна та взаємкореляційні функції;

S_w - спектри параметрів ОУ у різних ґратико-числових базисах;

L_i - логіко-статистичні інформаційні моделі (ЛСІМ), $i \in \overline{1, 5}$;

$\rho_{ij}, S_{ij}, P_{ij}$ - відповідно матриці коефіцієнтів взаємкореляції, кластерної моделі ймовірнісних переходів та ентропійних станів;

I_x - кореляційна міра ентропії стану ОУ.

Аналітику кореляційних функцій наведено в табл. 2.

Статистичні характеристики структуризованих даних $M_x, M_j, M_v, D_x, \delta_x$ обчислюються згідно аналітичних виразів:

$$M_x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i; M_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1+j}^{n+j} X_{i+j};$$

$$M_v = \frac{1}{n} \sum_{i=1+j}^{n+j} V_{i-j} X_{i+j}; D_x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - M_x)^2;$$

$$\sigma_x = \sqrt{D_x}; V - \text{вагова функція.}$$

Аналітику ЛСІМ наведено в таблиці 3.

Я.М.Николайчуком розроблено теорію та запропоновано інформаційну міру ентропії, яка розраховується для однопараметричних та багатопараметричних ОУ згідно виразу:

Таблиця 3 – Аналітика та продукційні моделі ЛСІМ

Аналітичний вираз	Продукційна модель
<p>Відхилення по амплітуді</p> <p>ЛСІМ-1</p> $L_1 = \begin{cases} 0, & x_i \in \varepsilon_1 \\ 1, & x_i \notin \varepsilon_1 \end{cases}, L_1 \in \overline{0,1}$	
<p>Відхилення по динаміці</p> <p>ЛСІМ-2</p> $L_2 = \begin{cases} 0, & C_{xx}(j) \in \varepsilon_2 \\ 1, & C_{xx}(j) \in \varepsilon_1 \end{cases}$ $C_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{i-j})^2 \quad j = 0, 1, 2, \dots, m.$	
<p>Відхилення по фазі</p> <p>ЛСІМ-3</p> $L_3 = \begin{cases} 0, & \rho_{xy}(0) \geq 0 \\ 1, & \rho_{xy}(0) < 0 \end{cases}, \rho_{xy}(0) = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i}{\sqrt{D_x \cdot D_y}}$	
<p>Відхилення по спектру</p> <p>ЛСІМ-4</p> $L_4 = \begin{cases} 0, & S_w \in \varepsilon_4 \\ 1, & S_w \notin \varepsilon_4 \end{cases}, S_w = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \rho_{xx}(j) \cdot w_j \cdot e^{-\alpha j}$	
<p>Відхилення по ентропії</p> <p>ЛСІМ-5</p> $L_5 = \begin{cases} 0, & D_{oy} > \beta \\ 1, & D_{oy} \leq \beta \end{cases}$ <p>$0 < \beta < 1$ - коефіцієнт деградації ОУ.</p>	

$$I_x = n \cdot \hat{E} \left[\frac{1}{2} \log_2 \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m (D_x^2 - R_{xx}^2(j)) \right],$$

де $\hat{E}[\bullet]$ – цілочисельна функція з округленням до більшого цілого.

Дана формула, на відміну від відомої формули оцінки ентропії К.Шеннона, крім ймовір-

нісних станів ОУ враховує його кореляційні характеристики переходу з одного стану в інший, що розширює функціональні можливості моніторингу переходів ОУ в передаварійні та аварійні стани.

Побудова образно-кластерної моделі ОУ здійснюється на основі нормованої кореляційної матриці $\|\rho_{ij}\|$, яка розраховується на основі нормо-

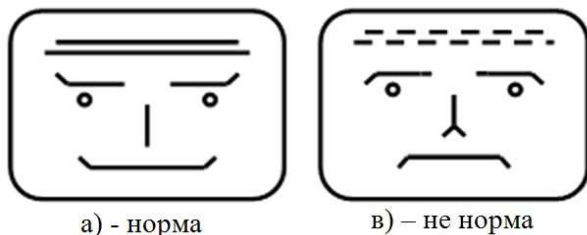


Рисунок 5 – Структуризована образно-кластерна модель ОУ

ваних коефіцієнтів взаємкореляції ρ_{ij} згідно

виразу: $\rho_{ij} = \frac{R_{ij}(0)}{\sigma_i \sigma_j}$ та матриці

$$\|\rho_{ij}\| = \begin{pmatrix} 1 & \rho_{12} & \dots & \rho_{1m} \\ & 1 & \dots & \rho_{2m} \\ & & \dots & \dots \\ & & & \rho_{m-1,m} \\ & & & & 1 \end{pmatrix}$$

На рис. 5 наведено приклад реалізації образно-кластерної моделі на моніторі оператора, яка відображає стан норми та відхилення від норми на основі глибокого статистичного та кореляційно-ентропійного аналізу.

Наукова новизна та практична цінність отриманих результатів

Наукова новизна запропонованого методу побудови образно-кластерної моделі (ОКМ) моніторингу станів об'єкта управління полягає у тому, що існуючі методи характеризуються обмеженими функціональними можливостями, оскільки демонструють оператору тільки факт передаварійних чи аварійних станів об'єкта. Виявлення нештатного стану об'єкта потребує від оператора додаткових дій для ідентифікування конкретного параметру відхилення від норми. Таким чином відомі методи моніторингу об'єктів не забезпечують необхідну швидкодію реакції оператора та правильність прийняття рішень по відновленню норми стану об'єкта.

Запропонований метод, на відміну від відомих, шляхом інтегрованого представлення стану об'єкта ОКМ, яка формується на основі опрацювання статистичних, кореляційних, логіко-статистичних, спектральних, кластерних та ентропійних характеристик об'єкта, забезпечує покращені умови моніторингу та підвищення швидкодії реакції оператора на відхилення станів об'єкта від норми. При цьому забезпечується необхідний рівень вибухо- та екологічної безпеки об'єктів нафтогазової галузі.

Висновки

Виконаний огляд та аналіз системних характеристик тиражованих інформаційних систем моніторингу та управління розподіленими промисловими об'єктами, включаючи установчу буріння нафтогазового комплексу.

- 1. Моделі ЛСІМ (1-5)
- 2. Ентропія ОУ (I_x, D_{ov})
- o o 3. Динаміка відхилень від норми ($\|\rho_{ij}\|, P_{ij}$)
- | 4. Статистика станів ($D_x, \delta_x, R_{xx}, R_{xy}, S_w$)
- 5. Математичні сподівання заданих уставок ($M_x, M_j, M_v, \epsilon_i$)

Обґрунтовано зростання ролі операторів та їх взаємодії з моніторинговою інформаційною системою при вирішенні задач підвищення ефективності аварійної та екологічної безпеки об'єктів нафтогазової галузі. Визначено перспективу розвитку теорії інтерактивних методів взаємодії ОМС на основі побудови образно-кластерних моделей.

Література

- 1 Карпаш О.М. Технічна діагностика бурового та нафтогазового обладнання: навч. посіб. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 272 с.
- 2 Заміховський Л.М. Основи теорії надійності і діагностики технічних систем: навч. посіб. / Л.М.Заміховський, В.П.Калявін. – Івано-Франківськ: Полум'я, 2004. – 360 с.
- 3 Семенцов Г.Н. Основи моніторингу технологічних об'єктів нафтогазової галузі: навч. посіб. / Г.Н.Семенцов, М.М.Дранчук, О.В.Гутак, Я.Р.Когуч, М.І.Когутян, Я.В.Куровець. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 808 с.
- 4 www.abb.com - офіційний сайт компанії АВВ.
- 5 www.es.ua - офіційний сайт фірми "Електросвіт".
- 6 www.yokogawa.ua - офіційний сайт компанії YOKOGAWA.
- 7 Касьянов В. Суб'єктивний аналіз. – Киев: НАУ, 2007. – 512 с.
- 8 Nykolaichuk Ya.M., Vozna N.Ya, Pitukh I.R. Structuring the movement of data in computer systems. Ternopil: Terno-graf, 2013. – 284 p.
- 9 Алишов Н.И. Развитие методы взаимодействия ресурсов в распределенных системах. – Киев: Сталь, 2009. – 448 с.
- 10 Vozna N., Protsiuk H., Pituh I., Nykolaychuk Y. Image-cluster Method of Data Structuring of Multipsrsmeter Objects Monitoring of Interactive Computer Systems Proceedings of XIIIth International Conference CADSM'2015. – Lviv, 2015. – PP. 295-299.
- 11 Николайчук Я.М. Теорія джерел інформації / Я.М. Николайчук. – Тернопіль: ТНЕУ, 2008. – 536 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 04.06.15

Рекомендована до друку професором Горбійчуком М.І. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором Березьким О.М. (Тернопільський національний економічний університет, м. Тернопіль)