

УДК 622.248

МЕТОДИКА ВИБОРУ РАЦІОНАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СВЕРДЛОВИННИХ ЕЖЕКЦІЙНИХ СИСТЕМ

О. В. Паневник

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42196
e-mail: public@ifdtung.if.ua

На основани обобщения, классификации и систематизации характеристик струйного насоса разработаны методы выбора конструктивных и режимных параметров для 15 основных случаев его применения в скважине, что приводит к повышению КПД эжекционной системы в 1,33-1,35 раза. Основные результаты работы реализованы при проектировании скважинных эжекционных систем с улучшенными техническими характеристиками.

On the basis of generalization, classification and systematization of the characteristics of jet pumps the techniques for choosing design and regime parameters for their 15 major uses in wells, which will enable to increase the efficiency of the ejection system 1,33 – 1,35 times. The basic data obtained have been implemented when designing well ejection systems with improved technical characteristics.

Ефективність використання ежекційних технологій обмежена наявністю значної кількості існуючих на сьогоднішній день конструкцій струминних насосів та численних, не пов'язаних між собою установ-проектантів і підприємств-виробників. Існуючі методики вибору раціональних параметрів свердловинних ежекційних систем досить складні, мають обмежений характер застосування і не дають змоги представити результати розрахунків в узагальненій, доступній для практики формі, внаслідок чого при проектуванні переважно приймаються наближені параметри конструкції, виходячи з досвіду практичного використання. Відсутність єдиної коректної методики аналітичного визначення режиму роботи струминного насоса, яка враховувала б особливості його роботи в свердловині, є причиною не завжди ефективного його використання.

Завдання підвищення ефективності застосування ежекційних технологій, виходячи з вищезгаданого, вимагає розробки загальних рекомендацій щодо визначення основних конструкторських та експлуатаційних параметрів використання свердловинних струминних насосів. В процесі розробки загальної методики необхідно виявити параметри, за якими проводиться оптимізація робочого процесу струминного насоса для всіх можливих випадків його використання в свердловині. Визначення умов, що відповідають максимальній ефективності використання ежекційного обладнання повинно базуватись на органічному поєднанні раціональних співвідношень, що стосуються як конструкції струминного насоса, так і технологічних параметрів.

Під час проектування струминних насосів необхідно визначити такі геометричні та кінематичні параметри струминного насоса: співвідношення площ перерізів камери змішування та робочої насадки $K_{сн}$; коефіцієнт інжекції i і відстань від робочої насадки до камери змішування l_c ; довжину камери змішування l_k ; діаметр робочої насадки $d_{рн}$. Розглянемо умови,

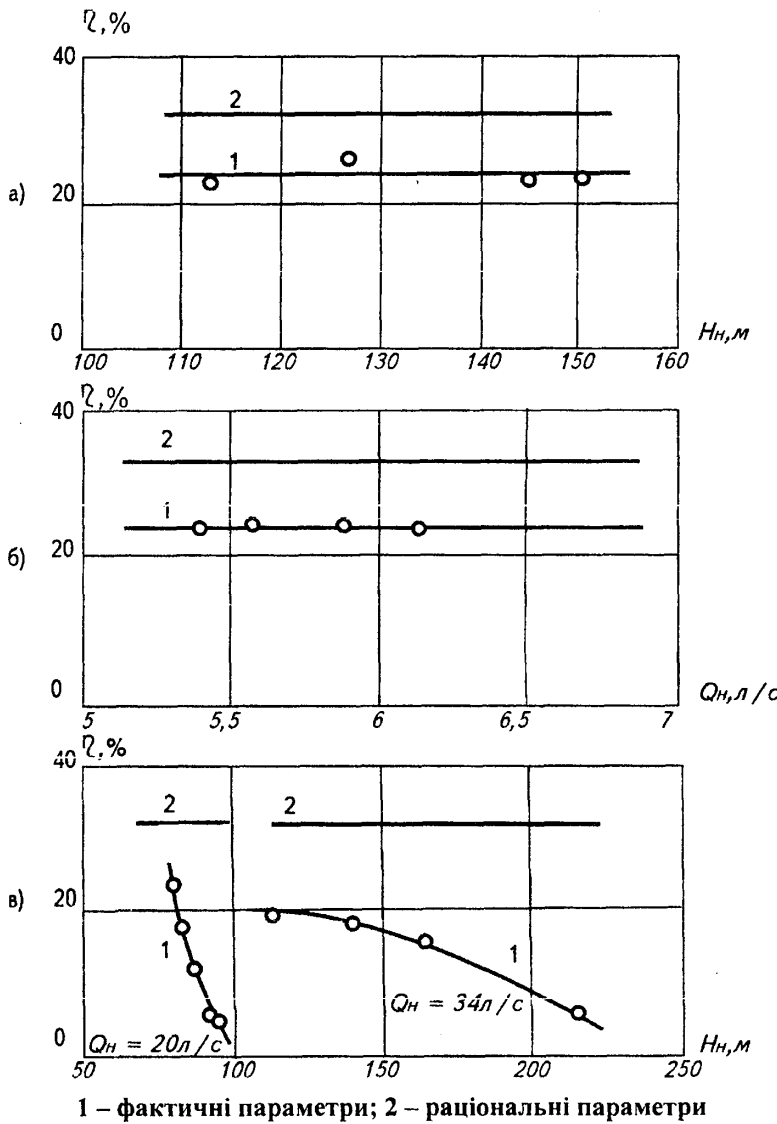
прийняті для оптимізації окремих параметрів струминного насоса.

За співвідношенням величин $K_{сн} - i$ всі струминні насоси можна поділити на три групи. Перша група стосується високонапірних струминних насосів, коли в гідравлічній системі необхідно створити значний тиск, а величина коефіцієнта інжекції, або витратна характеристика насоса має другорядне значення. Враховуючи, що напір h , який створює струминний насос і геометричний параметр $K_{сн}$ пов'язані між собою обернено пропорційною залежністю, величину цього співвідношення доцільно приймати мінімально можливою. Характеристика $h - i$ струминного насоса з малими значеннями параметра $K_{сн}$ визначається наявністю максимуму. Робота такого насоса нестійка, оскільки його подання може довільно змінюватись. Умова відсутності максимуму, що закладена в основу визначення раціональної величини $K_{сн}$, має вигляд: $\partial h / \partial i < 0$. Мінімальне значення параметра, що відповідає цій умові може бути прийняте як оптимальне. Рівність нулю похідної $\partial h / \partial i = 0$ має місце для значень геометричного параметра $K_{сн} \leq 1,83$. Для забезпечення стійкої роботи струминного насоса приймемо величину $K_{сн} = 1,85$. Необхідний коефіцієнт інжекції визначаємо за умови забезпечення максимального ККД η струминного насоса

$$\frac{\partial \eta}{\partial i} = 0; \quad \eta = \frac{hi}{1-h}, \quad (1)$$

яке має місце у випадку $i = 0,725$.

Друга група стосується струминних насосів, які використовуються у випадку, коли необхідно отримати максимальні співвідношення напору h і коефіцієнта інжекції i . Для визначення раціональних співвідношень цих параметрів використана умова забезпечення максимальних значень ККД струминного насоса на всьому діапазоні зміни геометричного параметра $K_{сн}$ і коефіцієнта інжекції



1 – фактичні параметри; 2 – раціональні параметри
 Рисунок 1 – Визначення ефективності використання методики вибору раціональних параметрів струминного насоса в процесі буріння (а), освоєння свердловин (б) та видобування води (в)

$$\frac{\partial \eta}{\partial K_{ch}} = 0; \quad \frac{\partial \eta}{\partial i} = 0. \quad (2)$$

Розв'язок системи рівнянь (2) дає змогу визначити критичні точки, що відповідають екстремальним значенням функції $\eta = f(K_{ch}, i): K_{ch} = 3,97; i = 1.172$

Враховуючи, що критичне співвідношення $K_{ch} - i$ задовольняє умовам існування екстремума складної функції

$$\frac{\partial^2 \eta}{\partial K_{ch}^2} \cdot \frac{\partial^2 \eta}{\partial i^2} - \left(\frac{\partial^2 \eta}{\partial i \partial K_{ch}} \right)^2 > 0; \quad \frac{\partial^2 \eta}{\partial i^2} < 0, \quad (3)$$

визначені точки відповідають максимальному значенню функції. Остаточо приймаємо $K_{ch} = 4.0, i = 1.0$.

До третьої групи можна віднести низьконапірні струминні насоси, які використовують у випадку, коли необхідно отримати значну витрату інжектваного потоку. Величина напо-

ру, який створює струминний насос при цьому, має другорядне значення. Такі співвідношення величин $h - i$ реалізуються при використанні схем паралельного включення струминного насоса в систему циркуляції свердловини. Для збереження малих габаритних розмірів ежекційних пристроїв з паралельно під'єднаним струминним насосом необхідно приймати мінімально допустиму величину K_{ch} . Цим умовам відповідає величина $K_{ch} = 6.8$, що забезпечує значення коефіцієнта інжекції $i_{max} = 3.25$.

Відстань між робочою насадкою і камерою змішування ℓ_c для всіх струминних насосів визначається за умови забезпечення максимального напору $\partial h / \partial \ell_c = 0$.

Довжина камери змішування ℓ_k визначається за умови забезпечення максимального ККД струминного насоса $\eta = \eta_{max}$. Ця умова закладена в рівняння, що визначає параметр ℓ_k .

Для розрахунку раціонального діаметра робочої насадки умова оптимізації вибору даного параметра визначається конкретним процесом, що реалізується з використанням струминного насоса. При використанні високонапірних струминних насосів, а також насосів основної групи діаметр робочої насадки приймається за умови досягнення максимального ККД. Для групи низьконапірних насосів діаметр робочої насадки розраховується, виходячи з необхідності досягнення максимальної витрати бурового розчину на вибої свердловини.

Ефективність використання методики вибору раціональних параметрів свердловинного струминного насоса визначалась з використанням експериментальних даних, отриманих різними авторами в процесі буріння [1], освоєння свердловин [2] та видобування пластової води [3]. Використовуючи розроблену методику, визначались значення ККД для раціональних параметрів струминного насоса, які порівнювались з фактичними значеннями ККД для умов промислового використання свердловинних ежекційних систем. Шляхом порівняння фактичних та оптимальних значень ККД визначалась ефективність використання розроблених автором рекомендацій.

Для процесів буріння, освоєння свердловин та видобування пластової води використання розробленої методики вибору раціональних параметрів дає змогу підвищити ККД струминного насоса в 1,33-1,35 рази.

Література

1. Дерусов В.П. Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1984. – 184с.
2. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов: Вища школа, 1982. – 152с.
3. Коснырев Б.А., Спивак А.Н., Скворцов В.П. Бурение скважин при полном поглощении бурового раствора // Бурение. – 1983. – №9. – С. 7-8.

УДК 550.832

ОЦІНКА ЛАТЕРАЛЬНОЇ МІКРОНЕОДНОРІДНОСТІ ГЛИНИСТО-ПІЩАНИХ ТОНКОШАРУВАТИХ ТОВЩ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

О. М. Карпенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056
e-mail: doberman@omen.ru

Предлагается новый параметр оценки неоднородности геологической среды – функция латеральной неоднородности. В отличие от традиционных оценок неоднородности указанная характеристика базируется на максимуме функции взаимной корреляции кривых электрического каротажа между скважинами. Новая оценка латеральности является пространственной геологической характеристикой и может быть успешно использована при подсчетах запасов нефти и газа, палеофаціальных исследованиях тонкослоистых неоднородных толщ горных пород.

Дослідження неоднорідності продуктивних пластів і товщ проводиться на всіх етапах геологорозвідувального процесу і уточнюється в міру збільшення кількості геолого-геофізичної і промислової інформації. Вертикальні і латеральні неоднорідності порід-колекторів і покриття суттєво впливають на гідродинамічні характеристики нафтових і газових покладів, результати їх експлуатації. При оцінці запасів вуглеводнів неоднорідність враховують для визначення достовірних величин підрахункових параметрів, при розрахунках коефіцієнтів вилучення нафти і газу. Геологічна неоднорідність є важливим критерієм при пошуках пасток вуглеводнів неструктурного типу. Залежно від характеру задачі використовують різні параметри, які відображають вертикальні або латеральні зміни геологічних, фізичних характеристик гірських порід або осадових товщ.

Традиційно при оцінці розчленування або витриманості пластів і їх характеристик використовують такі параметри: а) коефіцієнт піщаності, б) коефіцієнт розчленованості, в) коефіцієнти абсолютної та відносної переривчастості пласта (товщі), г) коефіцієнт витриманості ефективної товщини пласта, д) коефіцієнт мінільної проникності по площі або об'єму покладу [1]. Пряма залежність продуктивності відкладів від вертикальної неоднорідності пластів доведена в роботах В.І.Азаматова, Л.Ф.Демент'єва, Г.М.Золоєва, А.В.Ахіярова [2]. А.В.Ахіяровим пропонується комплексний по-

It is offered the new parameter of estimation of geologic environmental heterogeneity – the function of lateral heterogeneity. Unlike the traditional estimations of heterogeneity, the new characteristic is based on a maximum of a cross-correlation function of electric logging curves between the wells. The new rate of lateral heterogeneity is the spatial geologic parameter that can be successfully apply at estimating of oil and gas stocks, paleophace for studies of thin-layer nonuniform strata of rocks.

казник неоднорідності KH_e , який “охоплює всі ієрархічні рівні геологічної неоднорідності”. Як складові показника розглядаються дані аналізу ядра, ємнісні та геометричні (товщина) характеристики пласта-колектора. При оцінці неоднорідності колекторів (продуктивної товщі) за матеріалами ГДС зазвичай використовують статистичні характеристики – середньоквадратичне відхилення, коефіцієнт варіації, середнє арифметичне або середнє зважене значення геофізичного або геологічного параметра. Вказані характеристики не враховують особливості зміни або витриманості параметра чи пласта в геологічному середовищі.

В роботі [3] пропонується проводити аналіз латеральної неоднорідності полів геологічних і геофізичних параметрів на різних етапах вивчення газових покладів. Показано, що статистичні оцінки підрахункових та продуктивних характеристик пластів значною мірою визначаються параметрами неоднорідних випадкових полів цих характеристик. Вивчення особливостей латеральної неоднорідності в межах окремих пластів або товщ дає змогу виявити наскрізну (по вертикалі) однотипну зональність геологічних та колекторських характеристик різних пластів. Така зональність є відображенням загальної фаціальної зональності потужних товщ в конседиментаційних структурах, які контролюються глибинними поверхнями рельєфу нижніх структурних поверхів [3].