

Техніка і технології

УДК 622.24

ТЕХНІЧНЕ ОСНАЩЕННЯ РОБІТ З РЕМОНТУ І ОБСЛУГОВУВАННЯ ФОНДУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН В УКРАЇНІ

Є.І.Крижанівський, Ю.В.Міронов, Л.І.Романишин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42364
e-mail: rector@nung.edu.ua

Рассмотрен состав и структура существующего в Украине парка технических средств для ремонта, обслуживания и освоения скважин, дана оценка его соответствия условиям применения, изучена продолжительность пребывания оборудования в эксплуатации, разработаны рекомендации относительно перспективного парка.

The constitution and configuration of the Ukrainian workover rig's fleet are investigated, his conformity with operational conditions is estimated, the duration of rig's operation is studied and some practical recommendations concerning future rig's fleet are elaborated.

Чисельність фонду нафтових і газових експлуатаційних свердловин в Україні постійно зростає. За останнє п'ятиріччя вона збільшилась на 455 одиниць, середньорічний приріст становив 91 свердловину. Ще більшими темпами характеризується плановане зростання цього показника на перспективу до 2010 року, коли чисельність фонду експлуатаційних свердловин щорічно збільшуватиметься в середньому на 102 свердловини. Національною програмою „Нафта і газ України на період до 2010 року” передбачено щорічне введення в експлуатацію від 113 до 125 нафтових і газових свердловин. Описана динаміка та програмні завдання до 2010 року ілюстровані рисунком 1.

При ustalених обсягах видобутку зростання зумовлене не лише необхідністю оновлення фонду — заміни свердловин, пробурених на продуктивні горизонти з вичерпаними видобувними запасами, але також потребою його розширення для компенсації зниження середнього добового дебіту. Таким чином, доводиться констатувати, що у вітчизняному нафтогазовидобутку широко практикується екстенсивний метод розвитку, якому відповідає найнижча економічна ефективність.

Існують та застосовуються численні способи інтенсифікації видобутку та збільшення продуктивності фонду, які характеризуються різною капіталомісткістю та фондівіддачею, різними термінами реалізації. Серед них очеви-

дним та доволі результативним є зменшення тривалості простоїв свердловин в ремонті, обслуговуванні та їх очікуванні. Цим способом неможливо цілковито ліквідувати потребу у спорудженні нових експлуатаційних свердловин, але можна суттєво зменшити їх число та відповідні витрати. Необхідною умовою реалізації цього способу є наявність парку технічних засобів для виконання вказаних робіт, який характеризується високим технічним рівнем та повною відповідністю умовам експлуатації.

Оптимальним слід вважати парк такої мінімально достатньої чисельності і складу, якому відповідає можливий мінімум тривалості перерв в експлуатації свердловин, спричинених необхідністю виконання робіт з їх обслуговування та ремонту. Оптимум віднаходиться із використанням статистичних даних, якими характеризується надійність експлуатаційних свердловин та їх обладнання, із застосуванням методів теорії масового обслуговування. Необхідною засадою оптимальності парку є його цілковита відповідність умовам експлуатації, зокрема, відповідність паспортних характеристик технічних засобів параметрам їх застосування при виконуваних у свердловинах роботах.

Склад наявного в Україні парку технічних засобів для ремонту, освоєння і обслуговування свердловин в динаміці за три останні роки (станом на кінець 2003 та 2005 років) наведено в таблиці 1.

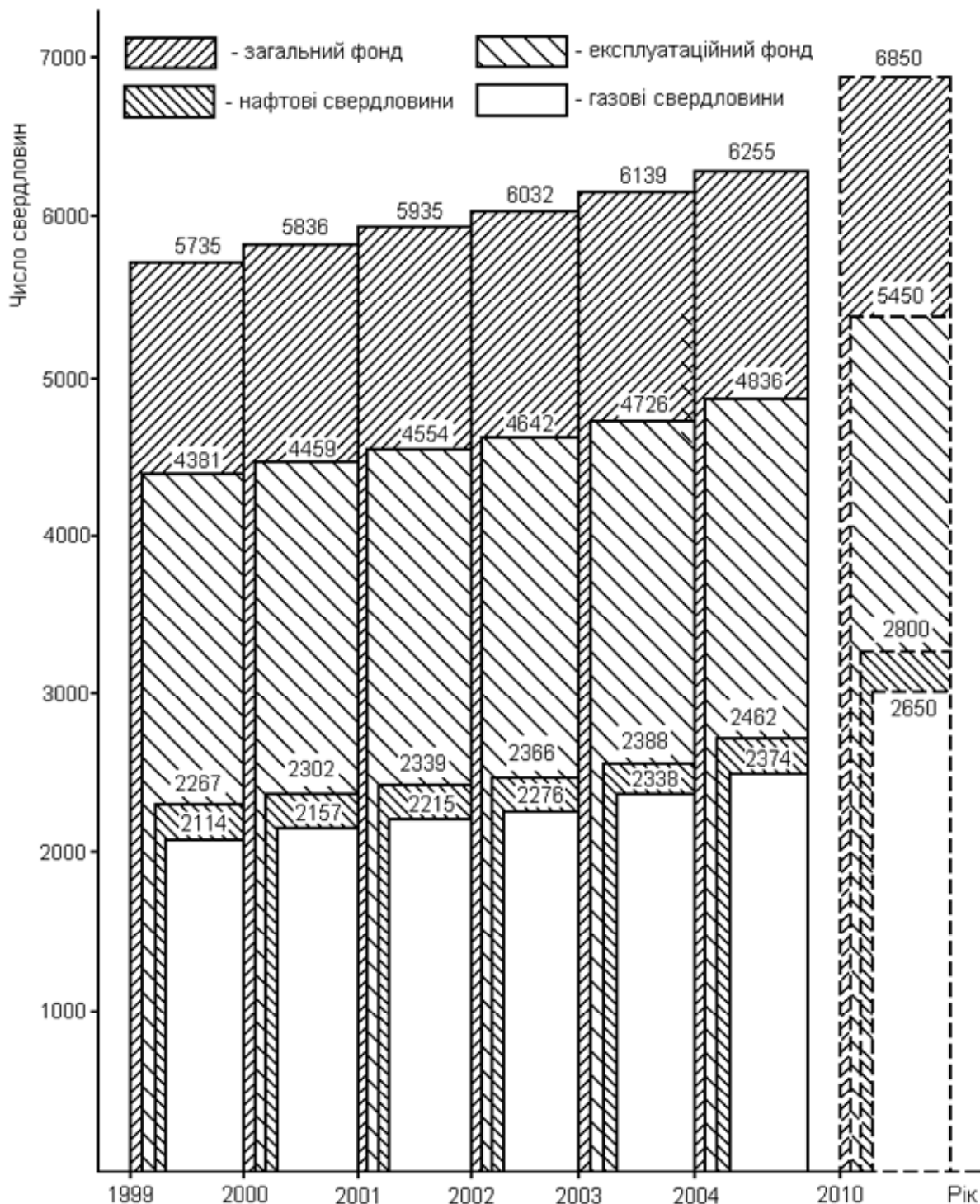


Рисунок 1 – Динаміка чисельності фонду свердловин та його планована чисельність

Таблиця 1 є вельми інформативною, за її даними можна сформулювати такі очевидні висновки:

- у складі парку наявні установки, які за параметром допустимого навантаження на підйомний гак належать до семи класів: 400, 500, 600, 800, 1000, 1250 та 1470 кН;
- парк складений установками 23 різних моделей, виготовлених в семи країнах світу;

- середня по парку чисельність установок однієї моделі на кінець 2005 року становить 7,3 комплекту. Установки шести моделей є одиничними, складаючи 28% від загального числа, в переліку вони обіймають 3,6% загальної чисельності. Описане широке розмаїття і диверсифікація країн-виробників не виправдані розмаїттям умов експлуатації, не вимагаються ними та суттєво ускладнюють його утримання;

Таблиця 1 – Наявність устаткування для ремонту, освоєння і обслуговування свердловин в Україні¹⁾

Модель, марка, шифр	Число в парку, комплектів		Модель, марка, шифр	Число в парку, комплектів	
	у 2003 році	у 2005 році		у 2003 році	у 2005 році
1 Азинмаш-37	22	21	13 КОРО-1-80	10	11
2 Азинмаш-43А	2	2	14 АКИ-80	1	1
3 УПТ-32	10	9	15 Р-80	2	2
Установок з допустимим навантаженням на гак $P_{\text{гдоп}} < 400 \text{ кН}^2$: (34/32) комплектів, (23,9/19,2)%			16 АОРС-80/100	1	6
4 АР-32	1	1	17 ТW-80-СА-А4	–	2
5 АОРС-40	3	6	Установок з допустимим навантаженням на гак $600 < P_{\text{гдоп}} \leq 800 \text{ кН}$: (14/22) комплектів, (9,9/13,2)%		
6 УПТ1-50	9	8	18 AD-520RU	1	1
7 УПА-50	10	12	19 XJ 450	1	1
8 А-50	31	30	20 ТW-125-СА-А6	–	4
Установок з допустимим навантаженням на гак $400 \leq P_{\text{гдоп}} \leq 500 \text{ кН}$: (54/57) комплектів, (38/34,1)%			21 IRI 125	11	11
9 А-50М	7	7	22 Ideco	1	1
10 УПА-60А	6	7	23 XJ 650	4	4
11 300 Franks	1	1	Установок з допустимим навантаженням на гак $P_{\text{гдоп}} > 800 \text{ кН}$: (18/22) комплектів, (12,7/13,2)%		
12 АОРС 60	8	19	Разом технічних засобів усіх класів для ремонту і обслуговування свердловин (142/167) комплектів, (100/100)%		
Установок з допустимим навантаженням на гак $500 < P_{\text{гдоп}} \leq 600 \text{ кН}$: (22/34) комплектів, (16/20)%					

Примітки:

- 1) – не враховано обладнання вказаного призначення, що належить підприємствам інших галузей національної економіки, крім нафтогазовидобувної;
 2) – у чисельниках дробів наведено показники 2003 року, у знаменниках – показники 2005 року.

Таблиця 2 – Розподіл фонду експлуатаційних свердловин в Україні за кінцевою глибиною (на суходолі)

Кінцева глибина свердловин, м	Відносна чисельність, %	Кінцева глибина свердловин, м	Відносна чисельність, %
≤ 500	0,96	3501-4000	14,0
501-1000	4,42	4001-4500	6,08
1001-1500	9,59	4501-5000	5,73
1501-2000	13,9	5000-5500	0,80
2001-2500	20,5	5501-6000	0,37
2501-3000	12,4	≥ 6001	0,04
3001-3500	11,3	Разом	100

• при зростанні загальної чисельності парку впродовж останніх трьох років на 25 одиниць число установок, виготовлених в Україні, за той же час збільшилось на 23, що красномовно характеризує реалізовану політику реновації та свідчить про необхідність розроблення і освоєння власного виробництва установок класів 1250, 1470, 1600 кН;

• основна частка констатованого приросту чисельності парку припадає на установки класів 500, 600, 800 кН та важчих, що пояснюється більш віддаленою перспективою, в якій передбачається суттєве збільшення середньої глибини експлуатаційних свердловин.

Умови застосування парку технічних засобів для ремонту і обслуговування свердловин визначаються багатьма розмаїтими чинниками, серед яких найважливішими є чисельність обслуговуваного фонду свердловин, їх глибина і склад продукції, способи видобутку, показники надійності свердловинного устаткування, технічна оснащеність, рівень організації та проду-

ктивність праці ремонтних бригад. З названого розглянемо глибину свердловин експлуатаційного фонду, якою за інших рівних умов визначаються витрати часу на їх ремонт і обслуговування, необхідна чисельність парку та вантажопідйомність технічних засобів. Відповідну інформацію з поділом на інтервали з кроком 500 м подано в таблиці 2 та ілюстровано рисунком 2.

На рисунку 2, крім зазначеного вище, наведено розподіл парку технічних засобів за параметром призначення - максимальною глибиною ремонтних або обслуговуваних свердловин. Його побудова виявилася доволі складною через те, що різні виробники для різних моделей установок при ідентичній величині допустимого навантаження на підйомний гак подають значення максимальної глибини ремонтної – обслуговуваної свердловини з відносними відхиленнями до $\pm 50\%$. Тому гістограма 2 на рисунку 2 побудована за усередненими значеннями максимальної глибини свердловин, притаманними установкам відповідних класів.

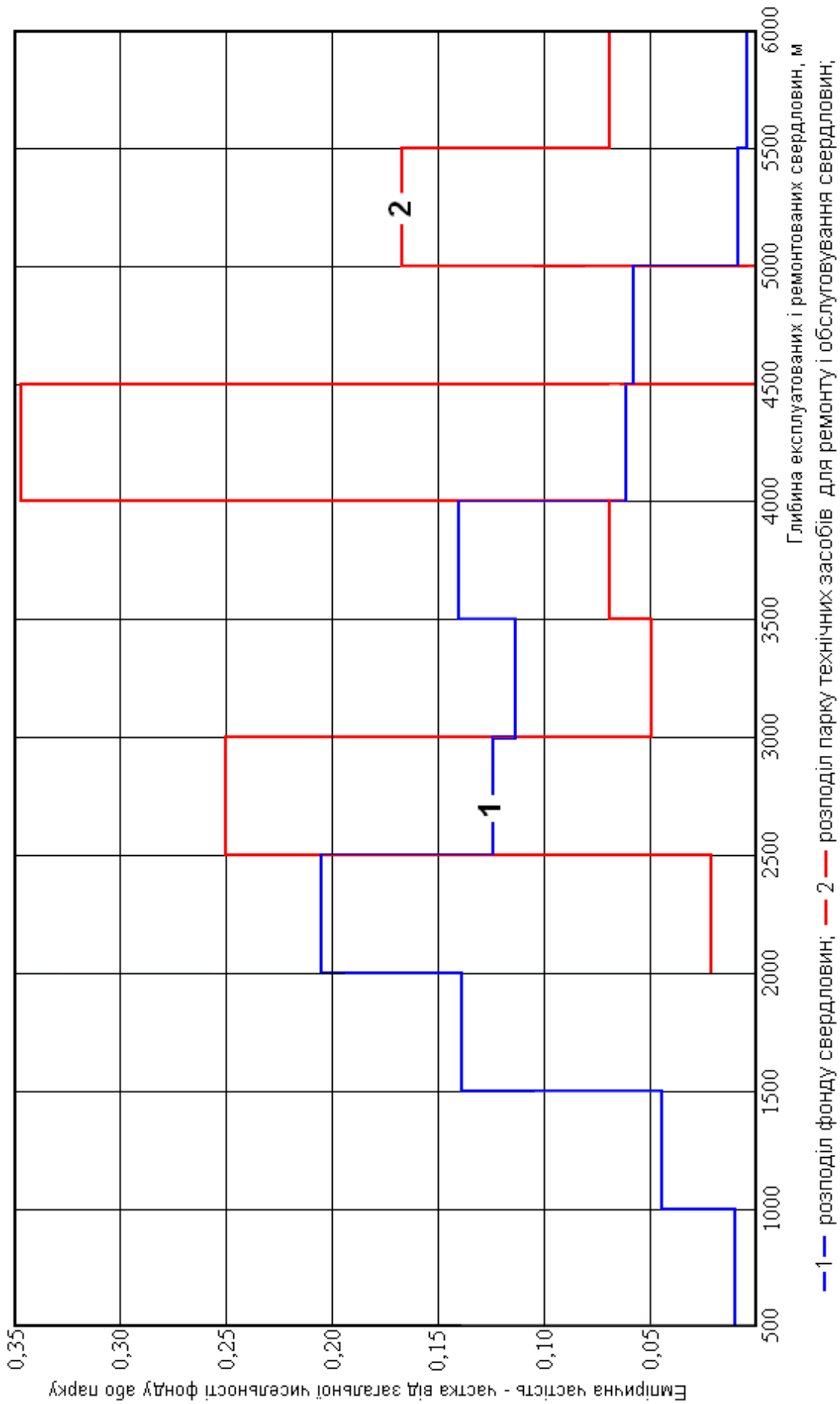


Рисунок 2 — Розподіл фонду експлуатаційних свердловин та технічних засобів для їх ремонту і обслуговування за глибиною свердловин

Таблиця 3 — Розподіли наявного парку технічних засобів для ремонту, освоєння і обслуговування свердловин за тривалістю Т перебування в експлуатації

Тривалість Т експлуатації, роки	Параметри розподілу				Тривалість Т експлуатації, роки	Параметри розподілу			
	Ч _{абс}		Ч _{відн}			Ч _{абс}		Ч _{відн}	
	2003	2005	2003	2005		2003	2005	2003	2005
T < 1	2	1	0,0141	0,0060	13 > T ≥ 12	7	20	0,0493	0,1198
2 > T ≥ 1	4	8	0,0282	0,0479	14 > T ≥ 13	12	3	0,0845	0,0180
3 > T ≥ 2	7	9	0,0493	0,0539	15 > T ≥ 14	10	5	0,0704	0,0299
4 > T ≥ 3	3	5	0,0211	0,0299	16 > T ≥ 15	4	9	0,0282	0,0539
5 > T ≥ 4	8	9	0,0563	0,0539	17 > T ≥ 16	4	8	0,0282	0,0479
6 > T ≥ 5	13	4	0,0915	0,0240	18 > T ≥ 17	5	2	0,0352	0,0120
7 > T ≥ 6	9	10	0,0634	0,0599	19 > T ≥ 18	0	5	0,0000	0,0299
8 > T ≥ 7	2	13	0,0141	0,0778	20 > T ≥ 19	1	6	0,0070	0,0359
9 > T ≥ 8	10	8	0,0704	0,0479	21 > T ≥ 20	2	2	0,0141	0,0120
10 > T ≥ 9	15	4	0,1056	0,0240	22 > T ≥ 21	1	0	0,0070	0,0000
11 > T ≥ 10	17	9	0,1197	0,0539	23 > T ≥ 22	2	5	0,0141	0,0299
12 > T ≥ 11	4	17	0,0282	0,1018	T ≥ 23	0	5	0,0000	0,0299
Разом						142	167	1,000	1,000

Примітка: Ч_{абс} – абсолютна чисельність, комплекти;
 Ч_{відн} – частка технічних засобів з тривалістю Т перебування в експлуатації в загальній чисельності наявного парку.

Трудомісткість і тривалість робіт з ремонту і обслуговування свердловин зростає із збільшенням їх глибини. Тому ознакою цілковитої відповідності парку умовам його застосування є такий його розподіл, який в кожному інтервалі глибини характеризується умовою

$$Ч_{ni} = k_i \cdot Ч_{ci}, \quad (1)$$

де: Ч_{ni} – відносна чисельність обладнання, придатного для ремонту і обслуговування свердловин з граничною глибиною, що потрапляє до i-ого інтервалу, частка від загальної чисельності парку;

Ч_{ci} – відносна чисельність свердловин з глибиною, що потрапляє до i-ого інтервалу, частка від загальної чисельності фонду свердловин;

k_i – коефіцієнт відносної тривалості комплексу робіт з ремонту-обслуговування свердловин, глибина яких потрапляє до i-ого інтервалу.

Слід уточнити, що описана умова є дійсною для фонду, складеного рівнонадійними свердловинами.

Дані таблиць 1,2 та зображене на рисунку 2 вказують на те, що нині наявний в Україні парк технічних засобів для ремонту і обслуговування свердловин за своїм складом, диференціацією за класами далекий від відповідності умовам експлуатації. Зокрема, очевидним є дефіцит обладнання для свердловин глибиною (2000...2500), (3000...4000), (4500...5000) м.

Оцінка достатності, так само як виявлення дефіциту або надлишку технічних засобів для ремонту і обслуговування свердловин, потребує інформації стосовно середньостатистичних річних обсягів виконуваних ремонтних робіт та робіт з обслуговування на одну експлуатаційну газову і нафтову свердловину із диференціацією за глибинами.

На цій бази міг би бути виконаний розрахунок річного обсягу робіт та визначена розрахункова потреба в технічному оснащенні для їх виконання. Однак така інформація власниками фонду експлуатаційних свердловин та парку технічних засобів для їх ремонту і обслуговування визнана конфіденційною, внаслідок чого виявилася недоступною.

Для виявлення тенденцій, що встановилися останнім часом у змінах структури наявного парку, для оцінки ступеня його наближення до умов експлуатації за даними таблиці 1 побудовано розподіли парку за величиною допустимого навантаження на підйомний гак, представлені на рисунку 3.

Моди і медіани розподілів 2003 та 2005 років збігаються, спостерігається зменшення частки установок класів до 500 кН та 1000 кН, супроводжуване збільшенням відносної чисельності в класах 600...800 та >1250 кН. Чіткої тенденції в зміні структури парку не виявлено, більша частина відмінностей значень емпіричної частоти є випадковими. За цей час середня глибина як нафтових, так і газових закінчених будівництвом свердловин також змінювалася випадковим чином.

Марно було б сподіватися високої продуктивності та відповідної ефективності експлуатації від парку з малим залишковим ресурсом, складеним обладнанням застарілих моделей. Для виявлення ситуації в цьому аспекті зібрано дані, вміщені в таблицю 3, за результатами їх обробки побудовано гістограми емпіричних розподілів наявного парку технічних засобів для ремонту і обслуговування свердловин за тривалістю періоду перебування в експлуатації станом на 2003 та 2005 роки (рисунки 4).

З даних таблиці 3 та графічної інформації, поданої на рисунку 4, є очевидним:

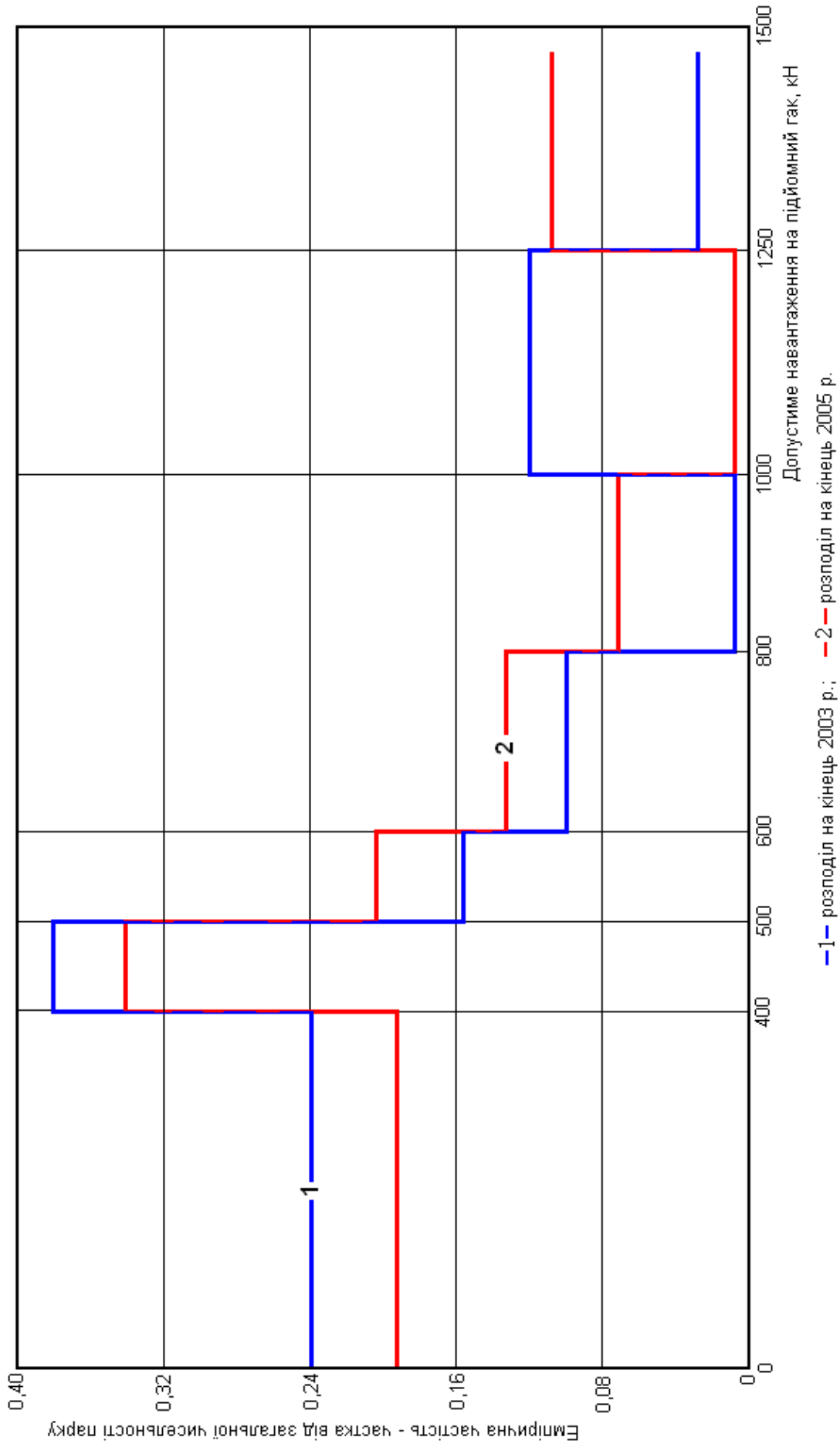


Рисунок 3 – Розподіл парку технічних засобів для ремонту і обслуговування свердловин за параметром допустимого навантаження на підйомний гак

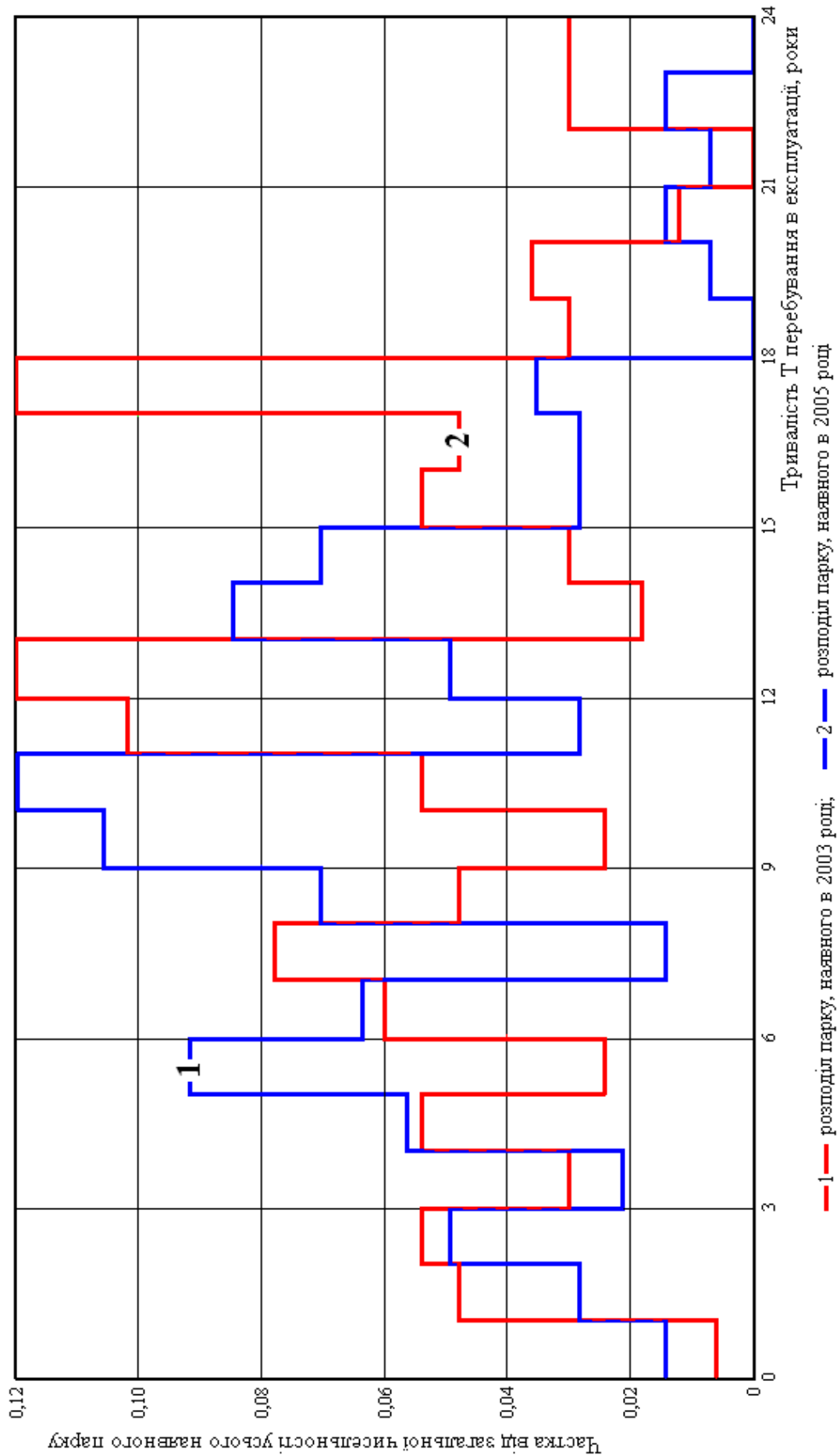


Рисунок 4 – Розподіл парку технічних засобів для ремонту і обслуговування свердловин за тривалістю перебування в експлуатації

- оновлення парку технічних засобів для ремонту і обслуговування свердловин відбувалося нерівномірно, випадковим чином, річні обсяги придбання нового устаткування визначалися не стільки технічною потребою, скільки фінансовими можливостями підприємств нафтогазовидобувної галузі;

- чисельність устаткування, придбаного впродовж останніх трьох років, складає приблизно 10,8% від загальної чисельності наявного парку, таким чином середньорічний темп оновлення за цей період складає 3,6%, що передбачає термін служби до вилучення з експлуатації 27,8 років і значущо перевищує сьогоденний показник;

- квантілі $T_{1/2}$ знаходяться в інтервалах $(10 > T \geq 9)$ та $(11 > T \geq 10)$ для розподілів 2003 та 2005 років відповідно, що вказує на старіння парку та спричинює сповільнене виконання робіт з ремонту і обслуговування свердловин, зниження продуктивності праці бригад підземного і капітального ремонту свердловин.

Загальні висновки за результатами проведеного дослідження:

1. Нині наявний в Україні парк устаткування для ремонту і обслуговування свердловин має нераціональну структуру, що не відповідає умовам його застосування та засадам раціональної комплектації.

2. Нині наявний в Україні парк устаткування для ремонту і обслуговування свердловин у своїй значній частині укомплектований застарілим обладнанням, його оновлення ведеться недостатніми темпами та без чіткого плану.

3. Існує потреба опрацювання технічної політики нафтогазовидобувної галузі в питаннях її оснащення устаткуванням для ремонту і обслуговування свердловин, який визначав би конкретні перспективи на період не менший за десять років та в опрацювання якого співавтори готові надати зацікавленим відомствам реальну допомогу.

УДК 622.243.24

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЕКТУВАННЯ ПРОФІЛЮ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

О.Б.Нежилський., Ю.Г. Вєрвєкїна

УкрНДГаз, м. Харків, Червоношкільна наб., 20
e-mail: Gaz@ukrniigaz.kharkov.ru

Проведен анализ бурения скважин с горизонтальным окончанием ствола, пробуренных на Яблунновском НГКМ. Предложено при проектировании горизонтальных скважин предусматривать бурение пилотного ствола. Рассчитан скорректированный профиль скважины 153 Яблунновского НГКМ с учетом бурения предложенного пилотного ствола.

The analysis of well with the horizontal termination of the hole drilled on Yablunivske oil gas condensate field is carried out. It is proposed, with the design of horizontal hole to embedded drilling pilot hole. It is designed correct profile of the well on 153 Yablunivske oil gas condensate field with a pilot hole.

При розробці нафтових родовищ особливу увагу сьогодні приділяють будівництву свердловин з горизонтальним закінченням стовбура, оскільки буріння свердловин даного типу є перспективним способом підвищення ефективності експлуатації родовища. Одним із важливих даних при проектуванні профілю горизонтальних свердловин є точне визначення глибини зустрічі стовбура з покрівлею продуктивного горизонту. У зв'язку з цим для буріння свердловин з горизонтальним закінченням стовбура намагаються вибрати родовище з добре вивченим стратиграфічним розрізом і точно визначеним розташуванням продуктивних пластів. Тому Полтавським ГПУ в якості об'єктів розкриття горизонтальним стовбуром були обрані горизонти – Б-5 і Б-6 на Яблунівському НГКР. Розташування і геометричні параметри продуктивних пластів визначались за допомогою коротажних діаграм раніше пробурених сусідніх вертикальних і похило-спрямованих свердловин. Крім того, на родовищі вже пробурені дві гори-

зонтальні свердловини 152 і 153 Яблунівського НГКР і ведеться буріння ще двох свердловин 154 і 502 Яблунівського НГКР.

Вважаючи, що родовище добре досліджене при проектуванні профілю свердловини 152 Яблунівського НГКР, метою буріння якої було розкриття нафтового пласта Б-6 та перетину його від покрівлі до підшови з довжиною стовбура в продуктивній частині пласта не менше 300 м, було вирішено не закладати буріння пилотного стовбура, а орієнтуватись за показами геофізичних і навігаційних датчиків телесистеми MWD. Однак при бурінні під експлуатаційну колону ділянки збільшення zenітного кута з інтенсивністю 20°/100м стовбур свердловини перетнув продуктивний пласт Б-6 на 11м вище (по вертикалі), ніж передбачалось. Після цього, збільшивши інтенсивність набору zenітного кута до 27-30°/100м, вдалось досягнути величини zenітного кута – 85° і виконати поставлене завдання. Експлуатаційну колону Ø140/168 мм, нижня частина якої обладнана фільтром, було