

## МЕТОДИ ТА ПРИЛАДИ КОНТРОЛЮ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

УДК 622.248

### КОНТРОЛЬ ХАРАКТЕРИСТИК СВЕРДЛОВИННИХ СТРУМИННИХ НАСОСІВ

© Паневник О. В, Онацко Р. Г., 2003

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

*Подана класифікація методів контролю свердловинних ежекційних систем. Запропоновано найбільш перспективні методи, що не вимагають розміщення контрольно-вимірювальної апаратури в свердловині. Визначено напрямки подальшої роботи над вдосконаленням методів контролю свердловинних струминних насосів.*

Широке застосування свердловинних струминних насосів зумовлено простотою їх конструкції, відсутністю рухомих частин та можливістю працювати в умовах, де інші насоси не можуть бути використані. Разом з тим використання свердловинних ежекційних систем має ряд недоліків, серед яких, в першу чергу, необхідно відмітити недостатній рівень методів контролю режиму роботи струминних насосів. Дана робота присвячена узагальненню, класифікації та систематизації існуючих на сьогоднішній день методів контролю режиму роботи свердловинних ежекційних систем, що дозволить в майбутньому намітити шляхи їх наступного вдосконалення.

Переважна більшість ежекційних технологій, які використовуються при розробці нафтових і газових родовищ, передбачає розміщення струминного насоса або безпосередньо на вибої свердловини, або на іншій глибині. Значна відстань між оператором та струминними насосами, а також особливості робочого процесу насосів ускладнюють діагностування їх роботи з наступним регулюванням режимних параметрів в разі виникнення такої необхідності.

На основі узагальнення, класифікації та систематизації основних схем використання свердловинних струминних насосів, аналізу особливостей їх робочого процесу та ефективності застосування запропонована схема контролю характеристик ежекційних систем, яка приведена на рис. 1.

В процесі аналізу досвіду використання ежекційних технологій встановлено, що основною класифікаційною ознакою контролю характеристик свердловинних струминних насосів є характер

контролю. За характером контролю можна виділити прямий та непрямий спосіб визначення характеристик струминного насоса. Крім того, існує ряд параметрів, які хоча і не дозволяють визначити окремі характеристики струминного насоса, проте дають можливість встановити наявність (або відсутність) ежекційної системи в компоновці бурильної колони. Даний спосіб контролю характеристик названо „індикацією”, оскільки певні параметри технологічного процесу можуть виступати в ролі так званих індикаторів, які свідчать про включення струминного насоса в роботу гідравлічної системи свердловини. Прямий спосіб може бути охарактеризований як метод визначення прямих параметрів роботи струминного насоса, на основі яких в подальшому розраховуються його безрозмірні відносні характеристики: відносний напір  $h$  та коефіцієнт інжекції  $i$ . До таких параметрів можна віднести тиски  $P_H$ ,  $P_3$ ,  $P_i$  та витрати  $Q_H$ ,  $Q_3$ ,  $Q_i$  робочого, змішаного та інжектваного потоків. Непрямий метод контролю передбачає попередню фіксацію окремих проміжних показників, які в подальшому дозволяють визначити прямі параметри роботи насоса.

Класифікаційною ознакою другого рівня можна вважати тип контрольованих параметрів, який визначається сучасним рівнем забезпечення бурових та нафтопромислових об'єктів контрольно-вимірювальною апаратурою. Систематизацією показників, які можуть фіксуватись в процесі буріння та експлуатації свердловин встановлено, що прямий контроль параметрів сучасних свердловинних струминних насосів може здійснюватись за такими

показниками: тиском інжектowanego потоку  $P_i$  та витратою змішаного  $Q_3$ , робочого та інжекторного  $Q_H$  потоку. Непрямі методи контролю параметрів передбачають визначення тиску потоку на вході в свердловину  $P_{ex}$  та густини потоку  $\rho_{3M}$ , що виходить з свердловини. Індикаційні методи контролю ґрунтуються на визначенні зусилля та моменту

на долоті. В процесі узагальнення інформації стосовно наявних методів контролю ежекційних систем побудована графічна інтерпретація залежності характеристик струминних насосів від контрольованих параметрів (рис. 1в). Розглянемо порядок визначення вищезгаданих параметрів для трьох розглянутих методів контролю.

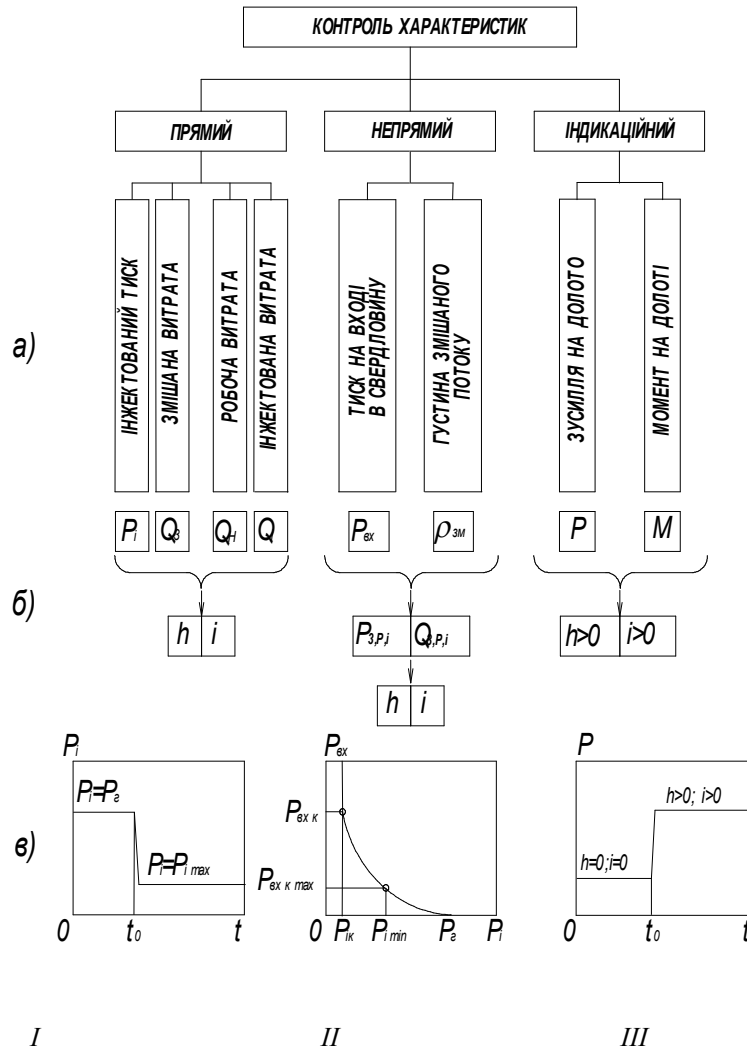


Рис. 1. Схема контролю характеристик ежекційних систем

Для визначення тиску інжектowanego потоку  $P_i$  в процесі освоєння свердловин в камеру інжекції вмонтовують тензометричний датчик, а сам струминний апарат разом з датчиком з'єднують з наземною каротажною станцією [1]. Процес зміни тисків під пакером фіксується фотореєстратором або самописцем каротажної станції. Тиск інжектowanego потоку  $P_i$  може визначатись за допомогою діаграм,

отриманих при використанні глибинних манометрів. На рис.1в – I показана зміна величини тиску інжектowanego потоку в часі  $P_i = f(t)$ . В момент часу  $t = 0$  циркуляція робочого агента в проточній частині струминного насоса та гідравлічній системі свердловини відсутня. Тиск на вході в приймальну камеру струминного насоса дорівнює гідростатичному тискові стовпа рідини в свердловині  $P_i = P_2$ . В

момент часу  $t = t_0$  має місце включення поверхневого насосного агрегата. Робочий агент подається на насадку струминного насоса і в його приймальній камері створюється зона низького тиску, яка розповсюджується на підпакерну зону. Тиск інжектваного потоку  $P_i$  швидко знижується від величини  $P_i = P_2$  до певного мінімального значення  $P_i = P_{i\min}$ , яке приймають відповідно до обмежень [2], що накладаються гірсько-технічними умовами: недопущенням перетоку води з найближчих горизонтів, руйнуванням породи тиском, що виникає внаслідок насичення нафти газом, міцністю обсадної колони.

Порядок вимірів характерних витрат визначається типом (змішаний, робочий або інжектований) потоку, що розглядається.

Витрата змішаного потоку  $Q_3$  визначається об'ємним способом за зміною рівня рідини в резервуарі, яка надходить з свердловини. При визначенні витрати робочого потоку використовують витратомір. Наближено витрата робочого потоку може визначатись також за паспортними даними насосних агрегатів, якщо відомі діаметр, довжина, частота ходу плунжерів та паспортна величина коефіцієнта подачі. Витрата інжектваного потоку  $Q_i$  може визначатись виключно при застосуванні під час буріння схеми використання струминного насоса з поверхневим джерелом інжектваного потоку у вигляді ємності з буровим розчином, який самопливом подається на вибій свердловини по кільцевидному каналу, утвореному подвійною колоною бурильних труб. Витрата інжектваного потоку для даного випадку використання струминного насоса визначається об'ємним способом за зміною рівня рідини в ємності з буровим розчином. Величина інжектваного потоку може визначатись також і непрямим способом у випадку попередньо визначених витрат змішаного та робочого потоку. Різниця цих параметрів в даному випадку буде визначати витрату інжектваного потоку.

Розглянемо порядок використання непрямих методів контролю і, зокрема, послідовність визначення режимних параметрів на основі вимірів тиску потоку на вході в свердловину. Поширеність використання цього методу пов'язана з наявністю манометрів на викидній лінії кожного насосного агрегата. Використання даного методу контролю параметрів передбачає попереднє встановлення взаємозв'язку між тиском потоку на вході в свердловину та режимними параметрами струминного насоса. Такий взаємозв'язок може бути встановлений експериментальним або теоретичним шляхом. Зокрема, в роботах [3,4] приведені номограми, які встановлюють взаємозв'язок між тиском

потоку на вході в свердловину та тиском інжектваного потоку (під пакером) в процесі освоєння свердловин. Графічна інтерпретація даного методу контролю параметрів струминного насоса показана на рис. 1б – П. Значення тисків  $P_{ex.k.}$  та  $P_{i.k.}$  відповідають кавітаційному режиму роботи інжекційної системи. Величини тисків  $P_{ex.max}$  та  $P_{i.min}$  відповідають гранично допустимим значенням цих параметрів, які (як було показано раніше) відповідають граничним умовам експлуатації струминних насосів. Нульові покази манометра встановленого на вході потоку в свердловину  $P_{ex} = 0$  відповідають гідростатичному тиску  $P_i = P_2$ , що стає можливим у випадку відсутності циркуляції рідини в гідравлічній системі.

Методи контролю характеристик струминного насоса, засновані на попередньому визначенні густини змішаного потоку, на даний час відсутні. Даний параметр введений в класифікаційну схему виходячи з результатів попередньо проведених авторами досліджень. Перспективність використання даного методу ґрунтується на простоті його застосування. Крім того, забезпечується достатня точність вимірів: незалежно від типу пристроїв для визначення густини (гравітаційні, поплавкові, радіоактивні або гідростатичні) основна похибка вимірів не перевищує 2%. Виходячи з перспективності даного методу представляється доцільним розробка марематичної моделі, що встановлює взаємозв'язок між густиною змішаного потоку та режимними параметрами струминного насоса.

Розглянемо індикаційні методи контролю параметрів струминного насоса. Зусилля на долото  $P$  визначається за допомогою гідравлічного індикатора ваги типу ГІВ-6 або системи датчиків та осцилографа, а момент на долоті – за допомогою механічних РММ-170 або гідравлічних РМГ –170 глибинних реєстраторів моменту [5]. Використання свердловинного струминного насоса дозволяє створювати додаткове навантаження на глибинне обладнання, за рахунок чого досягається зростання зусилля на долото та стабілізація крутного моменту при турбінному способі буріння. Даний вид контролю має, так би мовити, реєстраційний характер, оскільки вплив значної кількості діючих факторів не дозволяє визначити кількісну картину процесу.

Приклади застосування різними авторами окремих методів контролю режиму роботи струминних насосів приведені в табл. 1.

Визначимо області застосування розглянутих методів контролю виходячи з конструкції та призначення ежекційних систем. На сьогоднішній день

можна виділити дві основні групи схем свердловинних ежекційних систем, які характеризуються можливістю, або відсутністю виходу інжектваного потоку на поверхню свердловини (рис.2). В схемах

другої групи інжектований потік циркулює в привибійній зоні, утворюючи додатковий контур циркуляції.

Таблиця 1 – Контроль характеристик струминних насосів

Назва процесу	Метод контролю	Контрольований параметр	Спосіб визначення (апаратура)	Місце використання	Автор
Буріння	Прямий	Витрата змішаного потоку	Об'ємний	Заволзький геологорозвідувальний трест	Глебов В.А.
				ВО „Тулавугілля”	Сіваєв П.М. (ЦНДІ ГРІ)
Видобування нафти				Каліфорнія	Петрі Х.Л. (фірма Гібберсон, США)
Промивання піскових пробок				ВО „Азнафта”	Богданов А.А. (ОКБ безштангових насосів, Москва)
Видобування нафти				ВО „Оренбургнафта”	Коснирев Б.А. (ЦНДЛ ВО „Оренбургнафта”)
Освоєння свердловин	Непрямий	Тиск на вході в свердловину	Манометр	ВАТ „Укрнафта”	Яремійчук Р.С. (ІФНТУНГ)
Буріння	Індикаційний	Зусилля на долото	Осцилограф	Родовище Монлонг-1 (Франція)	Шоле Г. (Французький інститут нафти, фірма Крістенсен, США)
		Момент на долоті	Реєстратор моменту	ВО „Татнафта”	Султанов Б.З. (УФНІ, м.Уфа)

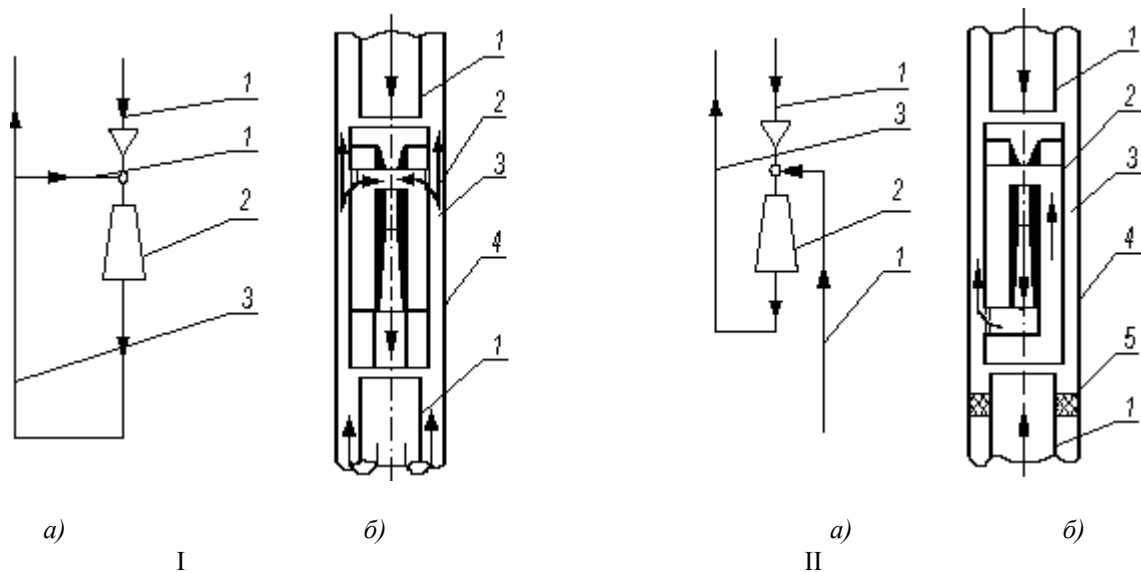
Серед прямих методів контролю, враховуючи особливості вищезгаданих конструкцій ежекційних систем універсальним є визначення тиску інжектваного потоку з використанням спеціальних глибинних приладів. Застосування глибинних манометрів при цьому не дозволяє оперативно реагувати на зміну режиму роботи струминного насоса, оскільки інформація про величину тиску на вибої може бути отримана виключно після підйому

приладу на поверхню. Недолік використання глибинних тензометричних систем полягає у наявності в свердловині кабелю, що з'єднує датчик з наземною каротажною станцією. Вищезгадані недоліки обмежують об'єм застосування даного способу контролю режиму роботи струминного насоса. Визначення витрат передбачає обладнання свердловин індивідуальними замірними установками, що вимагає додаткових матеріальних витрат.

Крім того, процес визначення витрат для малодебітних свердловин з використанням стандартних спеціально призначених для цього резервуарів займає тривалий час (година і більше), внаслідок чого знижується оперативність реагування на порушення нормальної роботи струминного насоса. Необхідно також враховувати, що даний спосіб контролю роботи струминного насоса стосується ежекційних систем, в яких інжектований потік виходить на поверхню.

Методика контролю режиму роботи струмин-

ного насоса на основі попереднього визначення тиску потоку на вході в свердловину на даний час розроблена тільки для схем, в яких реалізується вихід інжектowanego потоку на поверхню. Суттєвим недоліком даного методу контролю є його наближеність, оскільки при встановленні аналітичного зв'язку між тиском на вході в свердловину і витратою інжектowanego потоку тиск інжектowanego потоку вважається незмінним, що не відповідає дійсності.



1 – колона НКТ; 2 – струминний насос;  
 3 – канал затрубного простору; 4 – експлуатаційна колона; 5 – пакеруючий пристрій  
 Рис. 2. Свердловинні ежекційні системи з гідравлічно зв'язаними (I) та відокремленими (II) напірною та всмоктувальною лініями: а) гідравлічна схема; б) конструкція системи

Результати проведеного аналізу дають підстави зробити наступні висновки:

– найбільш перспективним методом контролю характеристик свердловинних струминних насосів, що реалізують вихід інжектowanego потоку на поверхню, можна вважати метод, заснований на визначенні густини змішаного потоку. В процесі подальших досліджень необхідно встановити взаємозв'язок між величиною густини змішаного потоку та дебітом свердловини;

– в схемах з додатковим контуром циркуляції ефективний контроль режиму роботи струминного насоса може здійснюватись виключно на основі спостереження за зміною тиску потоку на вході в свердловину. Необхідність встановлення взаємозв'язку між тиском робочого потоку та режимними параметрами струминного насоса вимагає проведення комплексу багатofакторних теоретичних

та експериментальних досліджень роботи свердловинної ежекційної системи.

Таким чином, на основі узагальнення та систематизації сучасних методів контролю режиму роботи струминних насосів, встановлено параметри, характер зміни яких дозволяє приймати рішення, спрямовані на ефективну експлуатацію свердловинних ежекційних систем.

1. Яремійчук Р.С., Возний В.Р. Освоєння та дослідження свердловин. – Львів: Оріяна-Нова, 1994. – 440с. 2. Яремійчук Р.С., Качмар Ю.Д. Освоєння свердловин. – Львів: Світ, 1997. – 256с. 3. Яремійчук Р.С., Кифор Б.М., Лотовський В.М. и др. Применение струйных аппаратов при освоении скважин // Техника и технология освоения скважин: Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 56с. 4. Яремійчук Р.С., Возний В.Р., Кифор

**Методи та прилади контролю якості, № 10, 2002**

*Б.М., и др. Технология повышения продуктивности скважин с помощью струйных аппаратов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.– М.: ВНИИОЭНГ, 1992.– 57с.*

*5. Султанов Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны.– М.: Недра, 1991.– 208с.*