

операції з очищення газопроводу методом пропуску очисного пристрою та наявності на підприємствах реальних даних про кількість зібраних забруднень.

Суттєво впливають на похибки в розрахунках за формулами (1) і (3) такі причини:

– метод очищення газопроводів шляхом створення швидкісного потоку газу є менш ефективним, ніж очищення пропуском очисного поршня, тобто (як видно з розрахунків) з деяких ділянок відкладення виносяться частково;

– з понижених ділянок великої протяжності відбувається мале винесення рідини або взагалі воно не має місця;

– кінцева ділянка стала певним “контейнером” для збору відкладень, що дало змогу збирати протягом декількох діб конденсат на Хрестищенській ДКС (даних про кількість зібраного конденсату немає).

Крім того, велика похибка загальноприйнятої формули (1) пояснюється тим, що розроблялась вона в середині 80-х років, і коефіцієнти розраховано для діючих газопроводів з тиском, більшим у 2-3 рази, ніж на газопроводах ШДК, ШПК, ЄДК; з врахуванням того, що тиск у газопроводах газотранспортної системи України зменшився, поправочні коефіцієнти потребують перерахунку.

Для більш точного визначення об'єму забруднень можна використати формулу (3), але

її застосування вимагає складання за допомогою трас газопроводів та топографічних мап план-профілів траси газопроводів (за умови їх наявності на підприємствах, що обслуговують газопровід) для визначення кількості висхідних та низхідних ділянок.

Таким чином, отримавши розрахунковим шляхом прогнозований об'єм забруднень в порожнині діючого газопроводу, можна визначити спосіб та технологію очищення газопроводу, а також підготувати необхідні контейнери та ємності (за видом, типом, об'ємом) для вивозу з метою їх утилізації або переробки.

Література

1. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. – М.: Недра, 1988. – 160 с.
2. Одишария Г.Э., Катушенко А.В. Гидравлический расчёт рельефных трубопроводов при незначительном содержании жидкости в потоке газа // Газовая промышленность. – М.:Недра, 1976. – С.42-43.
3. Капцов И.И., Розгонюк В.В. Оценка объёма отложений (загрязнений) для их утилизации при очистке газопроводов // Питання розвитку газової промисловості України. – Х.: УкрНДІгаз, 1998. – Вип. 25. – с.280-286.

УДК 622.248

ОЦІНКА МІНІМАЛЬНО НЕОБХІДНОГО ТИСКУ В НАГНІТАЛЬНІЙ ЛІНІЇ БУРОВИХ НАСОСІВ ПІД ЧАС ЛІКВІДАЦІЇ ГАЗОНАФТОВОДОПРОЯВІВ МЕТОДОМ ПЛАВНОГО ГЛУШІННЯ

О.В.Лужаниця

ПВ УкрДГРІ, 36002, м. Полтава, вул. Фрунзе, 149, тел. (06452) 592579, 500874
e-mail: public@ifdtung.if.ua

Приведена методика оценки минимально необходимого давления в нагнетательной линии буровых насосов при ликвидации проявлений методами плавного глушения в условиях неопределенности исходной информации. Рассмотрен пример расчета технологических параметров глушения проявлений.

The technique of an estimation minimal of indispensable pressure in a blowing line of mud pumps is adduced at liquidation of developments by methods of smoothly varying damping in conditions of uncertainty of an input information. The example of calculation of technological parameters of damping of developments is reviewed.

Технологія ліквідації ГНВП методом плавного глушіння зводиться, по суті, до управління гідродинамічною ситуацією у свердловині під час вмивання пачки флюїду, яка забезпечує виконання умови [1]

$$\begin{cases} p_{г.д.}(z_{пл.}) \geq p_{пл.} ; \\ p_{г.д.}(z_i) \leq p_{в.н.}(z_i) , \end{cases} \quad (1)$$

де: $p_{г.д.}(z_{пл.})$ – гідродинамічний тиск у процесі ліквідації ГНВП на глибині залягання пласта, з якого відбувається проявлення $z_{пл.}$;

$p_{пл.}$ – тиск у пласті, з якого відбувається проявлення;

$p_{г.д.}(z_i)$ – гідродинамічний тиск на глибині залягання схильного до поглинання пласта z_i ;

$p_{в.н.}(z_i)$ – тиск виникнення поглинання пласта на глибині z_i .

В умовах невизначеності вихідної інформації Бойко Р.В. [2] запропонував розглядати надійність гідродинамічної ситуації у свердловині при виконанні будь-якої операції шляхом виділення деякого інтервалу компромісу на можливій множині значень тиску, межі якого

мінімізують імовірність виникнення депресії на пласт знизу, а зверху – гідророзриву стінок свердловини у вигляді [3]

$$F_n(p_{пл.} < p_{виб.}) \Rightarrow p_{мин}^* ;$$

$$F_n(p_{з.р.}^z < p_{св.}^z) \Rightarrow p_{max}^* .$$
(2)

де: $F_n(p_{пл.} < p_{виб.})$ – імовірність того, що вибійний тиск буде не меншим за пластовий;

$F_n(p_{з.р.}^z < p_{св.}^z)$ – імовірність того, що гідродинамічний тиск на глибині z не перевищуватиме тиск гідророзриву стінок свердловини.

Розв'язок першого рівняння системи (2) дає змогу одержати значення $p_{мин}^*$, яке на множині можливих значень відсікає промінь $[p_{мин}^* ; +\infty]$. У межах цього променя тиск на вибої найбільш імовірно буде перевищувати пластовий. Корінь другого рівняння p_{max}^* , навпаки, визначає промінь $]-\infty ; p_{max}^*]$, який мінімізує ризик порушення цілісності стінок свердловини у небезпечному перерізі.

Про величину гідродинамічного тиску на будь-якій глибині свердловини ми можемо судити за значеннями надлишкових тисків на її усті. Тому променям, визначеним за (2), будуть відповідати аналогічні промені на гирлі: $[p_y^{мин} ; +\infty]$ і $]-\infty ; p_y^{max}]$ (де $p_y^{мин}$ і p_y^{max} – значення надлишкових тисків на усті, що за своїм фізичним змістом відповідають величинам $p_{мин}^*$ і p_{max}^* , відповідно). Тоді очевидно, що відрізок, у межах якого успішність проведення операцій з ліквідації ГНВП методом плавного глушіння максимальна (при мінімумі ризику виникнення порушення цілісності стінок свердловини), буде визначатися за правилом

$$[p_y^{мин} ; +\infty] \cap]-\infty ; p_y^{max}] \Rightarrow [p_y^{мин} ; p_y^{max}] ,$$
(3)

де $p_y^{мин}$; p_y^{max} – відповідно мінімально можливий і максимально допустимий тиски на гирлі під час ліквідації ГНВП.

Тиск у нагнітальній лінії бурових насосів вище якого імовірність виникнення депресії мінімізується, буде оцінюватися з умови

$$p_{виб.}^* \int_{-\infty}^{+\infty} \varphi_1(p_{пл.}) dp \times \int_{p_{виб.}^*}^{+\infty} \varphi_2(p_{виб.}) dp =$$

$$= \Phi(p_{виб.} \geq p_{пл.}) \Rightarrow p_{виб.}^{мин} ;$$
(4)

$$\int_{p_{н.}^{мин}}^{+\infty} \varphi_3(p_{н.}) dp = \Phi(p_{виб.}^{мин} \geq p_{пл.}) \Rightarrow p_{н.}^{мин} ;$$

$$p_{н.}^{мин} = p_{г.д.}^{мин} + \Delta p_{тр.} + \Delta p_{нор.} ,$$

де: $p_{виб.}^{мин}$ – мінімально необхідний для створення гарантованої репресії вибійний тиск.

$p_{н.}^{мин}$ – мінімальний тиск у нагнітальній лінії бурових насосів, підтримання якого забезпечує репресію на пласт, з якого відбувається проявлення.

Гідродинамічний тиск на глибині залягання пласта, з якого відбувся приплив, дорівнюватиме [4]

$$\Delta p_{з.д.} = \sum_{k=1}^m \lambda_k^{к.п.} \rho \frac{u_k^2}{2(D_k d_k^3)} l_k + \Delta p_{м.о.}^{к.п.} + \Delta p_{мп.} \quad (5)$$

де: ρ – густина бурового розчину;

$k = \overline{1; m}$ – однорозмірна ділянка кільцевого простору свердловини;

$\lambda_k^{к.п.}$; u_k – відповідно коефіцієнт гідравлічного опору і швидкість потоку (у м/с) на k -ій однорозмірній ділянці кільцевого простору свердловини;

$D_k; d_k^3$ і l_k – відповідно діаметр свердловини, зовнішній діаметр колони труб і довжина k -ої однорозмірної ділянки кільцевого простору свердловини;

$\Delta p_{м.о.}^{к.п.}$ – втрати тиску на місцевих опорах кільцевого простору свердловини, Па.

Тиск у нагнітальній лінії бурових насосів дорівнює

$$\Delta p_{мп.} = \sum_{j=1}^m \lambda_j^{мп.} \rho \frac{v_j^2}{2d_j^5} l_j + \Delta p_{м.о.}^{мп.} ,$$
(6)

де: $j = \overline{1; m_1}$ – однорозмірна ділянка каналу колони труб;

$\lambda_j^{мп.}$ μ v_j – коефіцієнт гідравлічного опору і швидкість потоку (у м/с) відповідно на j -ій однорозмірній ділянці каналу колони труб;

d_k^B і l_k – відповідно внутрішній діаметр і довжина j -ої однорозмірної ділянки каналу колони труб;

$\Delta p_{м.о.}^{мп.}$ – втрати тиску на місцевих опорах каналу колони труб і у наземній обв'язці бурового насоса.

Діаграма мінімально необхідного тиску у нагнітальній лінії бурових насосів під час ліквідації ГНВП буде розраховуватися за такою послідовністю процедур:

1. За відомими законами розподілу здійснюють n -кратне статистичне моделювання вихідних даних.

2. За рівняннями (5) і (6) формують вибірки випадкових величин $p'_{з.д.} \in \{p'_{з.д.}^i\}$ та $p'_{б.н.} \in \{p'_{б.н.}^i\}$, ($i \in \overline{1; n}$; n – об'єм вибірки).

3. З умови (4) оцінюють мінімальний тиск у нагнітальній лінії бурових насосів для забезпечення гарантованої репресії на пласт, з якого відбувається проявлення.

Розглянемо принцип реалізації запропонованого підходу на прикладі св. №100 Суходолівської площі.

Вихідні дані

Глибина свердловини 5373 м.
 Густина розчину 1540-1650 кг/м³.
 Продуктивність насосів на останньому до-
 бванні 18-20 л/с.
 Тиск нагнітання розчину 7,1-8,3 МПа.
 Надлишковий тиск на усті у трубах після
 герметизації 9,5-10 МПа.
 Ліквідація ГНВП проводилася за допомогою
 агрегату ЦА 320М з продуктивністю 5-6 л/с.

Основні розрахунки

Статистичні характеристики закону розпо-
 ділу величин пластового тиску оцінювалися за
 формулою [1]

$$p_{пл.} = \rho g H + \Delta p_{тр.}^y,$$

а вибійного – за рівнянням (1) за умови, що ре-
 пресія на пласт буде знаходитися у межах 3-7%
 від пластового.

Алгоритм моделювання за методикою було
 побудовано з припущенням, що вихідні дані
 складають вектор статистично незалежних ве-
 личин, розподілених за рівномірним законом
 [1].

Результати оцінки статистичних характе-
 ристик законів розподілу

$$\bar{p}_{пл.} = 95,6 \text{ МПа}; \sigma_{p_{пл.}} = 13,8 \text{ МПа.}$$

$$\bar{p}_{виб.} = 98,5 \text{ МПа}; \sigma_{p_{виб.}} = 13,8 \text{ МПа.}$$

Оскільки невідома реологічна модель про-
 мивальної рідини, моделювання закону розпо-
 ділу тиску нагнітання промивальної рідини під
 час глушіння визначимо з формул [1]

$$\begin{cases} p_n^n = p_n^b (Q_{ГНВП} / Q_b)^{1,82} + \Delta p_y^{mp.} + \Delta p_{пор.}; \\ p_n^k = p_n^b (Q_{ГНВП} / Q_b)^{1,82} \frac{\rho_{o.p.}}{\rho_p}, \end{cases} \quad (7)$$

де: p_n^n і p_n^k – відповідно тиски нагнітання на
 початок і кінець ліквідації ГНВП, Па;

$\rho_{o.p.}$ – густина обважненої промивальної
 рідини, кг/м³.

Величина вибійного тиску, вище якого ри-
 зик повторного виникнення репресії мінімаль-
 ний за першим рівнянням системи (7) стано-
 вить $p_{виб.}^{min} = 97,2$ МПа, а ймовірність переви-
 щення вибійного тиску над пластовим –
 $\Phi(p_{виб.} \geq p_{пл.}) = 0,29$.

Статистичні характеристики законів роз-
 поділу тиску в нагнітальній лінії бурових насо-
 сів на початку та в кінці ліквідації ГНВП за си-
 стемою (7) відповідно становитимуть

$$\bar{p}_n^n = 15,3 \text{ МПа}; \sigma_{p_n^n} = 2,2 \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_n^k = 1,8 \text{ МПа}; \sigma_{p_n^k} = 0,3 \text{ МПа};$$

Мінімально допустимі тиски з другого рів-
 няння системи (4) відповідно становитимуть

$$p_n^{n, min} = 14,1 \text{ МПа};$$

$$p_n^{k, min} = 1,6 \text{ МПа.}$$

Діаграма управління тиском нагнітання у
 викидній лінії насосного агрегату під час реалі-
 зації методу плавного глушіння способом очі-
 кування і обважнення наведена на рис. 1.

Фактично ГНВП було ліквідовано спосо-
 бом очікування і обважнення розчином густи-
 ною 1780-1800 кг/м³. Тиск нагнітання на поча-
 ток глушіння становив приблизно 15 МПа з
 плавним зниженням до 2 МПа у процесі запо-
 внення колони труб обважненим буровим роз-
 чином.

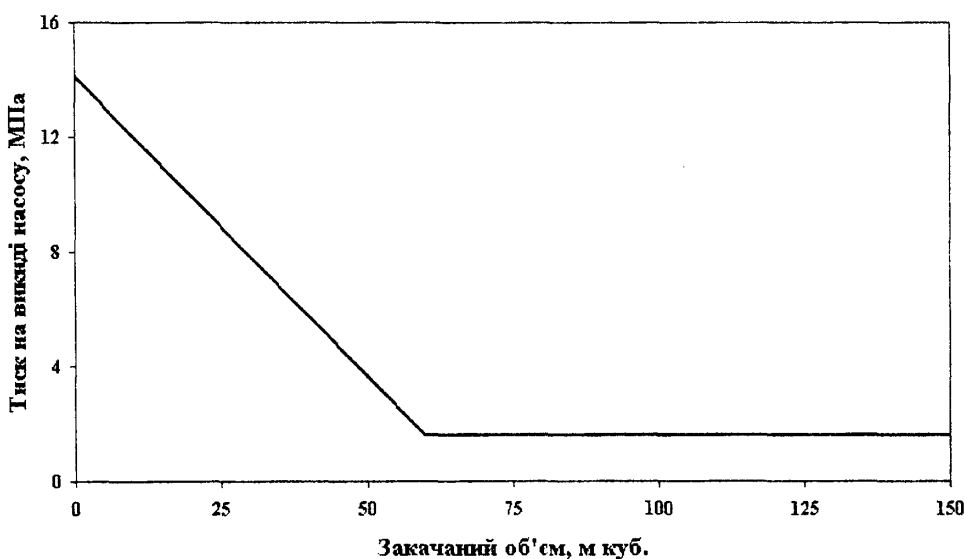


Рисунок 1 — Результати розрахунків діаграми зміни тиску на викидній лінії насосного агрегату під час реалізації способу очікування і обважнення на прикладі свердловини № 100 Суходолівської площі

Література

1. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. — М.: Недра, 1991. — 334 с.

2. Бойко Р.В. Надійність проводки свердловин // Нафт. і газ. пром-сть. — 1994. — № 1. — С. 23-26.

3. Вентцель Е.С. Теория вероятности. — М.: Наука, 1969. — 576 с.

4. Маковей Н. Гидравлика бурения / Пер. с рум. — М.: Недра, 1986. — 536 с.

УДК 621.311.11

ЗАХИСТ ВІД КОРОЗІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

В.І.Михайлів, Б.Б.Сохан, Д.Ф.Тимків

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

Рассмотрена проблема защиты от коррозии магистральных трубопроводов. Описан вопрос предупредительных мер от перенапряжений в установках электрохимической защиты.

In given article considered problems of protection from corrosion main pipe line. Question of preventive measures is Described from overstrains in installation an electric-chemical of protection.

Проблема захисту від корозії винятково актуальна в Україні, особливо за сучасних економічних умов, через дефіцит металу, енергетичних ресурсів. Сумарні щорічні втрати від корозії в усіх галузях народного господарства України становлять понад 15 млрд. крб. у цінах 1990 року [1]. Наведені дані свідчать, що технічний стан і, врешті-решт, надійність трубопроводів, по яких транспортується газ, значно залежать від стану системи антикорозійного захисту.

Швидкість цих процесів, крім температури та складу середовища, залежить від електродного потенціалу. Таким чином, потенціал є єдиним критерієм захисної дії при електрохімічному захисті.

Коли металевий об'єкт знаходиться в ґрунті, через термодинамічну нестійкість металу в природних умовах самовільно виникає взаємодія його з рідким компонентом – ґрунтовим електролітом. Внаслідок цього метал окислюється і з часом руйнується. Цей процес корозійного руйнування металевих або залізобетонних споруд, що знаходяться повністю в ґранті (ґрунтовому електроліті) або в прісній воді, називають підземною корозією.

Загалом електрохімічний захист базується на закономірному зниженні швидкості розчинення металу при змищенні його потенціалу у від'ємні значення відносно потенціалу корозії. Захист виконується накладенням зовнішнього струму, який поляризує ділянки локальних елементів до значень потенціалу анодних ділянок. Поверхня металу стає еквіпотенціальною (катодний та анодний потенціали стають однаковими), і в результаті корозійний струм зникає (відсутні умови для переходу іонів металу в розчин).

Підземна корозія, як і корозія металу у водних розчинах, має електрохімічну природу.

Метод катодної поляризації передбачає змищення електродного потенціалу металу до від'ємних значень захисного потенціалу, при яких швидкість розчинення металу практично припустимою.

Практика експлуатації трубопроводів свідчить, що ідеального захисного покриття не існує. Навіть при ретельному виконанні захисне покриття в процесі експлуатації старіє: втрачає діелектричні властивості, водостійкість тощо. Вже в процесі експлуатації виникають пошкодження ізоляційного покриття при пересуванні газопроводу під впливом температурних коливань, коріння дерев, чинників, що викликані діяльністю людини тощо. Крім того, в покритті залишаються дефекти ізоляції, які виникли під час будівництва. Тому наявність ізоляційного покриття не гарантує необхідного захисту від корозії. Достатньо ефективним захистом газопроводів є комплексний, коли, крім ізоляційного покриття, обов'язково застосовується електрохімічний захист (ЕХЗ) катодною поляризацією.

Виникнення пошкоджень в системі електропостачання, виникнення імпульсів грозових перенапруг в лінії електроживлення чи в лінії анодного заземлення може призвести до пошкодження станції катодного захисту і в кінцевому результаті – ділянки трубопроводу, який вона захищала. Захист станції катодного захисту від грозових перенапруг здійснюється за допомогою вентильних розрядників і варисторів. Схема захисту зображена на рис. 1.

Ефект зниження корозії при катодній поляризації значною мірою залежать від електрохімі-

Дроселі, створюючи великий опір струмові блискавки, сприяють надійному спрацюванню вентильних розрядників в анодному і катодному колах.