

Техніка і технології

УДК 622.276.054

ВИКОРИСТАННЯ СКЛОПЛАСТИКОВИХ ПОРОЖНИСТИХ НАСОСНИХ ШТАНГ ДЛЯ ВИНЕСЕННЯ ПІСКУ З МАЛОДЕБІТНИХ СВЕРДЛОВИН

Б.В.Копей, О.О.Кузьмін, В.Б.Копей

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40543,
e-mail: kopeyb@nuing.edu.ua*

Розроблено принципово нову технологічну схему для видобування нафти із низькодебітних свердловин, ускладнених наявністю піску, згідно з якою для експлуатації свердловини, обладнаної ШСН, використовують порожнисті трубчасті склопластикові штанги. Основною технологічною перевагою використання останніх є їх економічність.

Ключові слова: пісок, пластовий флюїд, малодебітна свердловина, насос, порожниста насосна штанга, технологічна схема.

Разработана принципиально новая технологическая схема для добычи нефти из малодебитных скважин, усложненных присутствием песка, согласно которой для эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных штанговыми насосными установками, используют полые трубчатые стеклопластиковые штанги. Основным технологическим преимуществом использования последних является их экономичность.

Ключевые слова: песок, пластовый флюид, малодебитная скважина, насос, полая насосная штанга, технологическая

Have developed a new technological scheme, which allows producing oil from small flow wells, complicated by the presence of sand for exploitation of oil wells equipped by pumping units, using hollow fiberglass sucker rods. Basic technological advantage of the use of hollow fiberglass sucker rods is an economy.

Keywords: sand, formation fluid, small flow well, pump, hollow sucker rod, technological scheme

Подальше збільшення об'ємів видобування вуглеводневої сировини в Україні найближчим часом буде обумовлено, в основному, не введенням в експлуатацію нових родовищ, а з підвищенням нафтовіддачі пластів на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки. У цьому напрямі особливо важливо розвивати нові методи і технології, оскільки існуючі методи дають низькі коефіцієнти нафтовидобутку (30—50%). Однією з головних причин, що знижують продуктивність експлуатаційних свердловин на родовищах України, є пісок та піскопрояви, через котрі щорічно доводиться проводити багато додаткових промивань свердловин для очищення привибійної зони пласта. Боротьба з утворенням піщаних пробок – одна з найдавніших проблем нафтової промисловості. Пробкоутворення відбувається у ході експлуатації нафтових і водозабірних свердловин, а також у випадку теплового діяння на поклад.

Пісок (частинки породи) виносяться з пласта у стовбур свердловини в результаті руйну-

вання порід, зазвичай розсипчастих, слабкозцементованих, під дією фільтраційного напору за певної швидкості фільтрації або градієнта тиску. Винесення піску з пласта призводить до порушення стійкості порід у привибійній зоні, обвалу порід і, як наслідок, до деформацій (зім'яття) експлуатаційних колон і, нерідко, до виходу з ладу свердловин. Пісок, що надходить у свердловину, осідаючи на вибої утворює пробку, яка істотно знижує поточний дебіт свердловини. Видалення пробки з вибою потребує трудомістких ремонтних робіт і пов'язане з неминучими втратами у видобутку нафти. Пісок, який виносяться з пласта, призводить також до посиленого зношування експлуатаційного обладнання.

Вибір режиму експлуатації будь-якої свердловини, у продукції якої є пісок, полягає в тому, щоб на всьому шляху - від вибою до гирла - забезпечити винесення максимальної кількості піску як у межах фільтрової зони, так і вздовж колони піднімальних труб.

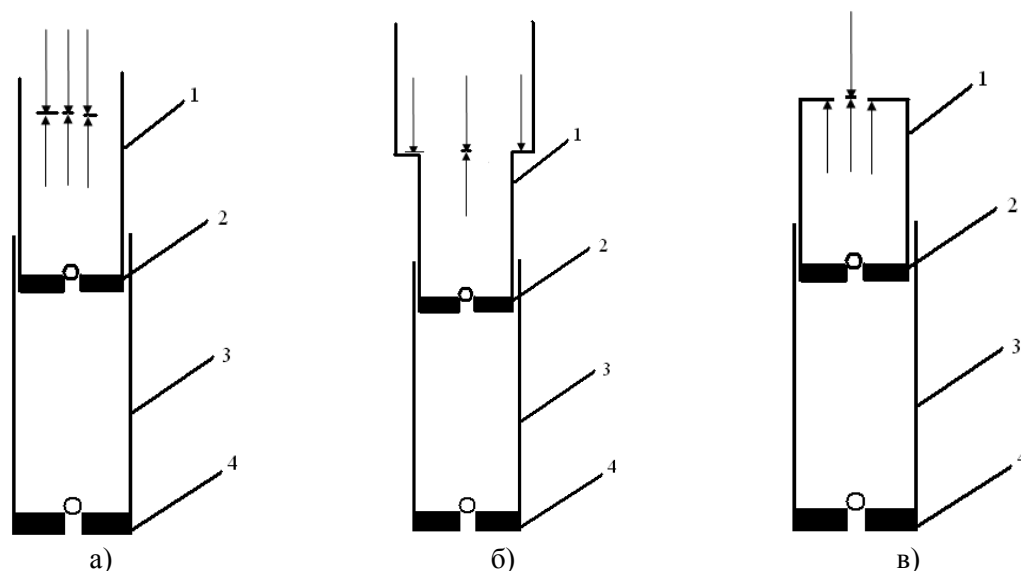


Рисунок 1 – Схеми роботи ШГН з порожнистими штангами

Для експлуатації низькодебітних свердловин з піском досить успішно застосовуються установки із трубчастими насосними штангами [1].

У звичайних установках із трубним насосом пісок під час осідання із піднімальних труб легко потрапляє в зазор плунжерної пари і викликає заклинювання плунжера [2].

На практиці можна стикнутися з трьома випадками роботи глибинного насоса з порожнистими штангами [3]. Всі три випадки показано на рисунку 1 (початок ходу вниз).

Перший випадок – діаметр плунжера насоса і внутрішній діаметр порожнистих штанг однаковий (рис. 1, а). При цьому все навантаження від стовпа рідини повністю передається на всмоктувальний клапан 4, і дія рідини на штангу рівна нулю.

Другий випадок – внутрішній діаметр порожнистих штанг більший за діаметр плунжера 3 (рис. 1, б). Тут частина стовпа рідини діє на всмоктувальний клапан, а інша частина – на колону порожнистих штанг 1. Ця частина рідини переміщується разом із штангами вниз, отримуючи від’ємне прискорення.

Третій випадок – діаметр плунжера більший за внутрішній діаметр порожнистих штанг (рис. 1, в). При цьому навантаження від маси стовпа рідини в порожнистих штангах і насосі передаються на всмоктувальний клапан останнього. В результаті виникає сила, рівна добутковій різниці площі плунжера і порожнистих штанг на градієнт тиску і на глибину спуску насоса, котра чинить супротив руху колони вниз. Ця сила намагається витиснути рідину вгору з прискоренням за рахунок маси колони штанг. Неврівноважена гідравлічна сила може бути виключена, якщо в між трубному просторі є стовп рідини, котрий зазвичай врівноважує неуврівноважену гідравлічну силу і виключає можливість поздовжнього вигину колони [3].

Устаткування із трубчастими штангами монтують або в насосно-компресорних трубах,

як і звичайне штангово-насосне устаткування, або безпосередньо в обсадній колоні за допомогою пакера. Ця практика широко застосовується на території США, коли відпадає необхідність у застосуванні труб.

Існує багато схем обладнання свердловин з використанням трубчастих штанг (рис. 2, а, б). Обладнання свердловини по системі «Canadian Steel» (рис. 2, а) включає в себе: полірований шток 1, сальник 2, викидну лінію 3, перехідник 4, газовий викид 5, втулку 6, перехідник 7, клапанну клітку 8, плунжер 9, трубчасті штанги 10, обсадну колону 11.

Таким чином, характерною рисою цієї системи є присутність камери, об’єм котрої змінюється протягом кожного ходу полірованого штоку.

Більш проста система «Body steel» (рис. 2, б). Для виходу рідини передбачений викид 1. До зажимного хомута 2 прикріплена втулка полірованого штока 3, що проходить через сальник 4 і з’єднана з колоною трубчастих штанг 6. Для виходу газу передбачено викид 5, закріплений на обсадній колоні 7.

Для експлуатації свердловини, обладнаної ШСН, де застосовуються трубчасті склопластикові штанги, авторами розроблено принципово нову технологічну схему, котра дає змогу проводити видобування нафти із низькодебітних свердловин, ускладнених наявністю піску (рис. 3).

Склопластикові насосні штанги являють собою склопластиковий стрижень з полімерного композиційного матеріалу (ПКМ), з’єднаний зі сталевими головками. Перші колони зі склопластикових насосних штанг були впроваджені в 1970-х роках у США [4, 5]. Спочатку основною областю їх застосування вважали свердловини з агресивним середовищем, так як скловолокно не піддається корозії. Проте швидко стали помітні інші переваги використання склопластикових штанг:

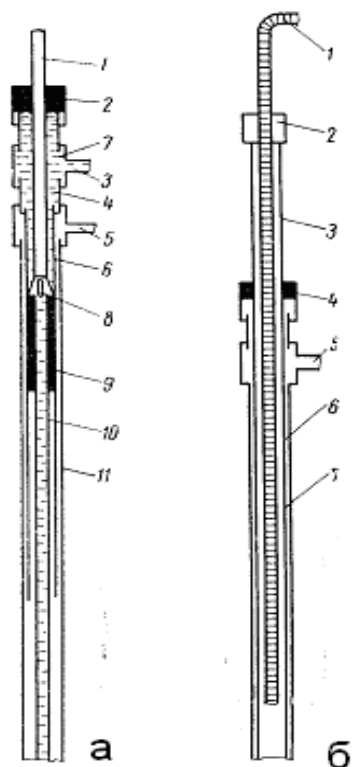


Рисунок 2 – Технологічні схеми обладнання свердловин із використанням трубчастих штанг

- менша вага (табл. 1), що дає змогу: експлуатувати свердловини з великою глибиною опускання свердловинного насоса та свердловини з переваженням наземного обладнання, зменшити споживання електроенергії, підвищити швидкість спуско-підйомних операцій при підземних ремонтах;

- корозійна стійкість, що дає змогу експлуатувати свердловини з агресивним корозійним середовищем та обводненою продукцією;

- вищий опір корозійній втомі. Число аварій, пов'язаних з втомою, становить для них 1,6 на 100 свердловин, у тому числі обриви по тілу штанг – 0,48, обриви в муфтових з'єднаннях – 1,12 на рік (для сталевих відповідно 3,74; 2,5; 1,69);

- малий модуль пружності (табл. 1.), що дає змогу дещо підвищити продуктивність видобутку нафти завдяки "перебігу" або збільшенню ходу плунжера насоса (деколи на 20-50% [4]);

- гідрофільна поверхня штанг, що зменшує інтенсивність смолисто-парафінових утворень (СПУ) на ній;

- технологічні дефекти, як правило, меншою мірою властиві склопластиковим насосним штангам.

Водночас, склопластикові штанги, порівняно зі сталевими, мають такі недоліки:

- більша вартість (в 1,5-2 рази);
- допустима температура середовища не перевищує 100°C;

- труднощі в проектуванні;

- високі вимоги до транспортування і зберігання;

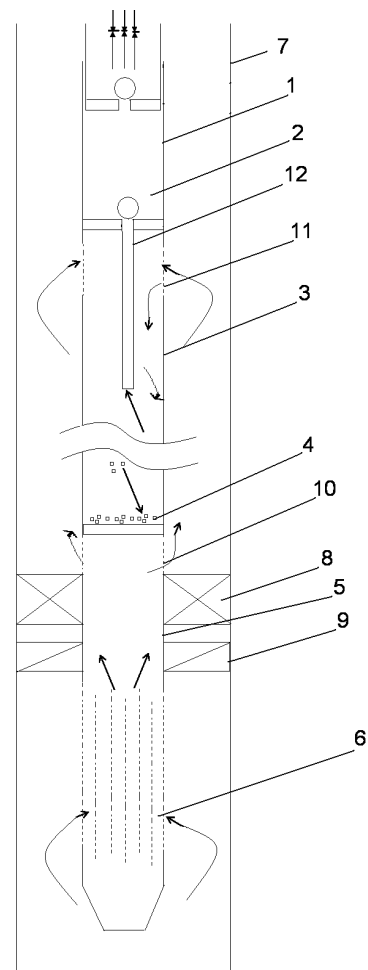


Рисунок 3 – Схема підземного обладнання із трубчастими склопластиковими штангами (стрілками показаний рух рідини)

- мала границя міцності на стиск і згин, що потребує застосування обваженого низу колони та унеможливує застосування їх в свердловинах з високою в'язкою нафтою;

- труднощі під час ремонту при обриві штанги по тілу, що потребує застосування спеціальних інструментів [4].

Експлуатація малодебітних свердловин за допомогою звичайного обладнання неефективна і складна. Застосування в даному випадку порожнистих склопластикових штанг є одним із найбільш раціональних варіантів вирішення даної проблеми.

Суть використання установок з порожнистими склопластиковими штангами полягає в тому, що останні є одночасно і ланкою, котра передає рух плунжерів насоса від поверхневого обладнання, і трубопроводом для відкачування рідини з піском із свердловини [1, 3].

Основною технологічною перевагою використання порожнистих насосних штанг є економічність, оскільки порожністі склопластикові насосні штанги дають змогу піднімати на поверхню нафту, газ, воду, пісок та парафін.

У звичайних устаткуваннях з трубним насосом пісок під час осадження із підйомних труб легко потрапляє в зазор плунжерної пари і викликає заклинювання плунжера.

Таблиця 1 – Механічні характеристики сталевих і склопластикових насосних штанг

Характеристики	Сталеві	Склопластикові
Густина тіла штанги, кг/м ³	7500-7900	1900-2100
Допустиме напруження на розтяг, МПа	275	210
Модуль пружності тіла, МПа	207·10 ³	53·10 ³
Максимальне допустиме короткочасне напруження розтягу, МПа	-	280-365
Границя міцності на розрив, МПа	570-700	560
Допустиме осьове напруження зсуву, МПа	-	55
Допустиме поперечне напруження розтягу, МПа	688	22
Допустиме напруження кручення, МПа	238-337	7
Температура середовища, не більше, °С	-	100-115

В устаткуваннях із трубчастими штангами він не може проникнути в зазор плунжерної пари, але через значну висоту осаду в трубчастих штангах може вийти з ладу нагнітальний клапан [1].

Якщо ж використовується спосіб видобування нафти без використання НКТ – може відбутися прихоплення пакера глибинного насоса. Хоча, беручи до уваги високу швидкість винесення рідини, що є характерним для порожнистих штанг, небезпека утворення піщаних пробок неістотна.

У вітчизняній практиці замість склопластикових чи металевих порожнистих штанг використовувались труби діаметром 48 мм [1].

Очищення порожнистих склопластикових штанг від парафіну може бути виконано без їх підймання на поверхню. Кільцевий простір між обсадною колоною і порожнистими штангами використовується для відведення газу із вибою свердловини, для циркуляції гарячої нафти, котра використовується для промивання внутрішньої порожнини штанг [3].

Вважається, що при однакових параметрах експлуатації, свердловини, що обладнані порожнистими склопластиковими штангами, дають більші дебіти, ніж свердловини, котрі експлуатуються із застосуванням сталевих штанг [3].

У міру вилучення газу з вибою свердловини рівень рідини в міжтрубному просторі збільшується (між обсадною колоною і порожнистими штангами), що сприяє зменшенню максимального навантаження на головку балансира, і з'являється можливість значно знизити необхідну потужність наземного обладнання.

У міру збільшення глибини свердловин і швидкості відкачування рідини із них кількість аварій з порожнистими штангами збільшується.

Руйнування спостерігались у різьбовому з'єднанні. Аналіз аварійності порожнистих склопластикових штанг в США свідчить, що руйнування відбувається внаслідок дії згинаючих навантажень. Було розроблено декілька конструкцій муфтових з'єднань, але вони виявились ненадійними. Автором [5] було вдосконалено муфтові з'єднання насосних штанг з точки зору запасу втомної міцності. Використовуючи теоретичний та практичний досвід в даній проблемі, нами запропоновані варіанти

підвищення робочого ресурсу муфтових з'єднань порожнистих склопластикових насосних штанг [8].

Істотною проблемою у використанні склопластикових штанг є досить значне механічне спрацювання тіла штанги внаслідок тертя пари "порожністі штанги – обсадні труби". Щоб унеможливити це зношування, використовують центратори.

Через відносно малий внутрішній діаметр порожнистих склопластикових насосних штанг (порівняно з кільцевим перерізом між сталевую насосною штангою і обсадною колоною) та прекрасні показники роботи в ускладнених умовах доцільно використовувати порожністі штанги в малодобітних свердловинах, ускладнених проявами піску та винесенням піску.

Розглянемо принцип роботи підземного обладнання. На трубчастій колоні склопластикових штанг 1 закріплено свердловинний насос 2, до корпусу якого жорстко прикріплені металеві труби (гладкі НКТ), які виконують роль фільтра 3 та пісочної «кишені» 4, проміжного патрубку СБТ 5 та диспергатора 6. Колона склопластикових штанг розкріплена в обсадній колоні 7 за допомогою спеціального пакера 8 та якоря 9.

Газорідинна суміш з піском потрапляє в диспергатор, де відбувається перша ступінь очищення від піску, далі очищена рідина проходить крізь проміжний патрубок і через випускні отвори 10 потрапляє в надпакерний простір, де крізь перфоровані отвори 11 фільтра 3 потрапляє до всмоктувальної трубки 12 на прийом штангового насоса і колоною трубчастих склопластикових штанг піднімається на поверхню, де крізь трубчастий полірований шток направляється у викидну лінію.

Введення всмоктувальної трубки у конструкцію фільтра забезпечує гідравлічний поворот газорідинної суміші знизу вгору, при цьому швидкість суміші зменшується, і пісок випадає в пісочну «кишеню», а бульбашки газу піднімаються угору через кільцевий простір.

Гирлове обладнання призначене для герметизації затрубного простору, внутрішньої порожнини трубчастих склопластикових штанг, відведення продукції свердловини.

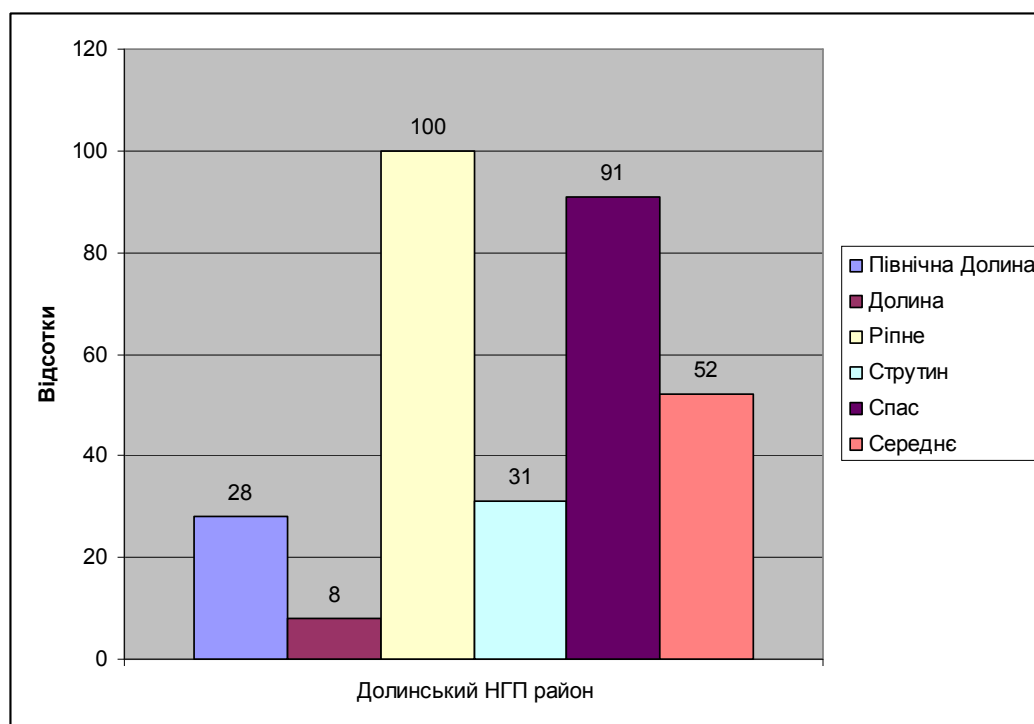


Рисунок 4 – Частка штангових насосів малих діаметрів (28-32 мм) у загальному фонді свердловин НГВУ «Долинаназтогаз»

Гирлове обладнання складається з гирлового сальника, хрестовини і запірних кранів.

Диспергатор фактично відіграє роль хвостовика. Як зазначено В.С. Бойком [7], висота пробки зменшується не тільки внаслідок зменшення дійсного вмісту піску у диспергаторі, але й внаслідок зменшення об'єму стовпа суміші. Причому використання трубчастих склопластикових штанг дасть змогу зменшити навантаження на головку балансира.

Для експлуатації свердловин за технологічною схемою, зображеною на рис. 3, пропонується використовувати трубні насоси діаметром 28 та 32 мм.

Для порівняння, на родовищах Долинського нафтогазопромислового району частка насосів малих діаметрів (28 і 32 мм) становить у відсотковому відношенні до загальної кількості не менше 52%. Детальні дані з розбивкою по родовищах наведені на діаграмі (рис. 4).

Більше 70% нафтових свердловин України обладнані свердловинними штанговими насосними установками (СПНУ), за допомогою яких видобувається 50% всієї нафти.

В цей же час, як свідчить практика, мають місце численні відмови підземного обладнання внаслідок неправильного його підбору та підбору наземного обладнання, що, в свою чергу, спричиняє, перевитрату матеріалів та електроенергії.

Поступ до зменшення матеріаломісткості та економії енергії сприяє введенню нових композиційних матеріалів, з яких виготовляють насосні штанги, насосно-компресорні труби, що потребує розроблення нових чи адаптації старих методик розрахунків для підбору обладнання.

Література

- 1 Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами / Адонин А.Н. – М.: Недра, 1979. – 278 с.
- 2 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник / Бойко В.С.; 3-є допов. видання. – К.: Реал-Прінт, 2003. – 730 с.
- 3 Муравьев И.М. Насосная эксплуатация скважин за рубежом / И.М.Муравьев, И.Т.Мищенко. – М.: Недра, 1967. – 239 с.
- 4 Насосні штанги і труби з полімерних композитів: проектування, розрахунок, виробування [Б.В.Копей, О.В.Максимук, Н.М.Щербина та ін.]. – Львів: ІППММ ім. Я.С.Підстригача НАН України, 2003. – 352 с.
- 5 Копей В.Б. Підвищення ресурсу штангової колони при видобутку парафіністих нафт: Автореферат. дис... канд. техн. наук: 05.05.12. – Івано-Франківськ, 2004.-175 с.
- 6 Gibbs S.G. Application of Fiberglass Sucker Rods, SPE, Nabla Corp. SPE Production Engineering, May 1991. – pp. 147-153.
- 7 Бойко В.С. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: Монографія / [Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В.]. – К., 2004. – 400 с.
- 8 Копей Б.В. Механічні методи зняття відкладень парафіну та асфальто-смолистих речовин з поверхні свердловинного обладнання / Копей Б.В., Кузьмін О.О., Копей В.Б. // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 3(8). – С.10-14.

Стаття надійшла до редакційної колегії
20.01.10

Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.