

УДК 622.276.66:001.893

УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОВЕДЕННЯМ ПОТУЖНОГО ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА В МАСШТАБІ РЕАЛЬНОГО ЧАСУ

М. М. Дранчук¹⁾, І.С. Кісіль¹⁾, В. В. Григораши²⁾

¹⁾Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м.Івано-Франківськ, 76019, тел. (8-03432) 4-60-77

²⁾Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ "Укрнафта", вул. Північний бульвар ім. О.Пушкіна, 2, м. Івано-Франківськ, 76019, тел. (8-03432) 4-83-35

Описана розроблена система контролю за изменением технологических параметров в процессе проведения мощного гидравлического разрыва пласта, которая позволяет определять моменты начала и конца образования трещины в нефтегазоносном пласте. Система предусматривает измерение не только устьевых параметров в процессе проведения разрыва пласта, но и расчет таких глубинных параметров, как забойное давление, давление гидроразрыва пласта, потери на гидравлические сопротивления при движении технологических жидкостей в насосно-компрессорных трубах скважин.

There is described the change of technological parameters checking system in the process of leadthrough of powerful hydraulic break of layer, what allows to determine moments began end-point of crack formation in an oil-and-gas-bearing layer. The system foresees measuring not only of estuarine parameters in the process of leadthrough of break of layer, but calculation of such deep parameters, as backwall pressure, pressure of break of layer, losses on hydraulic resistances at movement of technological liquids in the pump-compressor pipes of mining holes.

Проблема інтенсифікації видобутку нафти і газу в Україні є досить актуальною. Світовий досвід застосування різних методів інтенсифікації свідчить про те, що гідравлічний розрив пласта відіграє головну роль у збільшенні видобутку нафти і газу. Тому впродовж останніх 50 років за кордоном постійно розвивається техніка і технологія цього методу інтенсифікації припливу нафти і газу до свердловин.

У зв'язку з цим у рамках національної програми "Нафта і газ України до 2010р." з метою проведення потужних гідравлічних розривів пластів (ПГРП) на родовищах ВАТ "Укрнафта" у 1996р. придбано комплект спецтехніки для проведення ПГРП американської фірми "Stewart & Stevenson".

Успішність і ефективність процесу ПГРП залежить також від правильної інтерпретації його перебігу в масштабі реального часу і швидкого прийняття правильних рішень при зміні параметрів процесу. Існуючі методики і засоби контролю за підготовкою та проведенням ПГРП (в т. ч. і фірми "Stewart &

Stevenson") не є достатніми з точки зору успішності та ефективності процесу ПГРП і потребують удосконалення з метою контролю за такими параметрами, як вибійний тиск, гідравлічні втрати на тертя в трубах, гідростатичний тиск, тиск розкриття тріщин в пласті тощо.

Згідно з теорією К. Нольта [1] залежність чистого тиску розриву від часу помпування з постійною витратою описує характер розкриття та розвитку тріщини під час ПГРП. Величина тиску розриву $P_{\text{ч}}$ ("чистого тиску") обчислюється як різниця між вибійним тиском $P_{\text{виб.}}$ під час гідророзриву і тиском закриття тріщини $P_{\text{зкр.}}$, тобто

$$P_{\text{ч}} = P_{\text{виб.}} - P_{\text{зкр.}} \quad (1)$$

У загальному випадку значення вибійного тиску на рівні нижнього кінця насосно-компресорних труб (НКТ) $P_{\text{виб.НКТ}}$ при наявності в НКТ тільки однієї рідини можна визначити за такою формулою :

$$P_{\text{виб.НКТ}} = P_{\text{уст.}} + P_{\text{гст.}} - P_{\text{втр.}} \quad (2)$$

де $P_{\text{уст.}}$ - тиск на усті свердловини, $P_{\text{гст.}}$ - гідростатичний тиск стовпа рідини в НКТ, $P_{\text{втр.}}$ - гідравлічні втрати на тертя в НКТ.

Гідростатичний тиск стовпа рідини $P_{\text{гст.}}$ можна визначити за формулою:

$$P_{\text{гст.}} = \rho g h, \quad (3)$$

де ρ - густина рідини, h - висота стовпа рідини, g - прискорення земного тяжіння.

Під час проведення ПГРП може відбуватися одночасний рух в НКТ 5 свердловини (рис. 1) n (до чотирьох) типів технологічних рідин різних густин (рідини глушення 1 густиною ρ_1 , рідини розриву 2 густиною ρ_2 , пісконосія густиною ρ_3 , рідини протискування 4 густиною ρ_4). На рис. 1 h_1 - висота стовпа рідини глушення, h_2 - висота стовпа рідини розриву, h_3 - висота стовпа рідини пісконосія, h_4 - висота стовпа рідини протискування, $h_{\text{заг.}}$ - загальна висота стовпа рідин в НКТ.

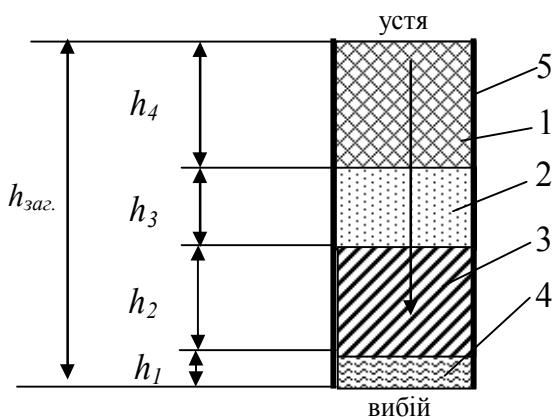


Рисунок 1 – Рух технологічних рідин в НКТ під час проведення ПГРП

Звідси загальний гідростатичний тиск буде представляти собою суму гідростатичних тисків кожної технологічної рідини з урахуванням висоти стовпа цих рідин:

$$P_{\text{гст.заг.}} = g \sum_{j=1}^n \rho_j h_j \quad (4)$$

Значення густин технологічних рідин визначають за допомогою давача густини спецтехніки "Stewart & Stivenson".

Гідравлічні втрати тиску на тертя однієї із рідин в НКТ можна визначити за формулою:

$$P_{\text{втр.}} = P_{\text{град.втр.}} h, \quad (5)$$

де $P_{\text{град.втр.}}$ - градієнт гідравлічних втрат цієї рідини на 1м довжини НКТ.

Аналогічно, враховуючи одночасний рух декількох рідин в НКТ, загальне значення гідравлічних втрат тиску на тертя цих рідин в НКТ буде визначатися сумою гідровтрат кожної технологічної рідини з урахуванням висоти її рухомого стовпа:

$$P_{\text{втр.заг.}} = \sum_{j=1}^n (P_{\text{град.втр.}j} h_j) \quad (6)$$

Оскільки глибина спуску НКТ здебільшого не співпадає з глибиною вибою, то загальний тиск на рівні свердловини визначається на рівні середини перфораційних отворів. З практики проведених процесів ПГРП відомо, що втрати на тертя у свердловині від нижнього кінця НКТ до перфораційних отворів із-за малої довжини цієї ділянки у порівнянні із довжиною НКТ є незначними у порівнянні із втратами на тертя по всій довжині НКТ, тому ними можна знехтувати. Тоді загальний вибійний тиск на рівні перфораційних отворів буде таким:

$$P_{\text{виб.заг.}} = P_{\text{виб.НКТ}} + P_{\text{гст.кол.}} \quad (7)$$

де $P_{\text{гст.кол.}}$ - гідростатичний тиск стовпа рідини у колоні під НКТ, який буде таким:

$$P_{\text{гст.кол.}} = \rho^* g (h_{\text{с.п.}} - h), \quad (8)$$

$h_{\text{с.п.}}$ - загальна висота стовпа рідини до середини перфораційних отворів; h - висота стовпа рідини в НКТ; ρ^* - густина рідини, яка знаходиться у свердловині під НКТ.

Враховуючи (1) – (8), загальне значення вибійного тиску на рівні пласта з урахуванням устьового тиску $P_{\text{уст.}}$ буде таким:

$$P_{\text{виб.заг.}} = P_{\text{уст.}} + g \sum_{j=1}^n \rho_j h_j - \quad (9)$$

$$- \sum_{j=1}^n P_{\text{град.втр.}j} h_j + \rho^* g (h_{\text{с.п.}} - h).$$

Із аналізу отриманої залежності (9) видно, що розраховувати тиск $P_{\text{виб.заг.}}$ в певний момент часу можна на основі вимірювань в ці моменти часу безпосередньо на усті

свердловини під час проведення ПГРП таких технологічних параметрів: тиску $P_{уст.}$, густин рідин ρ_j , витрати рідини Q , а також попередньо визначених шляхом додаткових досліджень реологічних параметрів всіх рідин і наперед відомої інформації про h , $h_{с.п.}$ у свердловині і внутрішній діаметр НКТ. Причому, якщо з визначенням значень h_j у відповідні моменти часу процесу ПГРП при відомих витраті Q і моментах закачування кожної з рідин особливих проблем немає, то $P_{град.впр.j}$ можуть бути визначені з урахуванням реологічних параметрів рідин, режимів їх руху у свердловині і діаметру НКТ [2].

З досвіду проведення ПГРП відомо, що крім вищевказаних параметрів контролю у зв'язку з екстремальними режимами роботи під час ПГРП дуже важливим є передбачення аварійних ситуацій процесу, пов'язаних з пропуском пакера у свердловині та перевищенням допустимого тиску в НКТ. Поточний перепад тиску на пакері $\Delta P_{пак.i}$ на основі визначеного $P_{виб.i}$ визначається так:

$$\Delta P_{пак.i} = P_{виб.i} - (P_{гст.затр.i} + P_{од.}), \quad (10)$$

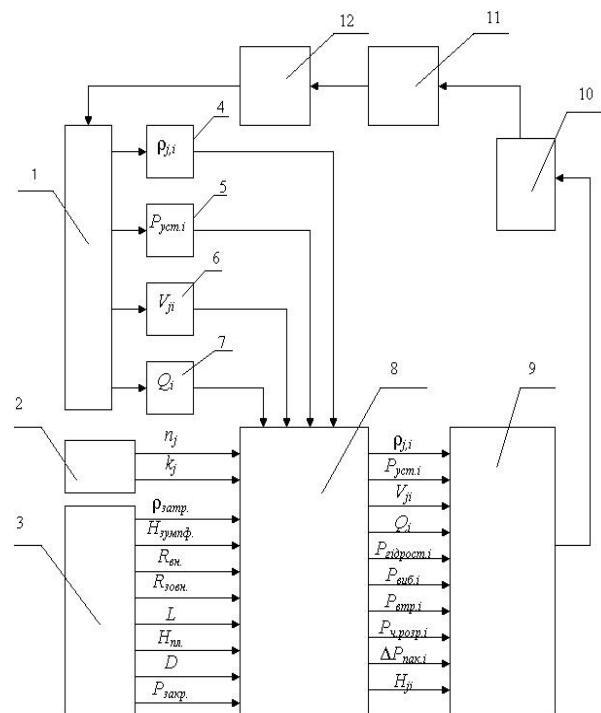
де $P_{гст.затр.i}$ - гідростатичний тиск у затрубному просторі в момент часу i , $P_{од.}$ - додатково створений тиск в затрубному просторі в момент часу i .

Шляхом побудови графіка $\Delta P_{пак.i}$ в кожний момент часу i при проведенні ПГРП отримують можливість контролю перепаду тиску на пакері, а при необхідності і можливість коригування параметрів технологічного процесу ПГРП для запобігання перевищення критичних значень тиску на пакері.

Структурна схема удосконаленої системи контролю за проведенням ПГРП в реальному масштабі часу приведена на рис. 2.

Запропонована і практично реалізована система контролю (рис. 2) дозволяє технологю на базі додатково отриманої інформації про розраховані миттєві значення $P_{гдрост.i}$, $P_{виб.i}$, $P_{впр.i}$, $P_{ч.розр.i}$, $\Delta P_{пак.i}$ і H_{ji} з урахуванням вимірних устьових значень ρ_{ji} , $P_{уст.i}$, V_{ji} і Q_i оптимально вести процес ПГРП, значно точніше визначати початок і кінець розриву пласта, тиск розриву, заповнення тріщини закріплювачем і не допускати виникнення аварійних ситуацій, які можуть привести до ліквідації свердловини.

Застосування удосконаленої системи контролю за проведенням ПГРП дозволяє підвищити ефективність та зменшити аварійність виконання при цьому робіт на свердловинах.



1 – свердловина; 2 – установка УВРП-1; 3 – блок визначених параметрів свердловини і пласта; 4 – давач густини рідин; 5 – давач устьового тиску; 6 – давач об'єму рідини; 7 – давач витрати рідини; 8 – комп'ютерна система обробки даних; 9 – блок індикації і реєстрації вимірних і розрахункових даних; 10 – технолог процесу ПГРП; 11 – блок керування процесом ПГРП (ЕС-22АСД); 12 – блок маніфольду

Рисунок 2 – Структурна схема удосконаленої системи контролю за проведенням ПГРП в реальному масштабі часу

Для удосконаленої системи контролю розроблено програмне забезпечення "Frloss"[3], яке є основою комп'ютерної системи обробки даних удосконаленої системи контролю за проведенням ПГРП і дозволяє здійснювати всі необхідні розрахунки під час проведення ПГРП і представляти технологю всю необхідну технологічну інформацію в реальному часі.

На рис. 3 – рис. 6 приведені графіки зміни основних параметрів проведення процесу ПГРП в реальному масштабі часу на свердловині "430 – Битків" НГВУ "Надвірнанафтогаз".

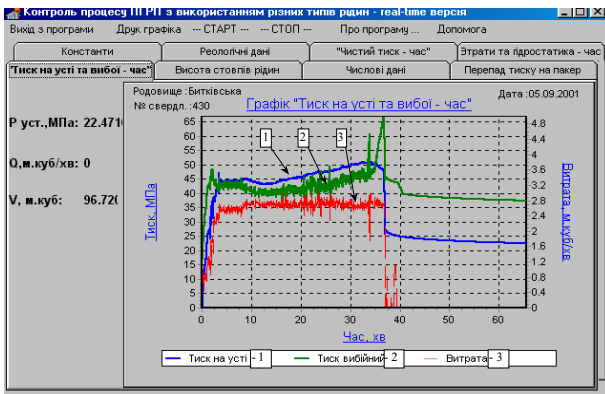


Рисунок 3 - Зміна в часі витрати, устьового та вибійного тисків

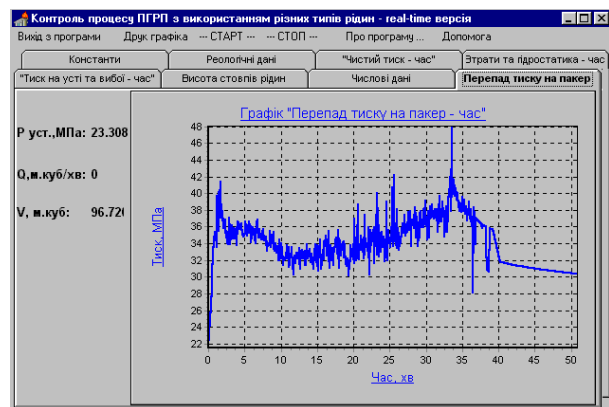


Рисунок 5 - Зміна в часі перепаду тиску на пакері

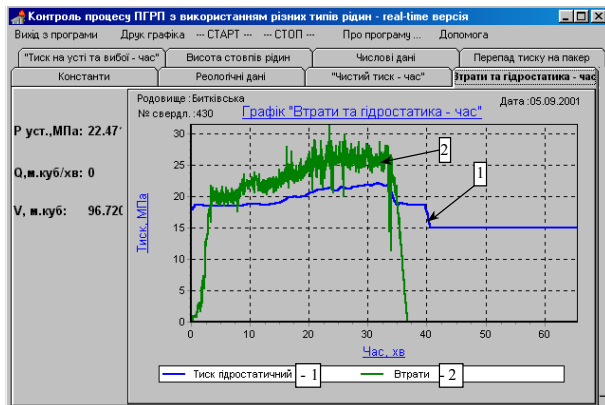


Рисунок 4 - Зміна в часі гідравлічних втрат та гідростатичного тиску

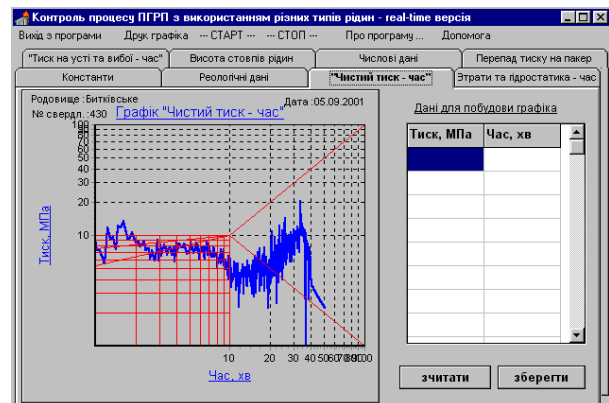


Рисунок 6 - Зміна в часі "чистого" тиску

Література

1. Nolte K.G. and Smith M.B.: "Interpretation of Fracturing Pressures" Sep. 1981.
2. Григораш В.В., Кісіль І.С. Визначення гідравлічних втрат під час руху рідин в трубах у процесі потужного гідророзриву пласта//

Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – 2004, №1(10). – С.75-78.

3. Prud'homme, R.K.: "Rheological Characterization or Fracturing Fluids," final reports, PRAC Project 82-45, 84-45 and 85-45, API. Dallas (1984-85).