

УДК 622.276.054

## АНАЛІЗ ВІДМОВ КОЛОН НАСОСНИХ ШТАНГ В НГВУ "ДОЛИНАНАФТОГАЗ"

В.Б.Конеї, І.І.Смеліза

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 42139  
e-mail: public@ifdtung.if.ua

*Проанализированы отказы колонн насосных штанг в НГДУ "Долинанафтогаз" за 1999-2001 годы. Найдены зависимости отказов колонн от таких параметров, как диаметр скважинного насоса, глубина его спуска, кривизна скважины, обводненность, газовый фактор и наличие отложений парафина. Выявлен характер зависимости частоты разного типа отказов от относительной глубины обрыва. Соответственно этим данным предложены методы повышения ресурса штанговой колонны.*

*The failures of a sucker rod columns in "Dolynanastogas" for 1999-2001 years are analysed. The dependences of failures of rod strings from such parameters as a diameter of the pump, its depth, curvature of a chink, percent of water, gas factor and quantities of paraffin deposits are found. The character of dependence of frequency of a different type failures from relative depth of breakage is revealed. According to these data the methods of increase of a resource of rod column are offered.*

Найбільш відповідальною частиною свердловинної штангової насосної установки (СШНУ) є її підземна частина – колона насосних штанг, насосно-компресорних труб (НКТ) і свердловинний насос. Однак, саме колона насосних штанг характеризується тим, що її низька надійність поєднується з порівняно високими затратами на проведення ремонтних робіт. При роботі в свердловині на насосні штанги діють циклічні навантаження, які разом з дією корозійного середовища часто призводять до корозійно-втомного руйнування. Крім того, елементи штангової колони інтенсивно спрацьовуються внаслідок тертя об НКТ. Тому важливо виявити залежності відмов компонентів штангової колони від експлуатаційних факторів і дати рекомендації з підвищення їх ресурсу.

Для статистичного аналізу на свердловинах НГВУ "Долинанафтогаз" протягом 1999-2001 років були зібрані дані, які характеризують експлуатаційні фактори і відмову: діаметр плунжера свердловинного насоса, глибина спуску насоса, глибина обриву колони, тип відмови, газовий фактор, процент води в продукції, наявність інтенсивних відкладів парафіну, інтервал кривизни свердловини. Для їх обробки використовувалась комп'ютерна програма MS Excel.

Всього за 3 останні роки стались 704 відмови колон штанг. Залежність (рис. 1) показує процентне співвідношення свердловин з різними кількостями аварій колони штанг за 3 роки. На більшості свердловин відбувається 1-5 аварій, пов'язаних з обривом колони штанг, а свердловини з 6-16 обривами слід віднести до високоаварійних.

Із загальної кількості відмов обрив по тілу насосної штанги становить 16%; зрив різьби муфти – 18%; відгвинчення – 9%; обрив по тілу муфти – 21%; заміна полірованого штока – 17%; обрив полірованого штока – 2%; зрив різьби штанги – 10%; обрив по різьбі штанги – 6%.

Аналізуючи ці дані бачимо, що процент обривів муфт найвищий, а процент зривів різьби муфт перевищує процент зривів різьби

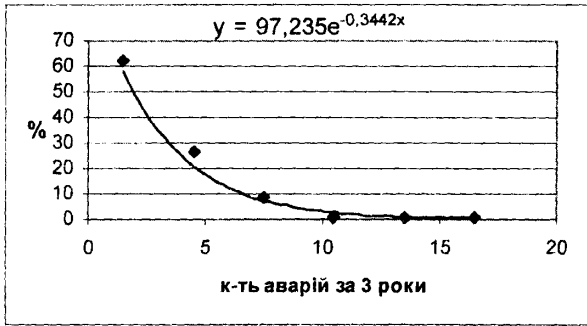
штанг. На нашу думку, це пов'язано із стиранням муфт об НКТ, яке при високій обводненості і викривленості свердловини може мати катастрофічний характер, а також з більшою міцністю накатаної різьби штанги. Про це свідчить те, що відношення кількості відмов муфт до загальної кількості відмов значно вище в найбільш аварійних свердловинах (а до них, як правило, відносяться викривлені і обводнені). При стиранні тіла муфти до певної межі відбувається послаблення з'єднання і вилив різьби штанги з муфти. Частково ця проблема може бути вирішена застосуванням протекторів, протекторних муфт і штанг обертачів.

Існують дані відмов, зібрані в тому ж НГВУ впродовж 1978-1979 років [1]. Порівнюючи ці дані бачимо, що значно зросла кількість обривів штангових муфт – 21% проти 2%, проте зменшилась кількість відмов штанг (в тому числі по різьбі) – 59% проти 79%, кількість відмов полірованого штока майже не змінилась – 19% проти 17%. Збільшення кількості обривів муфт пояснюється збільшенням обводненості свердловин НГВУ, яка зараз в середньому перевищує 60%. Це призводить до інтенсивного зношування муфт, а зменшення кількості відмов штанг пояснюється застосуванням їх нової конструкції, сталі і термообробки (ГОСТ 13877-80).

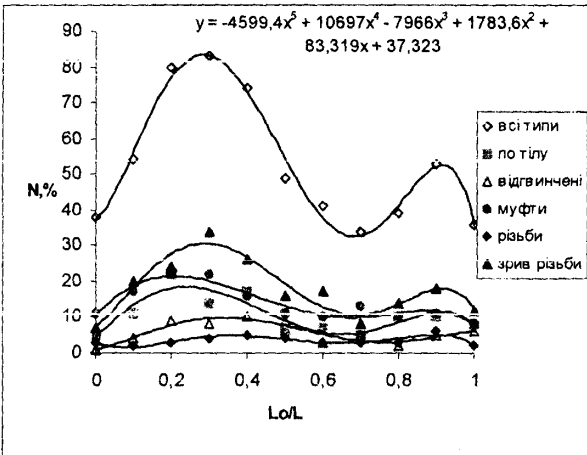
Авторами знайдена залежність кількості відмов колони від її довжини. Так, при довжині колони 700-1050 м середня кількість відмов за три роки на одну свердловину складає 3,5, при 1050-1400 м – 3,2, при 1400-1750 м – 3,1, а при 1750-2100 м – 1,8. Це можна пояснити завищеним коефіцієнтом запасу експлуатаційних параметрів при експлуатації свердловин з глибоким спуском насоса, а також експлуатацією їх насосами малих діаметрів.

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

Аналізуючи її, бачимо, що існують два максимуми, перший з яких відповідає дії максимального розтягуючого навантаження на колону,



**Рисунок 1 —** Процентне співвідношення свердловин з різними кількостями аварій колони насосних штанг



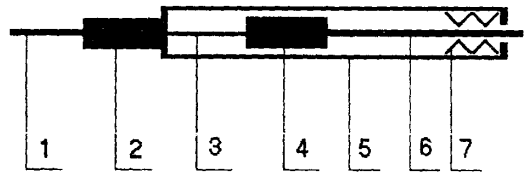
**Рисунок 2 —** Залежність частоти різних типів відмов колони штанг від її відносної глибини обриву

а другий – спираєподібному згину низу колони над насосом, зумовленому дією стискаючих навантажень. Це підтверджують й інші дослідники [2, 3], однак вони вказують на те, що перший максимум знаходиться безпосередньо вгорі колони, а другий – безпосередньо над насосом. В дійсності ж існують три мінімуми, перший з яких (вгорі колони), на нашу думку, пояснюється відсутністю вгорі колони таких негативних факторів як викривленість свердловини, гідростатичний тиск, стискаючі навантаження, другий – відсутністю значних розтягуючих і стискаючих навантажень, а третій (над насосом) – відсутністю розтягуючих навантажень від ваги колони.

З рис. 2 видно також, що залежність такого характеру, з двома максимумами і трьома мінімумами стосується більшості типів відмов. Так, згин низу колони є причиною збільшення не тільки обривів штанг по тілу, але й обривів по різьбі, зривів різьби, обривів муфти, відгвинчувань.

У зв'язку з цим доцільним є проектування колони відповідно до цієї залежності. Так, на глибинах, які відповідають максимумам відмов, слід установлювати зміцнені штанги (СВЧ, дробоструминною обробкою, пластичним скручуванням, з покриттями) на максимумі, зумовленому згином колони – шарнірні муфти [4], протектори та протекторні муфти. З точки зору

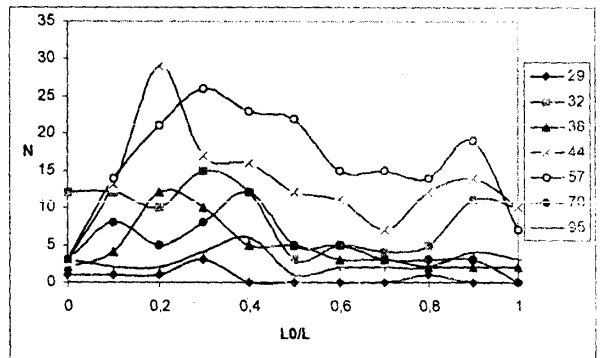
зменшення витрат на ловильні роботи при обриві, доцільною є установка на глибині, яка відповідає першому максимуму запобіжника для насосних штанг (рис. 3).



**Рисунок 3 —** Схема запобіжника для насосних штанг

Цей пристрій складається із запобіжної штанги 3, діаметр якої менший за діаметр сусідніх штанг, вгвинченої в муфти 2 і 4, які з'єднуються зі звичайними штангами 1 і 6. В корпусі 5, з'єданому нерухомо з муфтою 2, розміщується пружина 7. Оскільки в запобіжній штанзі виникають найвищі напруження, то вона руйнується першою, але колона не падає при цьому, а підвісає на корпусі запобіжника.

Авторами отримана також залежність частоти відмов від відносної глибини обриву  $Lo/L$  при різних діаметрах плунжера свердловинного насоса (рис. 4).



**Рисунок 4 —** Залежність частоти відмов колони штанг від її відносної глибини обриву  $Lo/L$  при різних діаметрах плунжера свердловинного насоса

Ці дані також не зовсім відповідають результатам досліджень, проведених І.Л.Фаерманом [2]. Так, характерний вигляд кривої з двома максимумами і трьома мінімумами спостерігається в колонах, обладнаних насосами різних діаметрів. Однак отримана залежність відносної глибини обриву від діаметра насоса (рис. 5) підтверджує висновки дослідників [2, 3] про те, що колони обладнані насосами (і відповідно НКТ) великого діаметра ламаються внизу частіше, ніж інші.

Авторами знайдено також, який процент з загальної кількості відмов певного типу відбувається в викривлених свердловинах. Так, у викривлених свердловинах обрив по тілу насосної штанги становить 18%; вирив з різьби штанги – 29%; відгвинчення – 27%; обрив по тілу муфти – 17%; вирив з різьби муфти – 26%; обрив по різьбі штанги – 13% із загальної їх кількості.

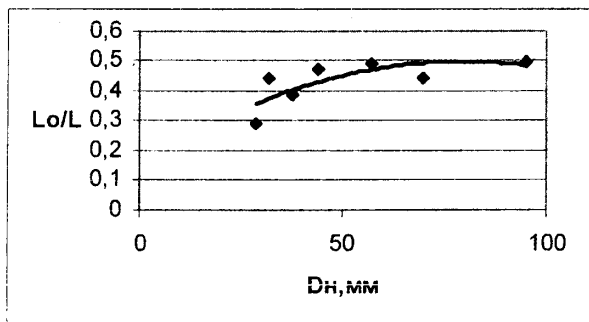


Рисунок 5 — Залежність середньої відносної глибини обриву колони від діаметра насоса

Бачимо, що у викривлених свердловинах переважають відмови, пов'язані з різьбовим з'єднанням насосних штанг. На нашу думку, зрив різьби може відбутись при додатковому затягуванні різьбового з'єднання, а відгвинчування, навпаки, при послабленні затяжки. Це свідчить про те, що у викривлених свердловинах на колону діють сили, які намагаються обернути її навколо своєї осі. Частково цю проблему можна вирішити застосуванням контрольного моменту затяжки з'єднання і штангообертачів.

Отримані також залежності кількості відмов від обводненості і газового фактора свердловини. При 10-40% води середня кількість відмов колони за 3 роки складає 2, а при 50-90% води – 4.

При обводненості понад 50% кількість відмов значно інтенсифікується, що пояснюється безпосереднім контактом води з обладнанням. Особливо інтенсифікується процес зношування, а процес корозійної втоми менший (рис. 6). Так, кількість відмов муфт і полірованого штока значно вища в обводнених свердловинах. Застосування штангообертачів у цьому випадку, розподілить знос рівномірно по всій поверхні муфти і таким чином підвищить її довговічність.

Зі збільшенням газового фактора кількість відмов зменшується, що пов'язано, в основному, зі зменшенням густини рідини. Так, при газовому факторі 100-300 середня кількість

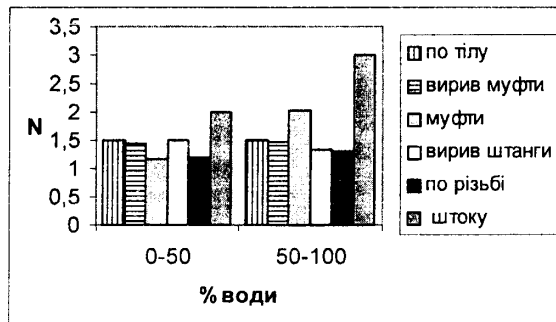


Рисунок 6 — Частота обривів колони у звичайних і обводнених свердловинах

відмов колони за три роки складає 3,5, а при факторі 350-550 – 2,5.

Виявлено також вплив відкладень парафіну на стінках НКТ і штангах на кількість відмов насосних штанг. Так, в свердловинах з інтенсивними відкладеннями відбувається в середньому 3,6 відмови на 3 роки, а в свердловинах без них – 3,2.

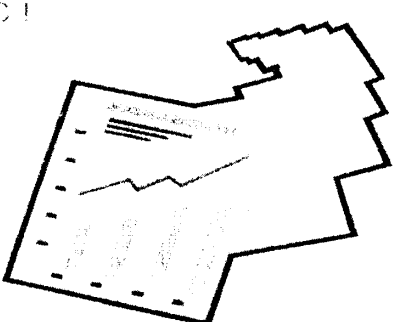
Створення бази даних з відмов колон насосних штанг на кожному НГВУ з кількістю записів, вищою 700, дає достатньо точні рекомендації щодо підвищення ресурсу колони штанг навіть для конкретних свердловин.

### Література

1. Тараевский С.И., Копей Б.В. Анализ поломок глубиннонасосных штанг в НГДУ "Долиннефтегаз" // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений: Республ. межвед. научн.-техн. сборник. Вып 19. – Львов.: Выща школа, 1982. – С.104-107.
2. Фаерман И.Л. Штанги для глубинных насосов. – Баку: Азнефтеиздат, 1955.
3. Копей Б.В. Научно-технологичні принципи комплексного підвищення ресурсу свердловинного нафтогазового обладнання // Дис.... докт. техн. наук. – Івано-Франківськ, 1996. – 478 с.
4. А.с. № 632824 СССР, кл. Е 21 В 17/04., 1978.

МИ ЧЕКАЄМО НА ВАС!

# МІСЦЕ ВАШОЇ РЕКЛАМИ



З питань виготовлення і розміщення реклами звертатися:  
м. Івано-Франківськ, 76019, вул. Карпатська 15, ІФНТУНГ,  
Редакція журналу "Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ",  
тел.: (03422) 42002, тел./факс: (03422) 42139,  
ел. пошта: rozvidka@ifdtung.it.ua