

ПІДВИЩЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШТАНГОВИХ СВЕРДЛОВИННИХ НАСОСІВ

М.Я.Лялюк, Т.П.Венгринюк, Х-М. М. Чичул, А.І.Венгринюк
ІФНТУНГ, 76019, м. ІваноФранківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727181
e-mail: tanay9@i.ua

В умовах наростаючої економічної кризи і падіння нафтових цін актуальність застарілих проблем нафтогазової галузі тільки збільшується. В першу чергу йдеться про неприпустимо низький коефіцієнт видобування нафти.

У США, приміром, 82% складає видобуток верстатами-качалками (ВК) з штанговими глибинними насосами (ШГН), 10% забезпечують газліфти, 4% - заглибні електровідцентрові насоси (ЗЕВН), інші способи - ще менше. Іншими словами, в США приділяється величезна увага роботі малодобітних і виснажених свердловин.

Конструкція ШГН виробництва ТОВ "Магістраль" проектувалася з урахуванням їх використання в свердловинах ускладнених підвищеним вмістом твердих механічних домішок у відкачуваній рідині. У зв'язку з цим, спочатку, до конструкції насоса пред'являлися підвищені вимоги по зносостійкості вузлів насоса і ремонтпридатності устаткування в цілому. В основному, конструктивні зміни, що відрізняють насоси виробництва ТОВ "Магістраль" від насосів класичної конструкції, торкнулися конструкції плунжера.

Як відомо, плунжер стандартного ШГН є гладкою трубою, зовнішня бічна поверхня якої забезпечує ущільнення зазору між плунжером і стінкою циліндра. Присутність у свердловинній рідині твердих механічних часток, призводить до збільшення динаміки зносу поверхні плунжера і стінок циліндра і, як наслідок, до зростання величини витоків між плунжером і циліндром. Зважаючи на той факт, що величина витоків в кільцевому проміжку, окрім іншого, має пряму пропорційну залежність від довжини зазора (робочої поверхні плунжера) і пряму кубічну залежність від величини зазору, не маючи можливості зменшити зазор, збільшують довжину плунжера. Довжина плунжера стандартного штангового насоса може досягати двох і більше метрів. При такій довжині плунжера, дуже складно забезпечити змочуваність усієї поверхні плунжера свердловинною рідиною для виключення сухого тертя між плунжером і циліндром. Для подолання проблеми змащування поверхонь тертя на поверхні плунжера виконуються кільцеві канавки, в яких скупчується свердловинна рідина. Таким чином, досягається безперервність рідинної плівки, що утворюється між поверхнями тертя. Проте, при підвищеній в'язкості свердловинної рідини, для забезпечення змащування, доводиться збільшувати зазор між плунжером і циліндром. Збільшення зазору між плунжером і циліндром, окрім проблеми пов'язаної із збільшенням витоків, має ще одну негативну сторону. У збільшений зазор потрапляють більші тверді частки, що збільшують динаміку зносу вузлів тертя.

У конструкції насоса виробництва ТОВ "Магістраль" використовується плунжер збірної конструкції. Як ущільнюючі елементи плунжера використовуються металеві кільця, виготовлені з незначним ексцентриситетом зовнішньої поверхні і встановлені під кутом один до одного. В результаті такої зборки, між робочою поверхнею плунжера і стінкою циліндра утворюються замкнуті порожнини, що накопичують в собі свердловинну рідину і що перешкоджають розриву змащуючої плівки.

Роздільне виготовлення кілець дозволяє добитися високої точності сполучення "плунжер-циліндр" за рахунок збільшення точності виготовлення деталей. Підвищення точності обумовлене зменшенням допусків на обробку, у зв'язку із зменшенням габаритних розмірів деталей і квалітетів. Крім того, для збільшення точності сполучення деталей, в

процесі виробництва застосовується паспортизація циліндрів, що дозволяє добитися при зборці ходових посадок з мінімальними відхиленнями розмірів.

Зменшення номінальної величини зазору в сполученні плунжера з циліндром обумовлене прагненням до мінімізації інтенсивності зносу спряжених поверхонь шляхом виключення проникнення в зазор більших абразивних часток. Проблема вступу змащуючої рідини в зменшений зазор по всій довжині плунжера вирішується тим, що між стягуванням плунжера і внутрішньою поверхнею кілець завжди присутні мінімальні протічки. Таким чином, свердловинна рідина, проникаючи через внутрішні проміжки, поступає до поверхонь тертя через бічні поверхні кілець. Величину цих витоків можна регулювати шляхом зміни моменту затягування наконечників плунжера. При використанні насоса в свердловинах з високов'язкою продукцією, момент затягування зменшується, при видобуванні низьков'язкої рідини - збільшується.

Зменшення інтенсивності зносу поверхонь тертя дозволяє, крім всього іншого, зменшити довжину плунжера.

Для досягнення більш рівномірного зносу робочої поверхні плунжера, по обох сторонах набору кілець встановлюються центруючі опори із зміцненими поверхнями виступів, що прилягають до стінок циліндра.

Окрім робочих параметрів насоса, збірна конструкція плунжера, також, покращує експлуатаційні характеристики обладнання. При виході з ладу, пов'язаному з фізичним зносом, насосів класичної конструкції, відновлення робочої поверхні плунжера вимагає проведення порівняно складних технологічних операцій в умовах ремонтно-механічної майстерні. При використанні плунжера з набірною робочою поверхнею, ремонтні роботи зводяться до заміни зношених кілець і опор. Такий ремонт можна робити навіть в польових умовах за наявності пересувної ремонтної майстерні.

Дослідно-промислові випробування (ДПВ) штангових глибинних насосів виробництва ТОВ "Магістраль" проводилися на родовищах НГВУ "Охтирканафтогаз" з метою підтвердження роботоздатності обладнання і відповідності експлуатаційних характеристик заявленим виробником вимогам. В ході проведення ДПВ проводилася робота по усуненню конструктивних недоліків, що виявлялися в процесі експлуатації насосного устаткування.

Основними критеріями оцінки ефективності використання обладнання ТОВ "Магістраль" були міжремонтний період (МРП) насосів і динаміка зміни об'ємів видобутої продукції в процесі експлуатації.

Для можливості проведення порівняльного аналізу ДПВ, по свердловинах, на яких проводилися випробування насосів, НГВУ "Охтирканафтогаз" надали статистичну інформацію про роботу обладнання інших виробників за такий же період часу.

Практично всі з наданих для проведення ДПВ насосів перевищили середній показник МРП по НГВУ "Охтирканафтогаз". При цьому експлуатаційні характеристики наданих для випробувань насосів були порівнянні або перевершували показники насосів, що застосовувалися раніше на експлуатованих в ході ДПВ свердловинах. В той же час, за результатами проведення ДПВ, з 9 наданих ТОВ "Магістраль" насосів, жоден не вийшов з ладу.

Збільшення міжремонтного періоду нафтовидобувного обладнання чинить істотний вплив на собівартість свердловинної продукції. В першу чергу, зниження собівартості відбувається за рахунок зменшення кількості ремонтів і пов'язаних з ними витрат. Залежно від складності ремонту і складу робіт, вартість ремонтних робіт може варіюватися від 300 000 грн. до декількох мільйонів. По-друге, збільшення міжремонтного періоду веде до зменшення часу простою свердловин, що, в свою чергу, дозволяє збільшити час ефективної експлуатації свердловин.

Результати економічних розрахунків, показують, що при експлуатації нафтових свердловин, особлива увага повинна приділятися заходам, спрямованим на збільшення часу ефективної експлуатації свердловини. Основним показником, що впливає на тривалість

безупинної роботи, є міжремонтний період устаткування. За результатами проведення ОПІ видно, що насосне устаткування виробництва ТОВ "Магістраль" має великий ресурс, ніж насоси, що експлуатувалися на тих же свердловинах раніше. Крім того, ресурс модернізації і поліпшення конструкції штангових насосів виробництва ТОВ "Магістраль" далеко не вичерпаний. В ході випробувань, співробітниками ТОВ "Магістраль" була отримана цінна інформація, на підставі якої, до конструкції насосів були внесені зміни, що дозволили поліпшити експлуатаційні характеристики устаткування.

1. Отчет о результатах проведения опытно-промышленных испытаний штанговых глубинных насосов производства ООО «Магистраль» на месторождениях НГДУ «Ахтырканефтегаз» ПАО «Укрнафта.
2. Вязкость водонефтегазовой эмульсии и ее влияние на эффективность работы глубиннонасосных установок. Н.А.Романова, З.З.Алиев, А.Р.Буранчин. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», №1, том 7. – 2009, С. 43.
3. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. / Оркин К.Г., Юрчук А.М. – М.: Недра, 1967. 380 с.

УДК 330.3

МОЖЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОНОВЛЕННЯ НАФТОГАЗОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ

І. Б. Галюк, О. Ю. Мацькевич

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, e-mail: malira75@mail.ru*

Нафтогазова промисловість та рівень її розвитку є важливою складовою енергетичної безпеки держави. Підвищення ефективності власного нафтогазовидобутку дозволяє зменшувати залежність України від зовнішніх поставок енергоресурсів.

Сучасні вимоги до основних засобів нафтогазовидобувної промисловості, з огляду на забезпечення необхідного рівня технологічності, економічності та екологічності діяльності, містять елементи відносної суперечності впливу на створення та використання нових зразків техніки. Ці вимоги повинні обов'язковим чином враховуватись при формуванні політики технологічного оновлення галузі та вдосконалення системи управління в ній.

З однієї сторони, високий рівень прогресивності обладнання і устаткування може забезпечити підвищення довговічності основних засобів за рахунок покращених конструкційних матеріалів, створення більш надійних, продуктивних та сталих в роботі конструкцій. З другої сторони, зростаючі вимоги до якості виробничих процесів вимагають підвищення інтенсивності експлуатації техніки.

Нафтогазовидобувне обладнання відноситься до категорії надзвичайно вартісного, а технології по складності та дороговизні часто прирівнюють з космічними. Вартість сучасної бурової установки сягає 15-25 млн. дол. США.

На сьогоднішній день на ремонт нафтогазового устаткування і обладнання витрачається непропорційно значні ресурси – як матеріальні, так і трудові. Сам ремонтний сервіс потребує організаційно-технічного вдосконалення. Загальна кількість персоналу, яка займається ремонтом старого обладнання, є значною і складає значну частку чисельності персоналу, зайнятого безпосереднім процесом видобутку нафти і газу.

Вітчизняне обладнання не забезпечує на сьогодні задоволення зростаючих вимог до технологій видобутку, особливо на таких складних ділянках як шельфова частина українського сектору Чорного та Азовського морів, Придніпровський та Прикарпатський регіон/