

Виробничий досвід

УДК 620.241

АНАЛІЗ ВІДМОВ КОЛОН НАСОСНИХ ШТАНГ В НГВУ “НАДВІРНАНАФТОГАЗ”

¹П.В.Пушкар, ¹Я.Ю.Павлюк, ¹Т.Б.Матвійшин, ²В.І.Артим

¹ НГВУ “Надвірна нафтогаз”, 78400, м. Надвірна, вул. Грушевського, 13, тел. (03475) 23101,
e-mail: ngvu@base.nd.if.ua

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002,
e-mail: public@ifdtung.if.ua

Работа посвящена анализу отказов колонн насосных штанг в НГДУ “Надворнаянефтегаз” за 2002-2004 годы. Найденны зависимости отказов колонн от таких параметров, как диаметр скважинного насоса, глубина его спуска, кривизна скважины, обводненность, газовый фактор и наличие отложенной парафина. Выявлен характер зависимости частоты разного типа отказов от относительной глубины обрыва. Соответственно этим данным предложены методы повышения ресурса штанговой колонны.

The failures of sucker rod columns in “Nadvirnanaftogas” for 2002-2004 years are analyzed. The dependences of failures of rod strings from such parameters as a diameter of the pump, its depth, curvature of a chink, and percent of water, gas factor and quantities of paraffin deposits are found. The character of dependence of frequency of different type failures from relative depth of breakage is revalued. According to these data the methods of increase of a resource of rod column are offered.

В Україні та й у всьому світі залишається найбільш поширеним метод видобутку нафти з свердловини за допомогою свердловинної штангової глибинонасосної установки (СШНУ).

СШНУ складається з надземного та підземного обладнання. Найбільша кількість аварій пов'язана з підземним обладнанням, а саме: насосом та колоною штанг. Відмови насоса через зношування є передбачуваними, не мають раптового характеру і при своєчасній заміні зношених деталей не призводять до аварійних ситуацій.

Найбільш небезпечними є аварії, пов'язані з поломкою штанг, оскільки вони призводять до значних простоїв всієї СШНУ, викликаних ловильними та відновлювальними роботами.

У зв'язку з цим аналіз причин, що викликають поломки штанг, та факторів, які впливають на їх довговічність, є надзвичайно актуальними.

Насосні штанги (НШ) зазнають впливу стаціонарного циклічного навантаження та випадкових вібраційних і ударних навантажень, які разом з дією корозійного середовища призводять до корозійно-втомного руйнування штанг. Крім того, елементи штангової колони

інтенсивно спрацьовуються внаслідок тертя об насосно-компресорні труби (НКТ). Такий складний комплексний вплив негативних факторів призводить до великих труднощів при розробці методик достовірної оцінки довговічності та залишкового ресурсу НШ, значно зменшує надійність роботи СШНУ. Для вирішення завдань, пов'язаних з підвищенням точності оцінки довговічності та залишкового ресурсу, забезпечення надійності НШ, в першу чергу слід опиратися на статистичні закономірності впливу експлуатаційних параметрів роботи на довговічність елементів штангової колони. Глибокий аналіз таких закономірностей дає можливість не тільки визначити найбільш слабкі ланки, а також має служити основним критерієм перевірки розроблюваних математичних моделей роботи колони насосних штанг, методик оцінки її довговічності та залишкового ресурсу.

Тому необхідно виявити залежності відмов елементів від техніко-експлуатаційних параметрів і надати пропозиції з підвищення її надійності.

Для статистичного аналізу на свердловинах НГВУ “Надвірна нафтогаз” за три роки (2002-2004 рр.) були зібрані дані, які характе-

ризують експлуатаційні фактори і відмову: діаметр плунжера свердловинного насоса, глибина

відмов значно вище в найбільш аварійних свердловинах, як правило, викривлених.



Рисунок 1 – Процентне співвідношення свердловин з різними кількостями аварій

Таблиця 1 – Залежність кількості аварійних відмов колони від її довжини

Довжина колони штанг, м	Кількість свердловин	Кількість відмов	Кількість відмов на 1 свердловину
700-1050	16	-	0
1050-1400	34	6	0,18
1400-1750	18	6	0,33
1750-2100	67	41	0,61
2100-2450	20	7	0,35
Всього	155	60	0,39

спуску насоса, глибина обриву колони штанг, тип відмови, газовий фактор, обводненість продукції, наявність парафіно-смолистих відкладень, інтервал кривизни свердловини.

Для їх обробки використовувалась комп'ютерна програма *Maple*.

Всього за три останні роки зафіксовано 97 відмов, з них 68 аварійних відмов колони штанг та 29 заміні полірованого штока. Наведена на рис.1 залежність показує процентне співвідношення свердловин з різними кількостями аварій колони штанг за три роки.

На більшості свердловин відбувається до 1 аварії з відмовою колони штанг (в середньому 0,44 відмови на свердловину), а свердловини з 2-8 відмовами слід віднести до високоаварійних.

Із загальної кількості 97 відмов: обрив муфти становить 21,7 %, обрив різьби штанги – 18,6 %, обрив по тілу насосної штанги 11,3 %, обрив плунжера насоса – 3,1 %, відгвинчення – 7,2 %, обрив полірованого штока – 8,2 %, заміна полірованого штока – 29,9 %.

Аналіз даних показує, що виключаючи заміни полірованого штока, найвищий процент обривів складають обриви муфт. На нашу думку, це пов'язано із стиранням муфт об НКТ, яке при високій викривленості свердловин має максимальний вплив, а також більшою міцністю різьби штанг. Про це свідчить те, що відношення кількості відмов муфт до загальної кількості

При стиранні тіла муфти до певної межі відбувається послаблення з'єднання і виривання різьби штанги з муфти. Частково ця проблема може бути вирішена застосуванням протекторів та протекторних муфт.

Авторами знайдена залежність кількості аварійних відмов колони від її довжини (таблиця 1). Аналіз даних таблиці 1 свідчить, що найвище значення відмов відбувається в інтервалі 1750...2100 м. В основному це пов'язано з експлуатацією СШНУ на Довбушансько-Бистрицькому родовищі, де спостерігається найбільша викривленість свердловин – 28 відмов із загальної кількості 41, що складає 68,3 %.

Зниження кількості відмов на глибині 2100...2450 м пояснюється оптимальним коефіцієнтом запасу експлуатаційних параметрів при експлуатації свердловин з глибоким спуском насоса.

Отримано також залежність кількості відмов різного типу від відносної глибини обриву L_0/L : де L_0 – глибина обриву, L – довжина колони (рис. 2).

Аналізуючи її, видно, що існують чотири максимуми:

перший максимум знаходиться безпосередньо вгорі колони і в основному спричинений обривами полірованого штока (72,3 %);

другий максимум відповідає дії максимального розтягуючого навантаження на колону в верхній її частині;

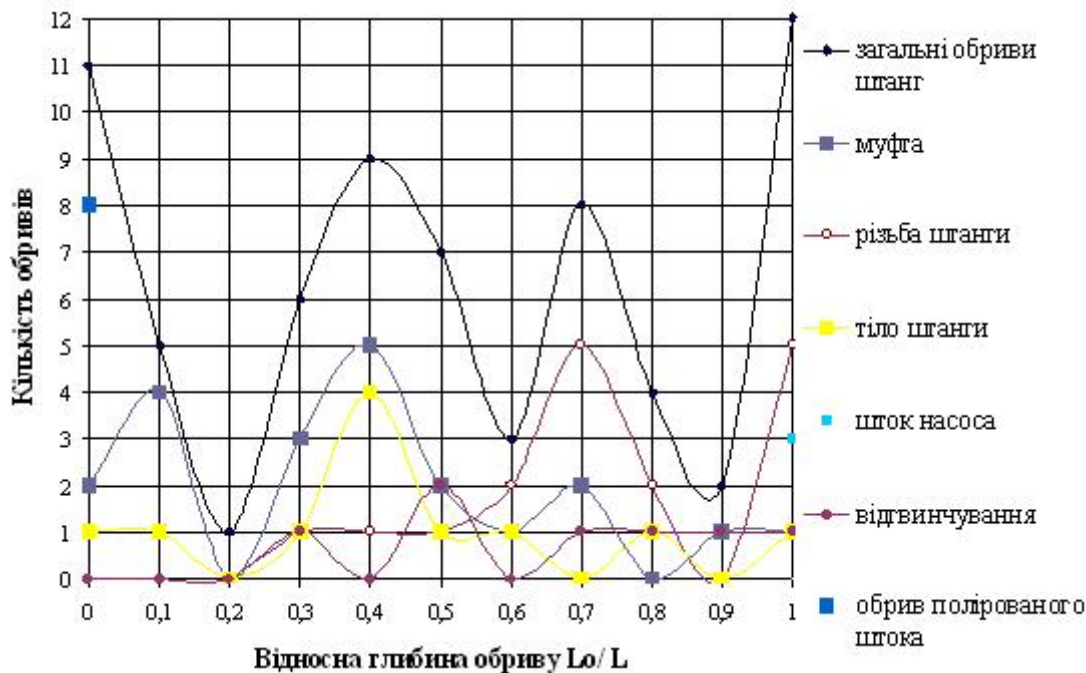


Рисунок 2 – Залежність частоти різних типів відмов колон штанг від відносної глибини обриву

третій максимум зумовлений дією стискаючих навантажень та спіралеподібним згином у нижній частині колони над насосом;

четвертий максимум знаходиться безпосередньо над насосом і частково (25 %) це обриви штока самого насоса.

Це підтверджують і інші дослідники [2, 3]. Однак, вони виділяють або 1-й і 4-й максимуми, або 2-й і 3-й.

Згідно з рисунком 2 виділено три мінімуми: перший (вгорі колони) пояснюється відсутністю в верхній частині колони таких негативних факторів, як викривленість свердловини, гідростатичний тиск, стискаючі навантаження; другий – відсутністю значних розтягуючих і стискаючих навантажень;

третій (над насосом) – відсутністю напружень розтягу від ваги колони штанг.

З рис. 2 також видно, що основні максимуми і мінімуми спостерігаються не для всіх типів відмов. Це пояснюється неоднозначністю дії відмічених вище факторів на деякі причини аварійності НШ. Так, спіралеподібний згин низу колони є причиною збільшення обривів штанг по різьбі, обривів муфти і відгвинчування штанг, але в той же час зумовлює мінімальний обрив штанг по тілу.

Максимальні розтягуючі навантаження на колону є причиною збільшення обривів штанг по тілу і обривів муфт, але і зумовлюють мінімальне відкручування штанг.

У зв'язку з цим доцільним є проектування колони штанг у відповідності до цієї залежності. Так, на глибинах, які відповідають максимумам відмов, слід установлювати зміцнені штанги (СВЧ, дробоструминною обробкою, пластичним скручуванням, з покриттям) і при максимумі, зумовленому згином колони, – ша-

рнірні муфти, протектори та протекторні муфти, скрепки-центратори.

Авторами отримано також залежність частоти відмов від відносної глибини обриву L_0/L при різних діаметрах плунжера свердловинного насоса (рис. 3).

Характерний вигляд кривої з чотирма максимумами і трьома мінімумами спостерігається в колонах, обладнаних насосами з діаметрами 32 і 38 мм, для насоса з діаметром 44 мм немає достатньої кількості статистичних даних.

Однак отримана залежність згідно з рис. 3 і залежність середньої відносної глибини обриву від діаметра насоса (рис. 4) підтверджує висновки досліджень [2, 3] про те, що колони, обладнані насосами (і, відповідно, НКТ) більшого діаметра, виходять з ладу частіше, ніж інші.

Авторами також проведено аналіз залежності відносної глибини обриву колони штанг від глибини спуску насоса в свердловину. Результати аналізу наведено на рис. 5. Як бачимо, відносна глибина обриву практично не залежить від глибини спуску насоса. Так, коефіцієнт кореляції між даними величинами $r=0,2$, що вказує на відсутність прямої залежності.

Більш глибокий аналіз засвідчив, що апроксимація з більш складними функціями також не дає покращення результатів. Так, апроксимація кубічним поліномом дає коефіцієнт кореляції тільки $r=0,24$.

Таким чином, відносна глибина обриву КНШ по довжині колони практично не залежить від її довжини. Це необхідно враховувати при розробці математичних моделей роботи КНШ.

Авторами встановлено відсоток загальної кількості відмов певного типу, що відбуваються у викривлених свердловинах.

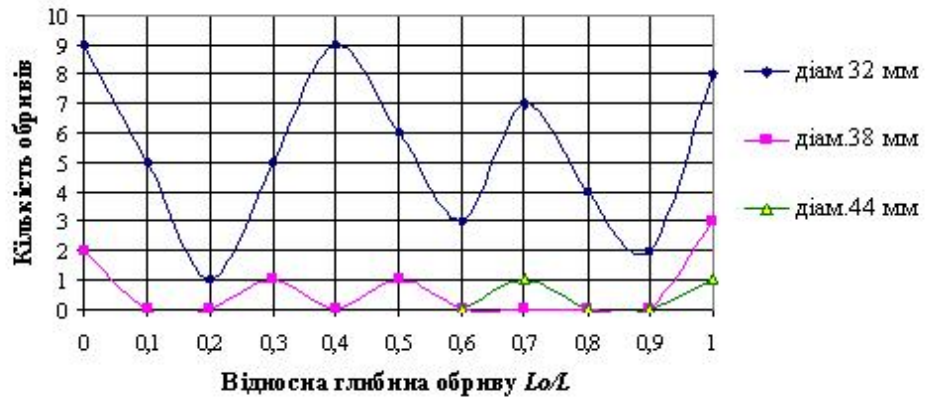


Рисунок 3 – Залежність частоти відмов колони штанг від їх відносної глибини обриву при різних діаметрах плунжера свердловинних насосів

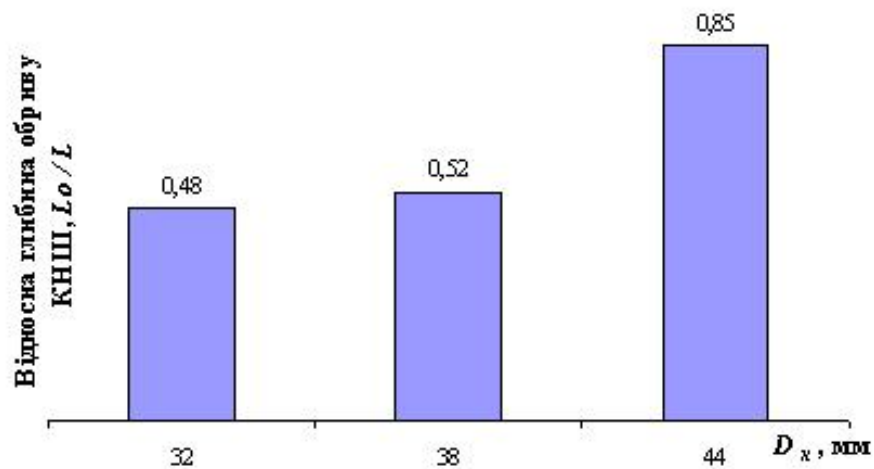


Рисунок 4 – Залежність середньої відносної глибини обриву колони штанг від діаметра насоса

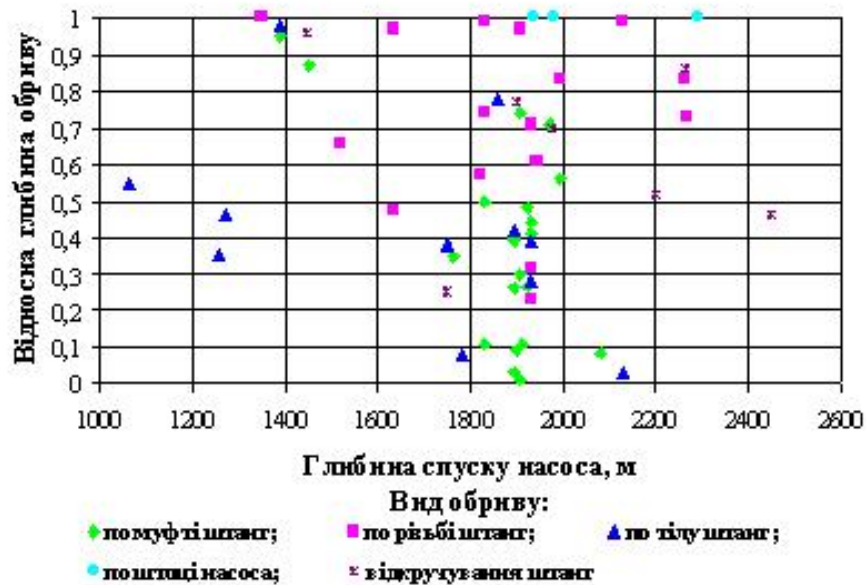


Рисунок 5 – Залежність відносної глибини обриву колони штанг від глибини спуску насоса

Таблиця 2 – Аналіз аварійності у викривлених свердловинах

Вид відмов	Загальний аварійний фонд		Викривлені свердловини	
	кількість	%	кількість	%
Обрив муфти	21	21,7	20	29,0
Обрив різьби штанги	18	18,6	12	17,4
Обрив по тілу штанги	11	11,3	6	8,7
Відгвинчення	7	7,2	5	7,3
Обрив плунжера насоса	7	3,1	3	4,3
Обрив полірованого штока	8	8,2	5	7,2
Заміна полірованого штока	29	29,9	18	26,0
Всього	97	100	69	100

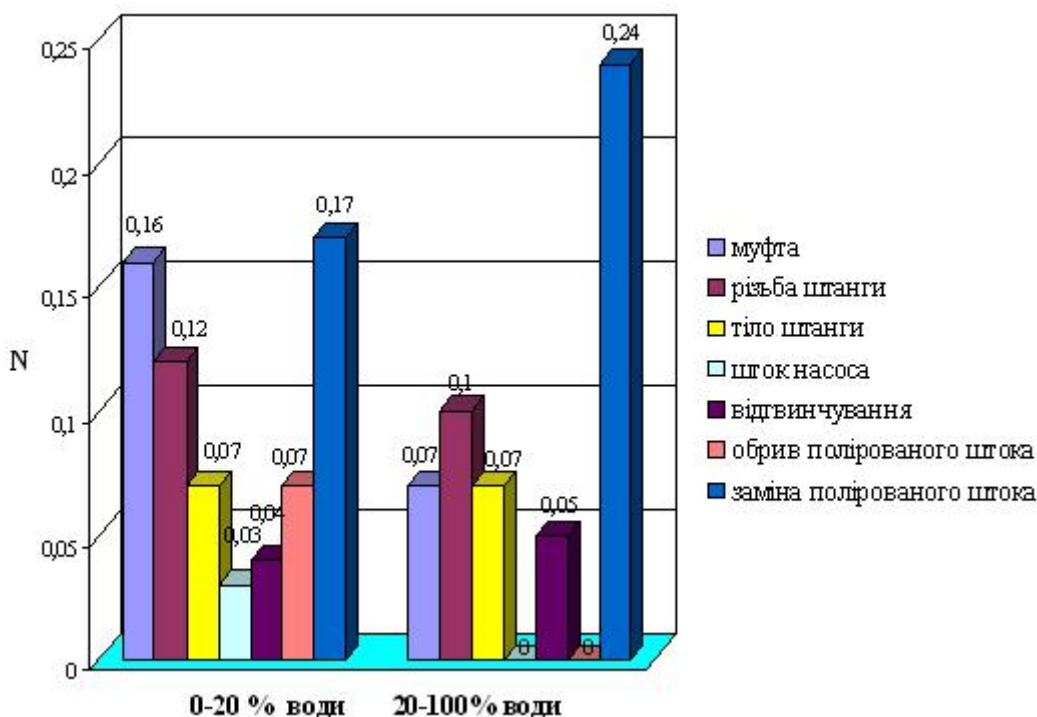


Рисунок 6 – Частота обривів колони у низько- і високообводнених свердловинах

Так, порівняння даних по викривлених свердловинах і в загальному по всьому аварійному фонду (таблиця 2) свідчить, що у викривлених свердловинах відзначено збільшення відмов, пов'язаних з муфтами, відгвинченням штанг і обривом штока насоса, а також зменшення відмов, пов'язаних з обривом по тілу і різьбі штанг, обривом полірованого штока і заміною полірованого штока.

У викривлених свердловинах переважають відмови, пов'язані з різьбовими муфтовими з'єднаннями насосних штанг, що свідчить про те, що при цьому на колону діють значні сили, які намагаються обернути її навколо своєї осі, а в меншій мірі – розтягуючі зусилля. Значний ріст аварій з муфтами пов'язаний також з їх стиранням об колону НКТ.

Отримано також залежності відмов від обводненості і газового фактора свердловин. При обводненості 0...20 % середня кількість відмов колони за три роки становить 0,66, а при вмісті води 20...100 % – 0,52 відмов.

Як видно із рис. 6, при обводненості понад 20% кількість відмов дещо зменшується, зростає тільки кількість заміन полірованого штока. Зменшення кількості відмов при рості обводненості пояснюється збільшенням густини рідини, особливо в нижній частині колони НКТ, і, відповідно, ростом розтягуючих навантажень від ваги рідини на нижню частину колони штанг. Це зменшує амплітуду напружень згину від спіралеподібних навантажень і, таким чином, зменшує частоту аварій з муфтами. Ріст кількості замін полірованого штока пояснюєть-

ся значною його корозією за рахунок попере-
мінного контакту з пластовою водою і киснем
повітря.

Зі збільшенням газового фактора кількість
відмов збільшується, що пов'язано здебільшого
зі зменшенням густини рідини, яке призводить
до зменшення розтягуючих зусиль від ваги рі-
дини в нижній частині колони штанг і зумов-
лює збільшення амплітуди напружень згину.
Так, при газовому факторі 100-700 м³/т середня
кількість відмов колони за три роки становить
0,4, а при газовому факторі 700-3500 м³/т – 1,04
відмов. Ця тенденція стосується всіх видів від-
мов штангової колони, за винятком штока на-
соса, де збільшення газового фактору приво-
дить до зменшення частоти відмов (на шток
насоса діє тільки зменшення розтягуючих на-
вантажень).

Для зменшення дії такого фактору пропо-
нується в свердловинах з високим газовим фак-
тором і низькою обводненістю спускати обва-
жнений низ колони штанг над глибинним насо-
сом (160-200 м штанг з діаметром 1").

Виявлено також вплив відкладень парафіну на
стінках НКТ і штангах на кількість відмов на-
сосних штанг. В свердловинах з інтенсивними
відкладеннями (більше 11 %) відбувається в
середньому 0,72 відмови на три роки, а в свер-
дловинах з малопарафіновими (менше 11 %)
відкладами – 0,6 відмов.

Аналіз отриманих результатів дає певну
базу даних з відмов колони насосних штанг в
НГВУ "Надвірнанафтогаз" і підказує необхідні
рекомендації щодо підвищення ресурсу колони
штанг по окремих групах свердловин і навіть
для конкретних свердловин.

Література

1. Муравьев И.М., Мищенко И.Т. Насосная
эксплуатация скважин за рубежом. – М.: Недра,
1967.

2. Фаерман И.Л. Штанги для глубинных
насосов. – Баку: Азнефтеиздат, 1955.

3. Копей В.Б., Стеліга І.І. Аналіз відмов
колон насосних штанг в НГВУ "Долинанафто-
газ" // Розвідка та розробка нафтових і газових
родовищ. – Івано-Франківськ, 2002. – № 4(5). –
С. 78-80.

Міжнародна науково-практична конференція

МАРКЕТИНГОВІ ТЕХНОЛОГІЇ В УМОВАХ ІННОВАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ ЕКОНОМІКИ

м. Хмельницький
(24-25 листопада 2006 р.)

Оргкомітет конференції

29016, м. Хмельницький,
вул. Інститутська, 11
Хмельницький національний університет,
кафедра маркетингу

Тел.: (03822) 4 18 98
E-mail: risawi@mail.ru

Напрямки роботи конференції:

- Стратегічна парадигма
інноваційного маркетингу
- Актуальні проблеми
застосування теорії і практики
маркетингу
- Маркетингові дослідження
інноваційного середовища
- Інноваційні технології
у банківському маркетингу
- Проблеми впровадження
інноваційних технологій
у страховому маркетингу
- Міжнародний маркетинг
в умовах глобалізації економіки
- Маркетинг-менеджмент:
концептуальні підходи
і перспективи розвитку
- Загальні економічні тенденції
інноваційного розвитку економіки
в умовах інтеграції в міжнародні
економічні структури