

Рисунок 1 - Обладнання для експлуатації горизонтальної свердловини струминним насосом

За результатами проведених розрахунків встановлено, що для створення депресії тиску на пласт $\Delta P = 3$ МПа, і для забезпечення відбору дебіту горизонтальної свердловини $Q_{св.} = 6$ л/с необхідно подавати робочу рідину з тиском у викидній лінії поверхневого насоса рівним $P_{н.а.} = 11,76$ МПа - на початковій стадії виклику припливу, а потім збільшити тиск подачі до $P_{н.а.} = 12,06$ МПа. При цьому витрата робочої рідини становитиме $Q_{р.р.} = 18$ л/с, а коефіцієнт інжекції насоса – $U = 0,33$.

Отож, пропонується ідея одночасного використання колтюбінгових установок з установками струминних насосів, з метою можливості оперативного здійснення дослідження і одночасної експлуатації горизонтальної свердловини. Наголошується, що експлуатація горизонтальної свердловини струминним насосом дозволяє проводити увесь комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень одним спуском свердловинного приладу, що дає змогу вивчати властивості пласта та підібрати оптимальний режим роботи. Також запропоновано використання обладнання фірм «Tech - Flo» та «Weatherford», що забезпечує дистанційне керування процесом експлуатації горизонтальної свердловини. Виконано розрахунок параметрів процесу експлуатації гіпотетичної горизонтальної свердловини за допомогою струминного насосу.

Література:

1. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник. 3-є доповнене видання – Київ: “Реал-Прінт”, 2003. – 730 с.
2. Бердин Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: Недра, 2001. – 198 с.
3. Research on Jet Pumps for Single and Multiphase Pumping of Crudes by J.C. Corteville 2007, SPE paper no. 16923
УДК 620.191.33:622.240.53

ВПЛИВ ДЕГРАДАЦІЇ ВЛАСТИВОСТЕЙ СТАЛЕЙ НА ОЦІНКУ УМОВ РУЙНУВАННЯ ТРУБ БУРИЛЬНИХ КОЛОН ПРИ СПУСКО- ПІДЙІМАЛЬНИХ ОПЕРАЦІЯХ

О.Ю.Витязь, В.В.Тирлич

Національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, o.vytyaz@gmail.com

На великій глибині – орієнтовно 6,5-7 тисяч метрів – на території Дніпрово-Донецької западини і Карпатської нафтогазової провінції є величезні запаси нафти і газу. Проте, буріння на таких глибинах призводить до суттєвого збільшення кількості аварій, пов'язаних з виходом з ладу елементів бурових колон. Так, в інтервалі буріння 2500-4500 м кількість відмов зростає у 4,8-5 разів, а в інтервалі 4500-5000 м – в 9,8 рази. При роторному бурінні, руйнування елементів бурових колон пов'язане зі специфікою буріння і спричинене дією на бурову трубу втомних навантажень та промивальної рідини, які є причиною зародження та розвитку тріщин. Причому, на великих глибинах воно визначається домінуючим впливом відповідних силових факторів, тобто величиною, напрямом та характером експлуатаційних навантажень, що виникають в процесі буріння та спуско-підймальних операцій (СПО), які зумовлюють розвиток у місцях пошкоджень тріщин в поперечному перерізі тіла труби. Тривалість СПО у процесі буріння глибоких свердловин складає до 60 % від загального виробничого часу. Із ростом глибини свердловини різко збільшується об'єм СПО. За весь період буріння свердловини глибиною 4500-5000 м опускається і підіймається 50000-80000 свічок.

Тому, розрахунково-експериментальна оцінка умов, при яких потенційно можливе поперечне руйнування труб бурових колон із урахуванням при тривалій експлуатації деградації металу, є актуальною науково-технічною проблемою.

Метою даної роботи є оцінювання впливу деградації властивостей металу бурових труб, що містять зовнішні або внутрішні кільцеві тріщини, на умови їх руйнування під час СПО, ґрунтуючись на підходах механіки руйнування.

Матеріалом дослідження були фрагменти нової і експлуатованої (23 роки) бурильних труб ТБПВ з умовним діаметром 127 мм групи міцності “Л”.

Оцінку умов, за яких відбувається руйнування металу труб бурильної колони, здійснювали експериментально визначаючи величину J_{Ic} . Для цього вирізали по п'ять зразків з фрагментів експлуатованої бурильної труби розміром $2000 \times 10,0 \times 8,0$ мм та нової бурильної труби розміром $2000 \times 10,0 \times 9,3$ мм. При цьому оцінювали роботу A , витрачену на деформування зразка з наведеною тріщиною l_{cep} як елемента конструкції, при якій він втрачає свої несучі властивості, віднесену до нетто площі деформованої поверхні зразка S_f

$$J_{Ic} = \frac{A}{S_f}. \quad (1)$$

Характеристики критичної тріщиностійкості (табл. 1) представлені критичним коефіцієнтом інтенсивності напружень K_{Ic} , який обчислювали за допомогою рівняння:

$$K_{Ic} = \sqrt{\frac{J_{Ic} \cdot E}{(1 - \mu^2)}}, \quad (2)$$

де J_{Ic} – критична тріщиностійкість; E – модуль Юнга ($E = 10^{11}$ Па);

μ – коефіцієнт Пуассона (для низьколегованих сталей $\mu = 0,3$).

Для оцінки умов руйнування труб бурильних колон визначали характеристичну глибину зовнішньої і внутрішньої корозійно-втомної тріщини $(a/t)^*$, при якій різко зростає швидкість зміни коефіцієнта інтенсивності напружень K_I [1], а отже, і ризик руйнування дефектної бурової труби у процесі СПО.

Таблиця 1 – Значення критичних коефіцієнтів інтенсивності напружень K_{Ic} металу бурильних труб групи міцності труби “Л”

Термін експлуатації, роки	K_{Ic} , МПа $\sqrt{м}$					K_{Ic}^{cep} МПа $\sqrt{м}$
	145,2	144,7	142,7	135,3	146,2	
0	145,2	144,7	142,7	135,3	146,2	142,8
23	105,8	98,8	99,9	96,9	93,6	99,0

Встановлено, що руйнування тривало експлуатованих бурових труб групи міцності “Л” із зовнішньою поперечною кільцевою тріщиною на глибині понад 2,9 км визначається критичною тріщиностійкістю металу труб, а в інтервалі від 1 км до 2,9 км – показником “опірності елемента конструкції росту тріщини”, тоді як руйнування нових труб визначається критичною тріщиностійкістю металу труб на глибині понад 4,5 км, а показником “опірності елемента конструкції росту тріщини” визначається у інтервалі 1 км до 4,5 км.

Руйнування експлуатованих бурильних труб групи міцності “Л” із внутрішньою поперечною кільцевою тріщиною на глибині від 1,2 км до 6 км визначається тріщиностійкістю металу труб, а в інтервалі від 1 км до 1,2 – показником “опірності елемента конструкції росту тріщини”. Руйнування нових труб цієї ж групи міцності визначається критичною тріщиностійкістю металу труб на глибині понад 2,1 км, а показником “опірності елемента конструкції росту тріщини” визначається у інтервалі 1 км до 2,1 км.

Висновки

Виявлено, що внаслідок деградації спричинених тривалою експлуатацією впродовж 23 років критичний коефіцієнт інтенсивності напружень K_{Jc} металу бурильної труби групи міцності “Л” знижується на 30,7%.

УДК 622.276.53.054.4

ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАСОСНИХ ШТАНГ, ОСНАЩЕНИХ ЗАСОБАМИ ДЛЯ ВИДАЛЕННЯ ПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДЕНЬ

А.П. Джус, В.Р. Харун, В.В. Буй

ІФНТУНГ, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, e-mail: andriy_dzhus@i.ua

При механізованому видобутку нафти штанговими свердловинними насосними установками, доволі часто спостерігається відкладення парафіну на насосних штангах та внутрішніх стінках колони насосно-компресорних труб (НКТ) [1,2]. Це явище зумовлює зменшення площі перерізу кільцевого простору між насосними штангами та насосно-компресорними трубами, зростання сил гідродинамічного та поверхневого тертя і, як наслідок, призводить до суттєвого збільшення навантажень, що діють на елементи штангової колони. У свердловинах з інтенсивним відкладенням може спостерігатися повне перекриття каналу, по якому здійснюється підйом пластової рідини (рис.1) [3].

Довжина частини колони штанг, вздовж якої відбувається відкладення парафіну, складає до 900 м від устя свердловини. При цьому товщина відкладень досягає свого максимуму в діапазоні глибин від 50 до 200 м [4].

Збільшення навантаження на колону штанг внаслідок інтенсивного відкладення призводить до зростання кількості обривів штангової колони. Нафти родовищ Прикарпаття характеризуються високим вмістом парафіну (9,5-12,5%) і смол (14,5-17,5%). Авторами роботи [5] здійснено аналіз виробничих даних за 1999-2002 роки в нафтогазовидобувному управлінні “Долинанафтогаз”. Всього за вказаний період зафіксовано 704 відмови колон штанг. Із загальної кількості відмов обрив по тілу насосної штанги становив 16%. На основі аналізу характеру обривів насосних штанг встановлено, що найбільше число відмов пов’язане з їх руйнуванням по тілу в основному в зоні термічного впливу на віддалі 40... 250 мм від перехідного бурта головки. На іншій частині тіла насосної штанги поломки виникають лише в місцях зношення (через зменшення поперечного перерізу) і в місцях інтенсивної корозії.



Рис.1 Вигляд фрагменту НКТ з перерізом заповненим відкладеннями

Щодо боротьби з відкладеннями слід зазначити, що вона може здійснюватись шляхом їх попередження та видалення [6]. Причому для видалення застосовуються теплові, механічні та хімічні методи. Вважається, що найбільш розповсюджений та дієвий метод – механічний, при якому на штанзі розміщуються нерухомі центратори та рухомі скребки. Конструкції скребок є надзвичайно різноманітні [7]. Однак спільним є те, що на одній штанзі може встановлюватись 4-6 рухомих