

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ З ВИСОКИМ ВМІСТОМ ПІСКУ, СМОЛ І ПАРАФІНУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ СПЕЦІАЛЬНИХ КОНСТРУКЦІЙ НАСОСІВ

В. В. Савчук

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15; тел. (0342) 727147,
e-mail: vladyslav.savchuk@mail.ru*

Для нарощування власного видобутку нафти з високим вмістом піску, смол і парафіну існує одна з передумов – наявність обладнання, яке б відповідало високим показникам щодо продуктивності, робочих характеристик, якості, надійності та зручності його експлуатації. Проведено дослідження параметрів моделей штангових свердловинних насосних установок на основі результатів математичної обробки паспортних і нормативних показників кращих світових моделей установок.

Ключові слова: видобування нафти, високий вміст піску, смол і парафіну, нафтові свердловини, штангові свердловинні насосні установки.

Для наращивания собственной добычи нефти с высоким содержанием песка, смол и парафина существует одна из предпосылок – наличие оборудования, которое бы соответствовало показателям по производительности, рабочим характеристикам, качества, надежности и удобства его эксплуатации. Проведено исследование параметров моделей штанговых скважинных насосных установок на основе результатов математической обработки паспортных и нормативных показателей лучших мировых моделей установок.

Ключевые слова: добыча нефти, высокое содержание песка, смол и парафина, нефтяные скважины, штанговые скважинные насосные установки.

To increase oil production with high content of sand, asphaltenes and wax one of the required factors is a special equipment. This equipment shall comply with high production indices, performance capability, quality and operational reliability. The characteristics of different models of sucker rod pumping units based on results of mathematical data treatment of the world best models' parameters were studied.

Key words: oil production, high content of sand, asphaltenes and wax, oil well, sucker rod pumping units.

В енергетичному балансі України нафта і газ займають 60%. Країна забезпечує свої потреби лише на 25% від рівня внутрішнього споживання природного газу та менш, ніж на 10% – нафти.

На ситуацію в паливно-енергетичному комплексі України впливає і структура балансу енергоспоживання в країні. В перерахунку на умовне паливо частка нафти і газу в балансі енергоспоживання становить близько 55%.

Той чи інший метод видобування нафти має свою раціональну область застосування, межі якої визначаються економічною доцільністю використання даного способу, його ефективністю, очікуваним дебітом, конструкцією свердловини [1, 2].

Нафтогазовидобувне управління (НГВУ) “Долиналифтогаз” розробляє десять нафтових родовищ, розташованих в межах Долинського і Рожнятівського районів Івано-Франківської області. За обсягом видобування нафти і газу посідає четверте місце серед шести споріднених підприємств ПАТ “Укрнафта”. Основний обсяг видобування нафти і газу припадає на Долинське, Північно-Долинське, Струтинське і Спаське родовища. Експлуатаційний фонд видобувних свердловин складає 392, нагнітальних – 132. Середня глибина свердловин – 2700 м. Розроблення родовищ здійснюється з підтриманням пластового тиску (ППТ) шляхом нагнітання води в продуктивні горизонти. Всі основні родовища перебувають на пізній стадії роз-

робки, для якої характерні високий рівень обводнення продукції (86%) і поступове зниження видобутку нафти і газу. Експлуатація видобувних свердловин проводиться механізованим способом за допомогою глибинних штангових насосних установок (ШСНУ). Свердловини облаштовані потужними верстатами-гойдалками вантажопідйомністю 10-12 тонн. Необхідно відзначити, що майже все свердловинне обладнання (труби, штанги, насоси, верстатигойдалки) виготовляється на вітчизняних заводах. В 80-х роках з метою збільшення відборів рідини, а отже, і видобування нафти, робились спроби застосувати електровідцентрові заглиблені насоси продуктивністю 120-200 кубометрів за добу. Однак через шкідливий вплив високого вмісту в рідині газу ці насоси працювали неефективно, тому від них відмовились.

Натомість широко застосовуються високопродуктивні глибинні штангові насоси діаметром 55-93 мм. Варто відзначити, що нафта Долинських родовищ має високу якість, на відміну від Бориславської: у ній відсутні шкідливі сполуки сірки; вміщує в собі до 12% парафіну і смол; у процесі перероблення з неї отримують понад 50 відсотків високоякісних світлих нафтопродуктів, а також мазут, бітум і парафін.

Аналіз стану видобутку нафти і газоконденсату на низькодебітних свердловинах (НГВУ) “Бориславнафтогаз” свідчать, що однією з основних причин зниження видобутку вуглеводів є погіршення колекторських властивостей по-

рід у привибійній зоні в процесі розкриття пластів та їх розробки [3, 4]. З діючого фонду свердловин 408 експлуатуються глибинно-насосним способом. Основна частина свердловин – низькодебітна і висоководна. Дебіт нафти змінюється від 0,01 до 2,0 т/д, лише декілька свердловин мають дебіт понад 1 т/д. Обводненість продукції 25% свердловин перевищує 90%, досягаючи 99,97%. За вмістом твердих парафінів нафта належить до парафінованих (0,51–6%).

Дослідженнями авторів [5] встановлено, що приплив нафти в Бориславському нафтогазопромисловому районі (НГПР) на глибинах 5 км із свердловин спричиняє закономірне погіршення колекторських властивостей. Проведений аналіз продуктивності свердловин Бориславського НГПР на основі встановлених залежностей між пористістю і проникністю колекторів та дебітом свердловин показує, що гранулярна проникність пісковиків різних горизонтів є дуже низькою: дебіт становить 5-10 т/добу.

Пісковими називають свердловини [6], в продукції яких міститься пісок – від часток відсотка до 1-2% і більше. Вміст піску в продукції свердловини визначити важко, тому його здебільшого не визначають. До піскових належать свердловини, на вибої яких утворюються піщані пробки, що супроводжується зниженням дебіту свердловини. Для експлуатації малодебітних свердловин з піском застосовують трубчасті штанги [7]. В устаткуванні з трубною допомогою пісок під час осадження з піднімальних труб потрапляє в зазор плунжерної пари і викликає заклинювання плунжера. В трубчастих штангах пісок не потрапляє до зазору плунжерної пари, але за значного осідання піску може вийти з ладу нагнітальний клапан. Таким чином, вибір режиму експлуатації свердловин, в продукції яких наявний пісок, високий вміст парафіну і смол, полягає, перш за все, у виборі техніко-економічних показників штангових насосних установок.

Більшість нафтових свердловин України облаштовано засобами механізованого видобування нафти. Серед різноманітних способів видобування нафти механізований спосіб (за допомогою штангових свердловинних насосних установок (ШСНУ) є найбільш поширеним. Кількість нафтових свердловин, що експлуатуються за допомогою ШСНУ, складає понад 70% від усіх діючих свердловин.

З точки зору техніко-економічних можливостей, ШСНУ можуть забезпечити високий напір в обмеженому діапазоні подач – від 5 до 50 м³/добу. В області подач від 1 до 40 м³/добу ШСНУ має більш високий к.к.д. порівняно з іншими способами видобування нафти, і при подачі, що дорівнює 35 м³/добу, він може досягати максимального значення – 37%. Таким чином, ШСНУ добре пристосована для роботи в умовах малого і середнього дебіту свердловин. В Україні ШСНУ використовуються переважно в західних районах нафтовидобутку (Борислав, Долина, Надвірна), а менше – на сході.

Для нарощування власного видобутку вуглеводнів існує одна з передумов – наявність обладнання, яке б відповідало високим показникам щодо продуктивності, робочих характеристик, якості, надійності та зручності його експлуатації.

Необхідність в об'єктивному, повному і точному чисельному визначенні технічного рівня видобувного обладнання загалом, і приводів зокрема, виникає в практичній діяльності досить часто, повсякденно і при різноманітних обставинах [1].

Метою даної роботи є порівняння технічних показників приводів штангових насосних установок, а також вибір з усіх існуючих на даний час типів привода, якими комплектуються ШСНУ.

Технічний рівень ШСНУ є складовою частиною якості. Для промислових виробів технічний рівень являє собою сукупність їх конструктивно-експлуатаційних, технічних і економічних якостей: надійності, продуктивності, вартості тощо [9-14].

В роботі автора [8] запропоновано методику і загальну постановку кваліметричних задач та їх розв'язок. Дана методика використовувалась для дослідження ШСНУ.

Розглянуті методики розрахунку [8] інтегрального показника якості, хоча і дещо різняться за переліком та повнотою врахованих чинників, базуються на однакових засадах: вони враховують обсяг виробленої із застосуванням обладнання продукції і/або економічний ефект, одержаний від застосування протягом певного періоду, відносячи його до сумарних витрат експлуатуючих, виробничих підприємств та проектних установ. Використання таких показників для поставленої мети дослідження – адекватного числового оцінювання технічного рівня ШСНУ – потребує наявності достовірних статистичних даних, більшість з яких не обліковується у виробничій діяльності нафтогазовидобувних підприємств України. Для практичного здобуття такої вихідної однорідної інформації було б необхідно придбати установки усіх моделей і експлуатувати їх в цілком ідентичних природно-виробничих (гірничо-геологічних, технічних, організаційних тощо) умовах до повного вичерпання ресурсу, періодично відновлюваного капітальними ремонтами.

Різні аспекти досліджуваної проблеми стосовно до устаткування різноманітного призначення і застосування висвітлено в публікаціях [8, 15-21], однак жодна з них не містить простої, зручної у використанні методики, придатної для чисельного визначення інтегрального показника технічного рівня.

Проблеми із застосуванням методу експертних оцінок також не існує, оскільки цей метод ґрунтується на набутому спеціалістами-експертами досвіді експлуатації аналізованого обладнання у визначених умовах. Такий досвід поширюється лише на моделі за вузьким переліком і практично не охоплює найкращих законних зразків сучасної техніки.

Прийнято рішення використати для розв'язання поставленої задачі метод статистичного аналізу паспортних показників серійних ШСНУ.

Вибрану номенклатуру одиничних показників, значення яких обчислені для всіх моделей установок, що включені до створеної групи аналогів, піддано математичній обробці. Метою обробки було визначення виду і обчислення коефіцієнтів функціональних апроксимуючих залежностей, які найкращим чином (з найменшими середньоквадратичними відхилення-

ми) описують зв'язок між одиничними питомими показниками технічного рівня та віддзеркалюють середньостатистичний рівень установок, що нині перебувають в експлуатації та виробляються в світі [8].

Таким чином, отримано питомі загальні встановлені потужності привода ШСНУ $P_{num1} = P / M = f(M)$ – функція маси $P_{num2} = P / M = f(T)$ – функція обертового моменту. В таблиці 1 наведено розрахункові показники приводів ШСНУ.

Таблиця 1 – Розраховані питомі показники приводів досліджуваних моделей установок штангових свердловинних насосів

Країна-виробник	Виробник	Модель верстата-гойдалки	Основні показники		
			P, кН	P_{num1} , кН/кг	P_{num2} , кН/(кН·м)
Одноплечі балансирні					
Росія	Нафтомаш	ОПНШ 100-3-56-125	100	0,00813	1,786
		ОПНШ 100-3-56-90	100	0,00813	1,786
		ОПНШ 100-3-56-50	100	0,00813	1,786
		ОПНШ 138-4,3-56-138	138	0,00517	2,464
		ОПНШ 138-4,3-56-90	138	0,00517	2,464
		ОПНШ 138-4,3-56-63	138	0,00517	2,464
		ОПНШ 30-1,5-10-125	30	0,01034	3,000
		ОПНШ 30-1,5-10-90	30	0,01034	3,000
		ОПНШ 30-1,5-10-50	30	0,01034	3,000
		ОПНШ 60-2,5-125	60	0,00723	2,500
		ОПНШ 60-2,5-90	60	0,00723	2,500
		ОПНШ 60-2,5-50	60	0,00723	2,500
		ОПНШ ГД 80-3-125	80	0,00661	2,000
		ОПНШ ГД 80-3-902	80	0,00661	2,000
ОПНШ ГД 80-3-50	80	0,00661	2,000		
Двоплечі балансирні					
Росія	Уралтрансмаш	ПНШ 60-2,1-25	60	0,00705	2,4
		ПНШ 80-3-40	80	0,00645	2,000
		ПНШМ 138-2,5-125	138	0,00580	2,464
		ПНШМ 138-2,5-90	138	0,00580	2,464
		ПНШМ 138-2,5-50	138	0,00580	2,464
		ПНШС 80-3-40	80	0,00690	2,000
		ПНШТ 166-4,9-120-125	166	0,00591	1,383
		ПНШТ 166-4,9-120-90	166	0,00591	1,383
		ПНШТ 166-4,9-120-63	166	0,00591	1,383
		ПНШТ 60-2,5	60	0,00659	2,500
		ПНШТ 60-3-120-63	60	0,00682	1,905
		ПНШТ 80-3-40-125	80	0,00635	2,000
		ПНШТ 80-3-40-90	80	0,00635	2,000
		ПНШТ 80-3-40-63	80	0,00635	2,000
		ПНШТ 80-3-40-37	80	0,00615	2,000
		ПНКШ 210-3,5-28	80	0,00479	5,000
		ПНКШ 320-4,5-40	100	0,00444	2,857
		ПНКШ 430-4,8-56	120	0,00500	2,500
		ПНКШ 480-6-56	120	0,00480	2,143
ПШГНТ 4-1,5	40	0,00429	2,143		

Продовження таблиці 1

Країна-виробник	Виробник	Модель верстата-гойдалки	Основні показники		
			$P, \text{кН}$	$P_{\text{num1}}, \text{кН/кг}$	$P_{\text{num2}}, \text{кН/(кН}\cdot\text{м)}$
Двоплечі балансири					
Росія	Уралтрансмаш	ПШГН 6-3-3500	60	0,00457	4,000
		ПШГНТ 6-3-3500	60	0,00632	1,714
		ПШГН 8-3-5500	80	0,00471	1,714
		ПШГН 8-3-5500(У)	80	0,00417	1,455
		ПШГНТ 10-3-5500	100	0,00428	1,455
		ПШГНТ 12-3-5600	12	0,00426	1,818
		ПНШМЭ 91-2,5-40	91	0,00043	0,214
Росія	Іжнафтомаш	СКДР3-1,5	30	0,00968	2,143
		СКР4-2,1	40	0,00769	1,429
		СКДР4-2,1	40	0,00769	1,905
		СКР5-3	50	0,00610	2,000
		СКДР5-3,5	50	-	2,000
		СКР6-2,1	60	0,00759	1,250
		СКДР6-2,5	60	0,00750	1,250
		СКДР6-3	60	0,00732	1,250
		СКМР6-2,5	60	0,00723	1,250
		СКДР8-3	80	0,00645	1,455
		СКДР8-3,5	80	0,00615	1,455
		СКДР10-3,5	100	0,00800	1,786
		СКДР12-3	120	0,00992	2,143
		Ланцюгові			
США	Weatherford	RT600-10-5-18	100	0,00833	5,556
		RT700A-12-6-26	120	0,00774	4,615
		RT700B-12-6-26	120	0,00774	4,615
		RT800-14-7-26	140	0,00848	5,385
		RT900-16-7.3-37	163,1	0,00836	4,408
		RT900-16-8-37	163,1	0,00836	4,408
		RT1000-20-8-48	200,2	0,00804	4,171
		RT1100-22-8-48	221	0,00734	4,604
Росія	Нафтомаш	ПЦ 80-6,1	80	0,00479	5,000
Гідравлічні					
США	UNICO Inc.	LRP 80-2,5	80	0,0071	1,429
США	Hulliburton	MaxiStroke XLS-250-240	100	0,0035	1,786
		MaxiStroke XLS-300-288	120	0,0038	2,143
США	Weatherford	Strapjack 246-84-138	100	0,0423	1,818
		VSH2 - 60	60	0,0209	-
		VSH2 - 12	120	0,0293	-
		VSH2 - 1500	150	0,0176	-

В описаних умовах надзвичайно великого значення набуває належний вибір виду апроксимуючих функцій. Поліноміальна апроксимація дозволяє досягти великої точності – наближення апроксимуючої залежності до апроксимованих емпіричних даних, але поліноміальні функції мають локальні і/або загальні екстремуми, отже їх вибір для вказаних цілей рівнозначний апріорному визнанню існування ШСНУ з такими чисельними значеннями пара-

метрів, які наперед забезпечують їм найбільші або найменші значення досліджуваних показників технічного рівня. З викладених міркувань для цілей апроксимації вибрано монотонні безперервні функції, позбавлені екстремумів в області задання аргументу.

Статистичним та регресійним аналізом вибірок вихідної інформації віднайдено параметри їх розподілів та апроксимуючі рівняння

Таблиця 2 – Результати дослідження питомого навантаження за масою

Тип привода	Величина співвідношення		Рівняння апроксимації $P_{num1} = P / M$, кН/кг
	min	max	
Одноплечий механічний	0,00517	0,01034	$P_{num1} = P / M = -0,0001 \cdot \ln(M) + 0,1292$
Двоплечий механічний	0,00043	5,0	$P_{num1} = P / M = -0,0124 \cdot \ln(M) + 0,0091$
Ланцюговий	0,00479	0,00848	$P_{num1} = P / M = -0,0022 \cdot \ln(M) + 0,026$
Гідравлічний	0,0035	0,0423	$P_{num1} = P / M = -0,0024 \cdot \ln(M) + 0,0279$

Таблиця 3 – Результати дослідження питомого навантаження за обертовим моментом

Тип привода	Величина співвідношення		Рівняння апроксимації $P_{num2} = P / M$, кН/(кН·м)
	min	max	
Одноплечий механічний	1,786	3,0	$P_{num2} = P / M = -0,88925 \ln(T) + 7,7591$
Двоплечий механічний	1,25	5,0	$P_{num2} = P / M = -1,8019 \ln(T) + 9,039$
Ланцюговий	4,171	5,556	$P_{num2} = P / M = -0,5353 \ln(M) + 4,1335$
Гідравлічний	1,429	2,143	$P_{num2} = P / M = -0,902 \ln(M) + 5,338$

емпіричних залежностей $P_{num1} = P / M = f(M)$ і $P_{num2} = P / M = f(T)$ (табл. 2, 3).

Побудовано графіки одержаних у такий спосіб апроксимуючих функцій із нанесенням на них точок, кожна з яких відповідає одній з досліджених моделей установок ШСН (рис. 1, 2).

При детальному розгляді апроксимуючих рівнянь є очевидним, що вони являють собою двочлен, який складається з константи та функції аргументів, причому множники при останніх вказують на несуттєвість його впливу на загальні величини. Описані особливості вказують на можливість застосування теорій випадкових величин для математичного дослідження.

Застосування описаної вище методики дозволяє одержати об'єктивну чисельну оцінку технічного рівня за кожним із відібраних одиничних показників у вигляді математичної моделі - рівняння або комплексу рівнянь.

Найважливішою перевагою такої моделі є її адаптивність – придатність до актуалізації, здатність реагувати на появу на ринку, у виробництві нових, кращих зразків сучасних приводів ШСНУ. Такі зразки вводяться до складу групи аналогів, їх технічні показники додаються до сукупності вихідної інформації, яка піддається обробці, як описано вище, в результаті чого отримується нове рівняння (комплекс рівнянь), що ним описується найсучасніший технічний рівень.

Недостатня номенклатура первинних двигунів для комплектації ними приводів ШСНУ сприяє потребі в розширенні відповідного параметричного ряду та номенклатури їх виробництва і відповідного параметричного ряду. Результати проведеного дослідження можуть бути корисними в проектуванні приводів ШСНУ та розробленні нового стандарту на їх основні параметри, а також при закупівлі нового обладнання.

Питома норма витрати електроенергії – важливий показник, який визначає роботу в області енергозбереження. Аналіз динаміки цього показника за 1995-2010 роки визначив характерні особливості роботи з енергозбереження за цей період. До 2000 року норми витрати електроенергії на 1 тону нафти, що видобувається, постійно збільшувалися, середньорічний приріст склав близько 4%. Після 2000 року норма витрати електроенергії почала знижуватися [22].

Пізня стадія розробки нафтових родовищ характеризується зменшенням дебітів нафтових свердловин, що експлуатуються механізованим способом. Сумарне електроспоживання, яке припадає на частку механізованого фонду, складає 72% електроспоживання нафтовидобувного комплексу.

Середня тривалість експлуатації нафтової свердловини не перевищує 20 років. За цей час нафтопромислове обладнання і способи експлуатації змінюються декілька разів, що пояснюється, насамперед, не фізичним зношенням обладнання, а зміною дебіту свердловини. Дійсно, тривалість експлуатації свердловини можна поділити на чотири періоди: фонтанування; експлуатація з дебітом понад 100 т/добу (високодебітний); експлуатація з дебітом до 100 т/добу (середньодебітний); експлуатація з дебітом менше 3 т/добу (малодебітний). Високодебітний, середньодебітний і малодебітний періоди експлуатації здійснюються механізованим способом видобутку нафти. Виявлено вплив періоду експлуатації на схемотехнічне рішення і параметри електрообладнання і електропривода свердловинних насосів. Високодебітний період характеризується застосуванням установок відцентрових насосів (УЕВН). Свердловини з середнім та малим дебітом експлуатуються за допомогою свердловинної насосної установки (СНУ).

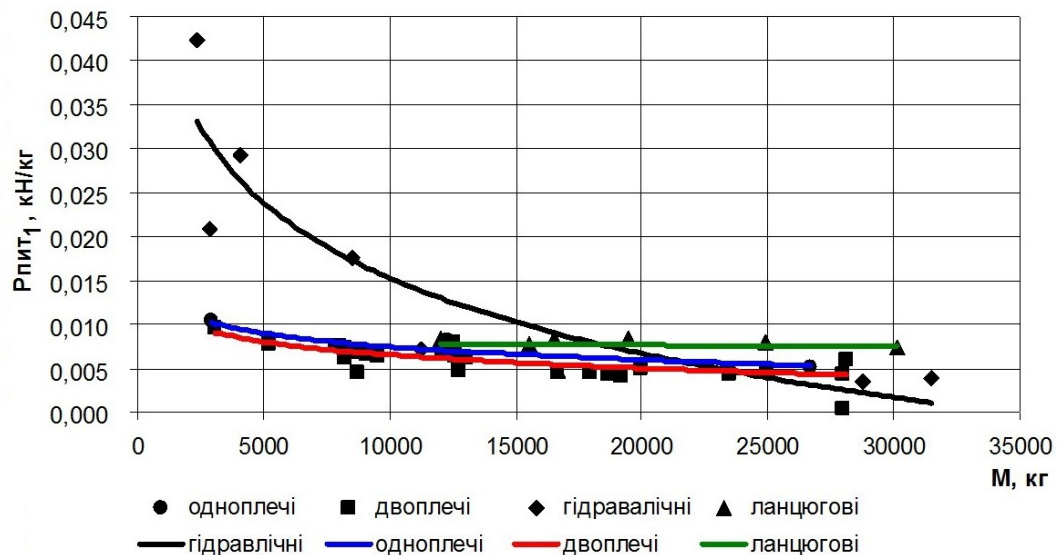


Рисунок 1 – Результати дослідження питомого навантаження за масою

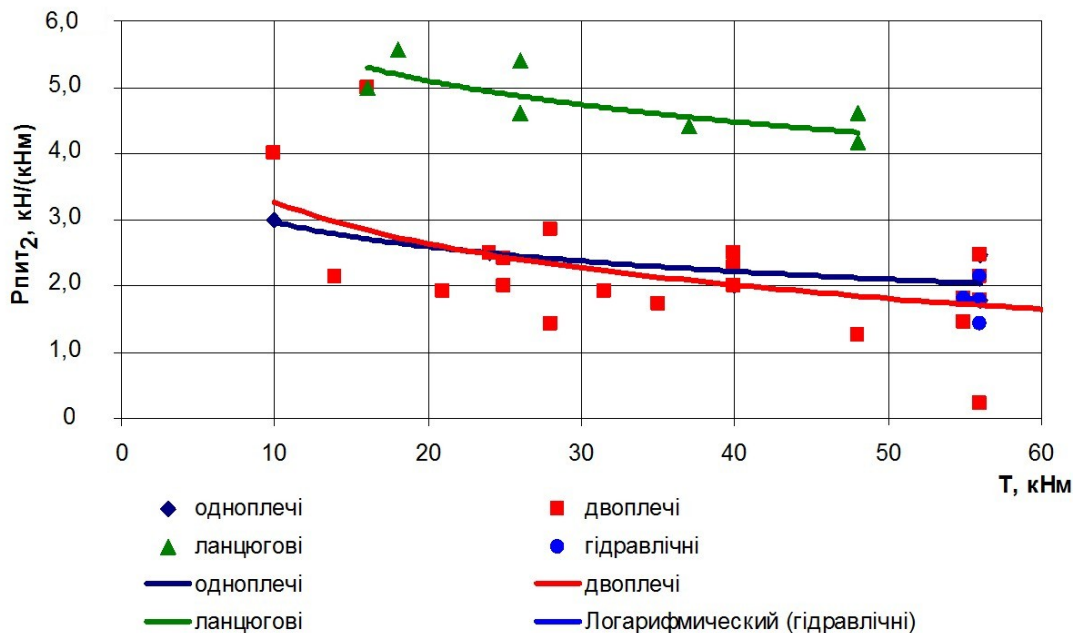


Рисунок 2 – Результати дослідження питомого навантаження за обертовим моментом

Таким чином, для кожного періоду експлуатації свердловини доцільно мати спеціальний набір нафтопромислового обладнання, яке дозволяє за мінімальних експлуатаційних витрат отримати максимальну нафтовіддачу.

Зниження дебітів нафтових свердловин, що експлуатуються механізованим способом, вимагає розширення парку експлуатаційного обладнання підвищеної продуктивності. Приведення у відповідність параметрів і характеристик нафтопромислового обладнання з періодом експлуатації нафтової свердловини – завдання дуже важливе. В умовах досить високого темпу приросту малодебітних свердловин актуальність її зростає.

Розглянемо вирішення даної задачі на прикладі створення економічного привода для малодебітних свердловин.

Коли свердловина починає стабільно працювати в малодебітному режимі, верстатгойдальки бажано перевести на роботу з малим числом гойдань ($1-2 \text{ хв}^{-1}$) і найменшими експлуатаційними витратами.

Існує два варіанти зниження числа гойдань балансира верстата-гойдалки: збільшення передавального відношення привода верстата-гойдалки або застосування малообертового двигуна.

Передавальне відношення в приводі верстата-гойдалки може бути змінено підвищенням передавального відношення редуктора; зменшенням діаметра ведучого шківів привода; застосуванням двоступеневої пасової передачі; використанням малообертового двигуна.

Як правило, передавальне відношення клинопасової передачі в приводі верстата-

гойдалки дорівнює 5, але допускається його збільшення до 6,7 [23], що може бути отримано зменшенням діаметра ведучого шківів до 1000 мм. Цей спосіб найбільш легко реалізується, однак його застосування дозволяє охопити фонд малодобітних свердловин з мінімальними дебітами до 1,6-2,5 м³/добу, що складає близько 47% малодобітних свердловин.

У випадку застосування двоступеневої пасової передачі передавальне відношення в приводі верстата-гойдалки може бути підвищене до необхідної величини. Однак, при цьому знижується к.к.д. свердловинної штангової установки, який визначається як добуток к.к.д. його складових частин

$$\eta_{\text{сши}} = \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{рем}} \cdot \eta_{\text{ред}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{підз}} \cdot \eta_2 \cdot \eta_n, \quad (1)$$

де $\eta_{\text{дв}}$ – к.к.д. електродвигуна;

$\eta_{\text{рем}}$ – к.к.д. пасової передачі;

$\eta_{\text{рем}} = \eta_{\text{рем}}^* \cdot \eta_{\text{рем}}^{**}$; $\eta_{\text{рем}}^* = 0,9$ – к.к.д. швидкохідної ступені клинопасової (швидкість більше 5 м/с);

$\eta_{\text{рем}}^{**} = 0,8$ – к.к.д. тихохідної ступені клинопасової (швидкість менше 5 м/с);

$\eta_{\text{ред}} = 0,96$ – к.к.д. редуктора;

$\eta_{\text{мех}} = 0,8$ – к.к.д. редуктора;

$\eta_{\text{підз}} = 0,8$ – к.к.д. підземної частини, яка враховує втрати на тертя;

$\eta_2 = 0,98$ – гідравлічний к.к.д. установки;

η_n – к.к.д. насоса.

При введенні двоступеневої клинопасової передачі її загальний к.к.д. знижується на 20%. Суттєвим недоліком варіанту з двоступеневою пасовою передачею є необхідність корінної зміни конструкцій верстата-гойдалки (виготовлення шківів, проміжного вала, конструкції для його вдосконалення).

Число гойдань балансира може бути знижено при використанні малооборотного електродвигуна. Електродвигун з частотою обертання 500 хв⁻¹ придатний для обладнання свердловини з дебітом 1 – 3 м³/добу. При цьому відпадає необхідність зміни конструкції верстата-гойдалки.

Для оцінювання економічної ефективності використання малооборотних двигунів порівняно з іншими методами зниження числа гойдань балансира необхідно знати к.к.д. СШН, активну і реактивну потужність привода.

Потужність, яка необхідна для підймання рідини з свердловини за допомогою СШН, визначається за формулою

$$P_n = \frac{P_p \cdot S \cdot n}{30 \cdot 10^3 \cdot \eta_{\text{сши}} \cdot \beta}, \quad (2)$$

де $P_p = F_{\text{пл}} (H_g + H_{\text{зв}}) \cdot \rho \cdot g$ – вага рідини, Н;

$F_{\text{пл}}$ – площа перерізу плунжера насоса, м²;

$H_g + H_{\text{зв}}$ – напір, що розвивається насосом;

ρ – середня густина рідини;

g – прискорення вільного падіння;

S – довжина ходу плунжера, м;

n – число гойдань балансира за хвилину;

β – коефіцієнт подачі насоса.

Питома витрата енергії на видобуток рідини визначається з виразу

$$\omega_{1,м} = \frac{P_m}{Q_{\text{сши}}}. \quad (3)$$

При аналізі варіантів зниження числа гойдань балансира слід враховувати зміну к.к.д. і $\cos \varphi$ (характеристика малооборотного двигуна) за малого завантаження електродвигуна при двоступеневій клинопасовій передачі і зменшення к.к.д. і $\cos \varphi$ в малооборотних двигунах.

З виразу (2) видно, що потужність, необхідна для підймання рідини з свердловини, прямо пропорційна числу гойдань балансира. У разі заміни електродвигуна з синхронною частотою обертання 1000 хв⁻¹ електродвигуном з синхронною частотою обертання 500 хв⁻¹ його потужність може бути знижена в 2 рази (з врахуванням перевірки пускових режимів). Тому, не дивлячись на низький к.к.д. у малооборотного двигуна, який дорівнює 0,8, втрати енергії в ньому менші, ніж у встановлених на верстатах-гойдалках високооборотних двигунах, оскільки потужність останніх в 2 рази вища. К.к.д. малооборотного (0,8) і високооборотного двигунів при малому завантаженні (0,88) визначаються з виразів

$$\eta_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}} - \Delta P_n}{P_{\text{дн}}}, \quad (4)$$

$$\eta_{\text{дв}} = \frac{2P_{\text{дн}} - \Delta P_e}{2P_{\text{дн}}}, \quad (5)$$

де $P_{\text{дн}}$ – потужність малооборотного двигуна;

$\Delta P_n, \Delta P_e$ – втрати потужності відповідно в малооборотному і високооборотному двигунах.

Підставляючи значення к.к.д., отримаємо

$$\Delta P_n = 0,2 P_{\text{дн}}, \quad (6)$$

$$\Delta P_e = 0,24 P_{\text{дн}}. \quad (7)$$

Втрати в високооборотному двигуні приблизно на 4 % вище за малооборотного. Крім того, загальний к.к.д. передачі від вала двигуна до балансира при двоступінчастій клинопасовій передачі нижче на 20%.

Розглянуті варіанти модернізації верстатів-гойдалок передбачають лише ступінчасте зниження числа гойдань балансира. Для отримання повної відповідності між реальним дебітом свердловини в даному проміжку часу і кількістю піднятої рідини необхідно мати можливість планового регулювання числа гойдань. Найбільш оптимальним рішенням цієї задачі є використання перетворювачів частоти.

В таблиці 4 наведені деякі дані з дослідження ефективності використання електродвигунів з частотою обертання 970 і 500 хв⁻¹ в малодобітних свердловинах [24].

Таблиця 4 – Результати досліджень ефективності використання малооборотних електродвигунів

Показники	Частота обертання електродвигуна, хв ⁻¹			
	970	500	970	500
Потужність двигуна, кВт	30	9	30	17,3
Діаметр насоса, мм	32	32	43	43
Довжина ходу плунжера, м	1,6	1,6	2,48	2,48
Число гойдань, хв ⁻¹	3,86	2,08	1,1	2,07
Глибина спуску насоса, м	1400	1400	1200	1200
Дебіт рідини, м ³ /добу	2,7	1,75	1,26	3,94
Обводненість	0,6	0,6	0,6	0,6
Коефіцієнт подачі	0,39	0,45	0,22	0,37
cos φ	0,3	0,34	0,27	0,18
Активна потужність, кВт	6,7	2,5	4,9	5,0
Питома витрата активної електроенергії, кВт·год/т	59	34,2	93	30

Висновки

Використання малооборотного асинхронного двигуна (частота обертання 500 хв⁻¹) замість високооборотного асинхронного двигуна (частота обертання 1000 хв⁻¹) забезпечить наступні переваги:

1. Рушійна потужність електропривода верстата-гойдалки знижується в 2 рази.

2. Втрата електроенергії в електродвигуні зменшується на 4%.

3. Норма витрати електроенергії на 1 т нафти, що видобувається, знижується на 49%.

4. Відпадає необхідність у зміні конструкції верстата-гойдалки для переходу в режим роботи з числом гойдань балансира меншим чотирьох (від 1 до 4);

5. Загальний к.к.д. установки підвищується на 20%, оскільки не потрібне двоступеневе редукування.

Згідно зі статистичними даними фонду низькодебітних свердловин «Бориславнафтогаз» більшість експлуатуються глибинно-насосним способом, обводненість яких перевищує 90%. Дані дослідження пропонується використовувати НГВУ «Долина нафтогаз» та «Бориславнафтогаз» ПАТ «Укрнафта», оскільки в західних регіонах України найбільше використовуються штангові насосні установки для малодебітних свердловин. Результати проведеного дослідження будуть корисними в проектуванні приводів ПСНУ та розробленні нових стандартів на їх основні параметри та ефективність використання малооборотних двигунів.

Література

1 Ивановский В.Н. Оборудование для добычи нефти и газ / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А.А.Сабилов, В.С. Каштанов, С.С. Пекин. – В 2 ч. – М.: ГПУ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – Ч. 1 – 768 с.

2 Аренсон Р. И. Нефтепромысловые машины и механизмы / Р.И. Аренсон. – М.: Недра, 1963. – 436 с.

3 Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В. С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.

4 Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / За загальною редакцією докторів технічних наук В. С.Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.

5 Маєвський Б. Й. Ємнісно-фільтраційні властивості глибокозалежучих палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР та особливості їх нафтогазоносності / Б. Й. Маєвський, А. В. Ярема, С. С. Куровець, Т. В. Здерка // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1 (38). – С. 32-39.

6 Бойко В.С. Дослідження процесу руху піску у фільтровій зоні свердловини / В. С. Бойко, В. М. Ясюк, С. І. Іванов, Л. П. Мельник, О. В. Бурачок // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3 (12). – С.51-54.

7 Адонин А. Н. Добыча нефти штанговыми насосами / А. Н. Адонин. – М.: Недра, 1979. – 213 с.

8 Крижанівський Є.І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин: монографія / Є.І. Крижанівський, Ю. В. Міронов, Л. І. Романишин. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 209 с.

9 Храмов Р.А. Опыт эксплуатации длинноходовых насосных установок с гибким тяговым органом / Р. А. Храмов, Ф. Х. Халиуллин // Нефт. хоз-во. – 1995. – С. 55-56.

10 Храмов Р. А. Длинноходовые насосные установки для добычи нефти / Р. А. Храмов. – М.: Недра, 1996. – 270 с.

11 ГКД-340000002-97. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Миненерго Украины, 1997.

12 Міжгалузева комплексна науково-технічна програма організації виготовлення буро-

вого, нафтогазопромислового, нафтопереробного устаткування і техніки для будівництва нафтогазопроводів до 2010 року. – Київ: Держкомнафтогаз України, 1993.

13 ГОСТ 15467-70. Качество продукции. Термины.

14 ГКД-340000002-97. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.

15 Якість продукції. Оцінка якості. Терміни та визначення: ДСТУ 2925-94. – К.: Держспоживстандарт України, 1994.

16 Качество продукции. Термины : ГОСТ 15467-70. – К.: Держспоживстандарт України, 1970.

17 Качество продукции. Показатели качества и методы оценки уровня качества продукции. Термины и определения : ГОСТ 16431-70.

18 Методы оценки уровня качества промышленной продукции. Общие положения : ГОСТ 22732-77.

19 Общие методические указания по оценке технического уровня промышленной продукции. Утверждены постановлением ГКНТ СССР от 24.11.1989 г. № 665, М., 1989.

20 Методика расчета численного значения обобщенного показателя технического уровня продукции нефтяного машиностроения : РДМУ 26-02-64-83.

21 Методические указания по оценке технического уровня и качества промышленной продукции : РД 50-149-79 // Руководящий нормативный документ. – С. 113-233.

22 Молчанов Г. В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Г. В. Молчанов, А. Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984. – 200 с.

23 Методика расчета норм расхода электрической энергии на добычу нефти. РД 39-3-934-83. – М.: Недра, 1983. – 100 с.

24 Меньшов В. Г. Электрооборудование нефтяной промышленности / В. Г. Меньшов, И. И. Суд, А. Д. Яризов. – М.: Недра, 1990. – 180 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.04.16*

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