

# **Sistema de Gestión de Calidad Aplicado al Proceso de Medición de Producción de Pozos Hidrocarburíferos**

**Alumno: Francisco Herrero**

**Tutor: Mariano Perez**

*Buenos Aires, Marzo 2022*

## RESUMEN

La información de producción es un input fundamental en la toma de decisiones de cualquier desarrollo de un yacimiento hidrocarburífero. A partir de ella se puede comprender el comportamiento del reservorio y elaborar pronósticos en los que se basen las decisiones de negocio.

La medición de los caudales producidos por pozo suele involucrar cierta complejidad técnica debido a la naturaleza multifásica del fluido extraído. Es común observar mediciones anómalas que introducen ruido en el análisis de producción. Las causas más comunes de estas anomalías son problemas en la calibración de instrumentos o mala separación de las fases. Normalmente estas anomalías se detectan cuando ya se han realizado varias mediciones defectuosas.

En este trabajo se aplicaron conceptos de gestión de calidad de procesos para desarrollar una herramienta que permita identificar rápidamente cuando el proceso de medición se encuentra fuera de control. El principio de funcionamiento se basa en chequear la consistencia de la medición al compararla con una estimación del caudal calculada con la caída de presión que ocurre en la válvula reguladora del caudal de cada pozo. Para ello se utilizó un modelo físico que permite calcular el caudal que atraviesa una restricción en función del delta de presión y se calibró este modelo con un set de datos de un yacimiento de gas de Argentina cuantificando su error de estimación. La detección de una medición anómala ocurre cuando el caudal medido se aleja significativamente del calculado por el modelo.

La metodología propuesta fue aplicada a un caso real extrayendo los siguientes resultados:

- Existe al menos un modelo físico efectivo para obtener una estimación del caudal en función de la caída de presión en la válvula reguladora. Es posible utilizar esta estimación de segundo orden para chequear la consistencia de una medición realizada con un equipo especializado.
- La calibración de este modelo con datos de campo es fundamental para reducir la incertidumbre de la estimación y permitir identificar desvíos de menor magnitud.

Dentro de los algoritmos planteados para hacer la calibración el más efectivo resultó ser una red neuronal artificial.

- Adoptando un criterio económico resulta conveniente detener el proceso de medición y enviar los equipos a inspección cuando se detectan dos mediciones anómalas consecutivas. El nivel de confianza óptimo para las bandas de control es de un 95%.
- Adicionalmente al objetivo primario de detectar cuándo el proceso de medición se encuentra fuera de control, la metodología resultó efectiva para el mantenimiento de pozos, al permitir detectar tempranamente problemas en la válvula reguladora de caudal.

## INDICE

1. OBJETIVOS DE LA TESIS .....	9
1.1 Objetivo general .....	9
1.2 Objetivos específicos .....	9
1.3 Metodología .....	9
2. MARCO TEÓRICO .....	11
2.1 La medición de producción .....	11
2.2 Principios de funcionamiento de un separador de control .....	14
2.3 Modelo físico de estimación de caudal en función de la caída de presión en una restricción .....	16
3. MARCO EMPÍRICO .....	18
3.1 Análisis exploratorio de los datos .....	18
3.2 Validación del modelo físico y error de estimación .....	21
3.3 Calibración Modelo II – Regresión lineal .....	24
3.4 Calibración Modelo III – Transformación lineal a los inputs del modelo de ELF .....	26
3.5 Calibración Modelo IV – Corrección con Redes Neuronales .....	27
3.6 Comparación de los modelos y conclusiones .....	29
4. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN .....	31
4.1 Descripción General .....	31
4.2 Metodología propuesta .....	32
4.3 Criterios de detención .....	33
4.4 Aplicación a caso real .....	38
5. CONCLUSIONES .....	42
6. BIBLIOGRAFÍA .....	43

## INDICE DE FIGURAS

<b>Fig. 1:</b> Esquema de una instalación de superficie durante la medición con separador de control. ....	14
<b>Fig. 2:</b> Esquema de un separador horizontal trifásico.....	15
<b>Fig. 3:</b> Geometría de la restricción asumida en el modelo de ELF.....	17
<b>Fig. 4:</b> Histograma de las variables del modelo de ELF. ....	20
<b>Fig. 5:</b> Performance predictiva del modelo de ELF.....	22
<b>Fig. 6:</b> Error del modelo de ELF en función de la RGP.. ....	24
<b>Fig. 7:</b> Performance predictiva del modelo calibrado con regresión lineal.. ....	25
<b>Fig. 8:</b> Performance predictiva del modelo calibrado con una transformación lineal de los inputs. ....	26
<b>Fig. 9:</b> Selección de la arquitectura óptima de la red neuronal.....	28
<b>Fig. 10:</b> Performance predictiva del modelo calibrado con una transformación lineal de los inputs.....	29
<b>Fig. 11:</b> Flujograma de la simulación de Montecarlo para optimizar los criterios de detención del equipo de medición. ....	35
<b>Fig. 12:</b> Resultados de la simulación de Montecarlo.....	37
<b>Fig. 13:</b> Gráfico de control para caso de aplicación. ....	40

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1:</b> Matriz de correlaciones de las variables del modelo de ELF. ....	21
<b>Tabla 2:</b> Resultados de los modelos y comparación .....	30
<b>Tabla 3:</b> Costo total en función de la longitud de los límites de control expresada por el parámetro $a$ y la cantidad de alarmas consecutivas necesarias para decretar que el proceso está fuera de control ( $C_u$ ). ....	38

## GLOSARIO

LSC: límite superior de control

LIC: límite inferior de control

Pad: conjunto de dos o más pozos que comparten la misma locación superficial

Choke: tubería con un pequeño orificio que oficia como válvula reguladora de caudal

Manifold: conjunto de válvulas y tuberías que se utiliza para derivar el flujo hacia donde sea requerido donde sea requerido

Modelo de ELF: Modelo físico que permite estimar la caída de presión en la choke valve

RGP: relación gas/petróleo

RAG: relación agua/gas

P1: presión a la entrada de la restricción

T1: temperatura a la entrada de la restricción

P2: presión a la salida de la restricción

Qg: caudal de gas

EAM: error absoluto medio

ERP: error relativo porcentual

$Q_{ELF}$ : caudal de gas estimado por modelo de ELF

$Q_{modelo}$ : caudal de gas estimado por modelo IV

$Q_{medido}$ : caudal de gas medido en el separador de control

$D_u$ : diferencia umbral entre  $Q_{modelo}$  y  $Q_{medido}$  que hace disparar una alarma

$C_u$ : cantidad umbral de alarmas consecutivas que hay que alcanzar para detener el proceso

T: tiempo hasta que ocurre un evento de descalibración

z: fractil de distribución normal estandarizada

$\alpha$ : nivel de significancia

## INTRODUCCIÓN

En toda explotación de un yacimiento de hidrocarburos la información histórica de producción es fundamental para la optimización del desarrollo y toma de decisiones tanto tácticas como estratégicas. A partir de ella puede realizarse el modelado del reservorio, permitiendo estimar parámetros característicos del mismo y generar pronósticos de producción confiables.

Lógicamente, la incertidumbre en el pronóstico depende mucho del estadio del desarrollo. Por ejemplo, en un yacimiento que acaba de ser descubierto, la información con la que sustentar un pronóstico es muy limitada. En estos casos, solo suele existir un pozo exploratorio que descubrió el yacimiento, pero las incertidumbres sobre el modelo geológico y las reservas existentes son muy importantes. En el otro extremo, en un campo maduro que lleva décadas en producción la información es mucho más abundante. Se suele contar con decenas de pozos con años de historia de producción y una diversidad de estudios que permiten inferir el comportamiento de los fluidos dentro del reservorio.

Ahora bien, en ambos casos se necesita contar con un pronóstico de producción para tomar decisiones de negocio. De hecho, las decisiones más importantes suelen tomarse en estadios más inmaduros del desarrollo. A continuación se enumeran a modo de ejemplo algunas de las decisiones que suelen tomarse en los primeros años del desarrollo:

- Diseño plantas de tratamiento y ductos que captan el fluido desde los pozos y lo conducen hasta la planta.
- Contratación de equipos de perforación (por lo general de larga duración).
- Definiciones técnicas como distanciamiento entre pozos, horizontes de navegación, diseño de estimulación, diseño de pozo y estrategia de perforación, etc.
- Definición de estrategia comercial y celebración de contratos.

Lógicamente, la rentabilidad de un activo se ve fuertemente impactada por las decisiones tomadas en la temprana vida del proyecto. Abundan ejemplos de yacimientos mal explotados que tuvieron como consecuencia una importante destrucción de valor, ya sea por mala praxis o por falta de información.

En este trabajo se pretende demostrar que con un método estadístico, que analiza variables físicas del proceso de medición, es posible inferir situaciones de de comportamiento físico en el pozo para poder tomar acciones preventivas de intervención operativa y mantenimiento.

## 1. OBJETIVOS DE LA TESIS

### 1.1 Objetivo general

El objetivo de este trabajo consistió en desarrollar una herramienta gestión de calidad del proceso de medición con separador de control que permita realizar una detección temprana de anomalías mediante el uso de la caída de presión en la válvula reguladora de caudal.

### 1.2 Objetivos específicos

1. Validar un modelo físico que estime el caudal en función de caída de presión.
2. Calibrar el modelo con datos de campo.
3. Optimizar criterios para detener la campaña de mediciones.
4. Aplicar la herramienta desarrollada a un caso real.

Para desarrollar esta herramienta se generó primero un modelo que permita estimar un rango de caudal en función de la caída de presión que ocurre en la válvula reguladora del caudal. Para ello se comenzó partiendo de un modelo físico utilizado en la industria y se validó y calibró con datos reales de campo. Se utilizaron distintos métodos de estadísticos calibración, incluyendo regresión lineal y redes neuronales.

Una vez obtenido este modelo se establecieron los criterios más convenientes para determinar si una campaña de mediciones debe suspenderse. En particular se estudió cuántas mediciones anómalas consecutivas son necesarias para detener la operación y cómo fijar los valores del límite superior de control (LSC) y límite inferior de control (LIC) con los que debe compararse la medición.

Finalmente, una vez desarrollada la herramienta se aplicó a un caso real de campo y se extrajeron las conclusiones de la aplicación.

### 1.3 Metodología

La metodología propuesta en este trabajo es la de tesis aplicada. En el marco teórico se describe un modelo físico existente en la bibliografía que permita estimar la caída de presión

en la válvula reguladora de caudal en función de ciertos parámetros de pozo. En el marco empírico se aplican distintos métodos estadísticos para calibrar el modelo físico y estimar su error de estimación. Por último se aplica el método propuesto a un caso real de un yacimiento de gas de Argentina.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 La medición de producción

Sin lugar a dudas, la información acerca de cuánto gas, petróleo y agua produce cada pozo es vital para comprender lo que está ocurriendo en el reservorio, optimizarlo y realizar pronósticos. Existe una gran variedad de métodos para modelar y pronosticar la producción de un pozo, desde los más simples a otros más sofisticados. Pero todos necesitan datos de producción y cuanto mejor sea su calidad, mejor serán sus resultados. Por ejemplo, la técnica conocida como análisis de curvas declinatorias se basa en asumir un modelo matemático (exponencial, hiperbólico, etc) y ajustar este modelo a la historia de producción para luego hacer una extrapolación hacia el futuro. Otra técnica más compleja conocida como simulación numérica se basa en discretizar el reservorio en una serie de celdas y luego calcular el flujo de fluidos de una celda hacia las aledañas. Algunos de las celdas se conectan a pozos y de esta forma se simula la producción del yacimiento. El valor de esta técnica es escaso si no se cuenta con información de producción con la que ajustar el modelo.

Desde el punto de vista técnico, la complejidad en la medición radica en la dificultad de medir un flujo multifásico. Es decir, generalmente cada pozo produce un caudal de agua, gas y petróleo o condensado<sup>1</sup>. Medir cada una de estas fases por separado es simple, pero medir una mezcla de las tres fases es una tarea que acarrea una complejidad técnica importante. Por esta razón, los sistemas de medición más confiables se basan en la separación de los tres fluidos y luego en la medición individual de cada uno. Estos equipos son conocidos como separadores de control.

Existen también otras técnicas conocidas como mediciones multifásicas que apuntan a medir cada fase sin realizar una separación. En estas técnicas, el flujo se hace pasar a través de distintos sensores que usan un modelo matemático para inferir el caudal de cada fase. Sin

---

<sup>1</sup> En un yacimiento de gas suele condensar en superficie o en el pozo un hidrocarburo líquidos denominado condensado. De la misma manera, en un yacimiento de petróleo suele liberarse en superficie o en el pozo un gas denominado gas asociado. Por lo general se obtiene en superficie una fase gaseosa de hidrocarburo y otra líquida.

embargo, hasta el momento las técnicas de medición multifásica muestran un error de medición mayor que los separadores, especialmente para las fases que se encuentran en menor proporción. En el caso de un yacimiento de gas que produce condensado y agua, las mediciones de estas dos últimas suele tener un error importante con la técnica de medición multifásica.

La dinámica habitual consiste en medir en forma continua la producción total del yacimiento, al menos el gas y el petróleo que es lo que se vende. Comúnmente existen puntos de medición fiscal homologados donde se obtiene una medición fiable y continua de estos fluidos.

Ahora bien, un yacimiento puede tener varias decenas de pozos, por lo cual la información de la producción total es insuficiente para conocer el comportamiento del reservorio. Es necesario conocer la producción por pozo. Se recurre entonces a realizar controles esporádicos de cada pozo.

Existen dos formas de realizarlos: llevando un separador móvil al pozo o derivando la producción del pozo por un ducto paralelo que conduce a un separador fijo ubicado en alguna instalación central. En el primer caso el costo de operación es más alto, debido al requerimiento de personal para movilizar el equipo y a su menor eficiencia de utilización (mientras se moviliza no mide). En el segundo caso la operación es muy simple ya que solo hay que accionar una válvula para elegir qué pozo controlar, pero al requerir ductos construidos específicamente para el control requiere una mayor inversión. La opción más conveniente depende de las características de cada yacimiento. En los yacimientos con pocos pozos y una producción muy alta por pozo, suele convenir la opción centralizada. En el caso opuesto de muchos pozos con una baja producción por pozo lo óptimo suele ser un equipo móvil. En Argentina la mayoría de los yacimientos pertenecen al último tipo.

Es decir que la medición de producción requiere un equipo de cierta envergadura y un costo logístico asociado para realizar el recorrido por los distintos pozos del yacimiento. El costo del monitoreo suele ser una componente nada despreciable del costo operativo total de un

yacimiento. Estimaciones del autor sugieren que el costo de medición de producción suele estar entre un 5% y 15% del costo operativo total.

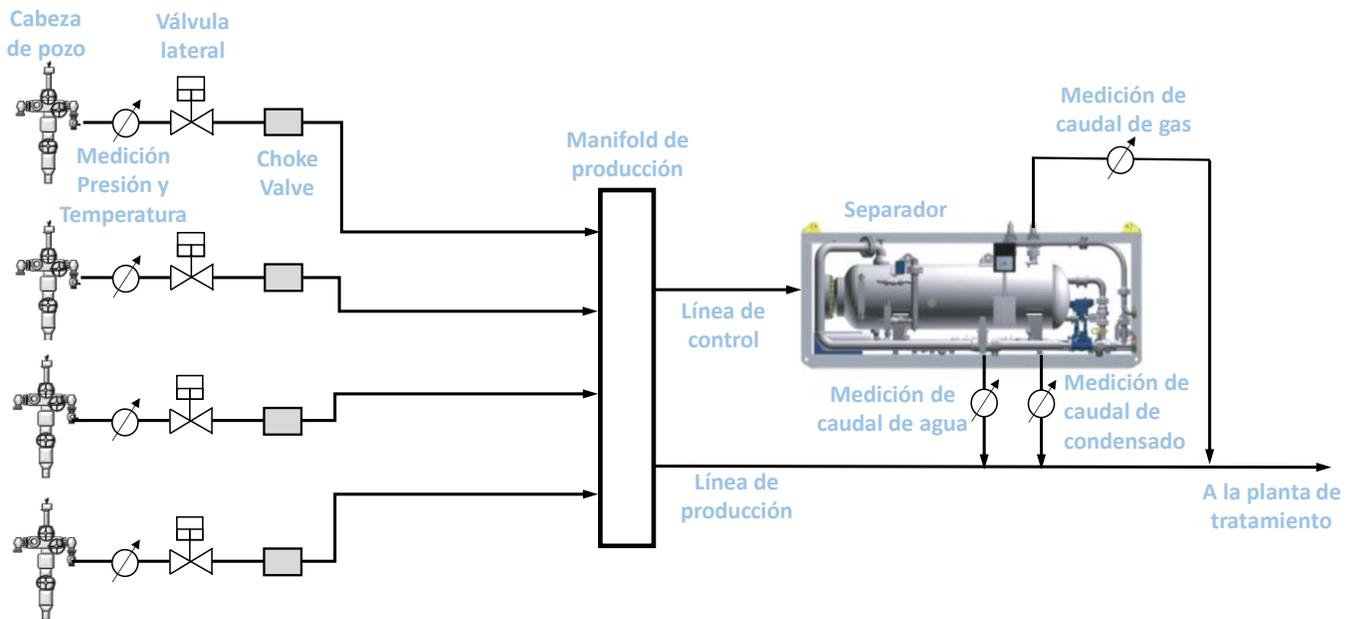
Adicionalmente al costo nada despreciable de la medición, es común observar valores anómalos generalmente relacionados con problemas en la eficiencia de separación o calibración de instrumentos de medición. La detección de la anomalía en la medición suele tardar cierto tiempo y para cuando fue detectada generalmente se han realizado una cantidad de mediciones anómalas que podrían haberse evitado con una detección temprana. Resulta entonces de valor contar con una herramienta de gestión de calidad que permita detectar tempranamente cuándo el proceso presenta algún desvío respecto de su operación normal.

Una técnica simple que suele aplicarse es la comparación del caudal medido con la última medición existente en dicho pozo. Cuando la diferencia supera cierto porcentaje se rechaza la medición. El problema de esta técnica es que frecuentemente las condiciones de producción cambian entre una medición y otra. Suele ocurrir que el pozo fue abierto un poco más o por el contrario fue restringido, y en ninguno de los dos casos la producción tiene por qué ser similar a la última medida. En estos casos, que suelen ser la mayoría, no es posible aplicar esta técnica.

El método propuesto en este trabajo involucra medir algún parámetro del pozo que tenga cierta correlación con la producción y, aunque esta medida no pueda considerarse como una medición de caudal, sí pueda utilizarse para evaluar la consistencia de la medición. En particular se propone medir la caída de presión en la válvula que regula el caudal. En función de las características de esta válvula y la caída de presión en ella, puede estimarse un rango de caudales posibles, es decir, consistentes con esta caída de presión. Si la medición con el equipo de separación arroja un valor que está fuera de este rango, se propone levantar una alarma que indique la inconsistencia de la medición. En base a esta alarma pueden establecerse criterios para detener e inspeccionar el equipo.

## 2.2 Principios de funcionamiento de un separador de control

En esta sección se pretende describir brevemente los elementos involucrados en el proceso de medición de caudal con un separador de control. La **Fig. 1** muestra un esquema de la instalación de superficie de un pad<sup>2</sup> de 4 pozos de gas.



**Fig. 1:** Esquema de una instalación de superficie durante la medición con separador de control.

El fluido ingresa al pozo en forma multifásica y asciende a través de este. Una vez que llega a la cabeza de pozo recorre el siguiente camino:

- Fluye a través de una rama lateral en la que suele medirse la presión y la temperatura.
- Atraviesa las válvulas laterales, que tienen como finalidad cerrar la rama lateral.
- Luego, el flujo atraviesa la válvula de estrangulamiento *choke valve*, que consiste en una pequeña sección con un orificio de menor diámetro que la tubería con la finalidad de controlar el caudal. Cuanto menor es el diámetro del orificio, menor será el caudal producido por el pozo. Luego se dirige hacia el *manifold*.

<sup>2</sup> Es común que los pozos se agrupen en superficie y compartan la misma locación, denominada pad.

- El *manifold* es un conjunto de válvulas y tuberías que se utiliza para derivar el flujo hacia donde sea requerido. En este ejemplo, ingresa al *manifold* el flujo de los cuatro pozos y luego, fijando la posición de las válvulas se elige qué pozo se envía al separador para ser controlado y cuál se envía directamente a la planta.
- El fluido del pozo que fue seleccionado para control pasa primero por unos sensores que vuelven a medir la presión y la temperatura y luego se dirige al separador.
- Ingresa al separador el flujo en forma multifásica y egresan de él las tres fases por separado. La Fig. 2 muestra un esquema de un separador horizontal trifásico, que son comúnmente los más utilizados. La separación ocurre por gravedad en estos equipos.
- Una vez separadas las tres fases, cada una fluye por una tubería distinta en la que se mide su caudal. El caudal de gas suele ser medido con una placa orificio o un medidor sónico. El caudal de condensado y agua suele ser medido con un medidor másico o tipo turbina.
- Una vez que los caudales son medidos, el flujo de las tres fases vuelve a unirse y reinyectarse en la línea que se envía a la planta junto con el flujo del resto de los pozos.

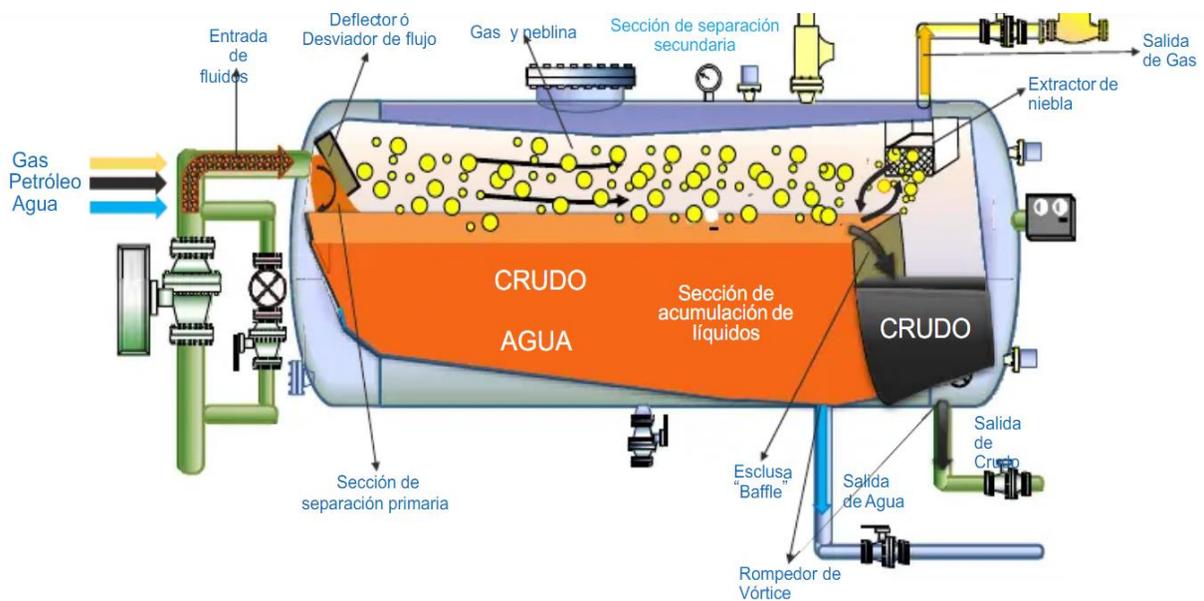


Fig. 2: Esquema de un separador horizontal trifásico

De todo el equipamiento mencionado, el único equipo que suele ser móvil es el separador con sus respectivos elementos de medición. El resto suele ser una instalación fija en la locación de cada pad. De esta manera, en cada campaña de mediciones, el separador móvil recorre distintos pads del yacimiento. En cada uno se conecta al manifold y secuencialmente se mide cada uno de los pozos del pad. Cada control suele durar en el orden de 24 horas. Una vez finalizada la medición de todos los pozos del pad se desmonta el equipo y se lo lleva al pad siguiente.

### 2.3 Modelo físico de estimación de caudal en función de la caída de presión en una restricción

Se pretende en esta sección describir un modelo que permita estimar el caudal que atraviesa una restricción en función del delta de presión. Existen dos enfoques para la obtención de este tipo de modelos, que si bien parecen opuestos, en realidad pueden complementarse. El primero sería un modelo enteramente físico con ecuaciones analíticas derivadas de la mecánica de fluidos. El segundo sería un modelo enteramente empírico, es decir un modelo estadístico que permita relacionar las variables, pero sin un conocimiento *a priori* de la física del problema. Los modelos físicos suelen tener un mejor desempeño cuando se tienen pocos datos o se conoce bien la física del problema. Por otro lado, los modelos empíricos suelen desempeñarse mejor cuando los datos son muy abundantes.

Ahora bien, ambos métodos pueden complementarse y desarrollarse un modelo físico que tenga correcciones con un modelo estadístico. De esta manera se logra combinar en un mismo modelo el conocimiento que se tenga de la física del proceso, que nunca es perfecto, con los datos disponibles, que siempre presentan algo de ruido. Este fue el enfoque elegido en esta tesis.

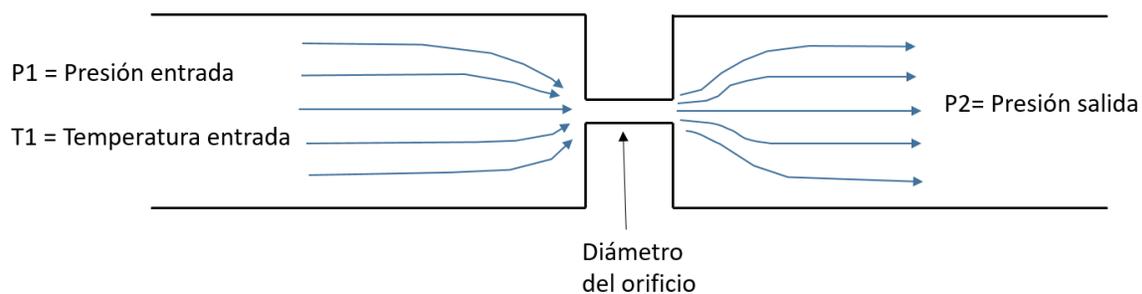
Si bien existe una variedad de modelos físicos que permiten estimar el caudal de fluido que atraviesa una restricción en función de las características de esta y el dato de la presión y temperatura de entrada y salida de ella, el más utilizado para restricciones tipo *choke valve* es el modelo de ELF<sup>(1)</sup>. Este modelo permite estimar el caudal de gas, tomando como inputs el

diámetro del choke, la presión de entrada y salida, la temperatura de entrada, la relación gas/condensado y la relación agua/gas. Adicionalmente se requiere conocer la densidad del gas.

El modelo fue desarrollado por Thomas K. Perkins y publicado en el año 1993. Se parte de la ecuación general de energía que es una extensión de la ecuación de Bernoulli y luego se deriva el modelo asumiendo las siguientes premisas:

- 1) La temperatura varía con la posición, pero en cada punto todas la fases comparten la misma temperatura.
- 2) La velocidad varía con la posición, pero en cada punto todos los componentes se mueven a la misma velocidad.
- 3) El factor de compresibilidad del gas es constante.
- 4) La compresibilidad de los líquidos es despreciable en comparación con la del gas.
- 5) Los cambios de elevación son despreciables.
- 6) El flujo es adiabático y sin fricción.

La **Fig. 3** muestra un esquema de la geometría y condiciones asumidas por el modelo. Como se mencionó anteriormente además de conocer la presión y temperatura de entrada y la presión de salida también es necesario conocer las relaciones de mezcla gas/condensado y gas/agua.



**Fig. 3:** Geometría de la restricción asumida en el modelo de ELF.

### 3. MARCO EMPÍRICO

En este capítulo se incorporan datos reales de un yacimiento de gas de Argentina con 914 controles de pozos. Primero se realizó una validación del modelo físico descrito en el capítulo anterior, comparando los caudales predichos por este modelo con los medidos en los controles. Luego se procedió a calibrar el modelo físico con los datos de campo mediante el uso de distintas herramientas estadísticas como regresión lineal y redes neuronales.

#### 3.1 Análisis exploratorio de los datos

En primer lugar, se realizó un control de calidad de la base de datos eliminando 23 controles que presentaban valores anómalos o donde había información faltante. La base de datos se redujo a un total 891 controles.

En segundo lugar, se realizó un análisis exploratorio de los datos para comprender la naturaleza de la distribución probabilística de cada variable y la interrelación entre ellas. La **Fig. 4** muestra el histograma de cada variable. Por cuestiones de confidencialidad, el caudal de gas ha sido normalizado a un rango entre 0 y 100. A continuación se resume un breve análisis sobre la distribución de estas variables:

**Diámetro del *choke*:** Es el diámetro de la restricción expresado en sesentaicuatroavos de pulgada. Cuánto más pequeño sea este diámetro, menor será el caudal. Puede observarse que la mayoría de los controles se dan en diámetros entre 10/64" y 30/64" que suele ser toda la secuencia de orificios con la que se realiza la apertura del pozo durante los primeros meses de vida. Como en este periodo la frecuencia de controles es muy alta, resulta lógico que gran parte de los controles pertenezcan a él. También se observa un pico de valores entre 38/64" y 50/64" asociado con los orificios por lo que quedan produciendo finalizado el periodo de apertura.

**Presión de entrada (P1):** Es la presión aguas arriba de la restricción expresada en libras por pulgada cuadrada (psi). Se observa una distribución bimodal, que puede interpretarse como la conjunción de dos distribuciones. Una de estas tiene una moda alrededor de 5500 psi y está

relacionada con el periodo inicial de producción, que si bien tiene una corta duración (de 3 a 6 meses), es cuando la frecuencia de controles es mayor. La otra distribución está relacionada con el periodo posterior, en que se ha generado cierta depletación en el pozo y la moda se ubica cercana a los 2000 psi.

**Presión de salida (P2):** Es la presión a la salida de la restricción, generalmente gobernada por la presión de línea del sistema de captación. Se observa una distribución truncada en un valor cercano a los 1500 psi. Este truncamiento se debe a que el límite operativo de la presión de línea es cercano a los 1500 psi y el sistema de seguridad cierra el pozo si se alcanza este valor.

**Relación gas/petróleo (RGP):** Es el cociente del caudal de gas dividido por el caudal de condensado expresado en  $\text{m}^3/\text{m}^3$ . En otras palabras, representa cuántos  $\text{m}^3$  de condensado se midieron por cada  $\text{m}^3$  de gas medido en cada control. Se observa una distribución con asimetría positiva compatible con una distribución lognormal.

**Relación agua/gas (RAG):** Es el cociente de caudal de agua dividido por el caudal de gas expresado en  $\text{m}^3/\text{km}^3$ . En otras palabras, representa cuántos metros cúbicos de agua se midieron por cada mil metros cúbicos de gas en cada control. Se observa una distribución con asimetría positiva compatible con una distribución lognormal.

**Caudal de gas normalizado (Qg):** Por cuestión de confidencialidad, los caudales de gas fueron normalizados a un rango entre 0 y 100. Se observa en el histograma una distribución con asimetría positiva compatible con una distribución lognormal.

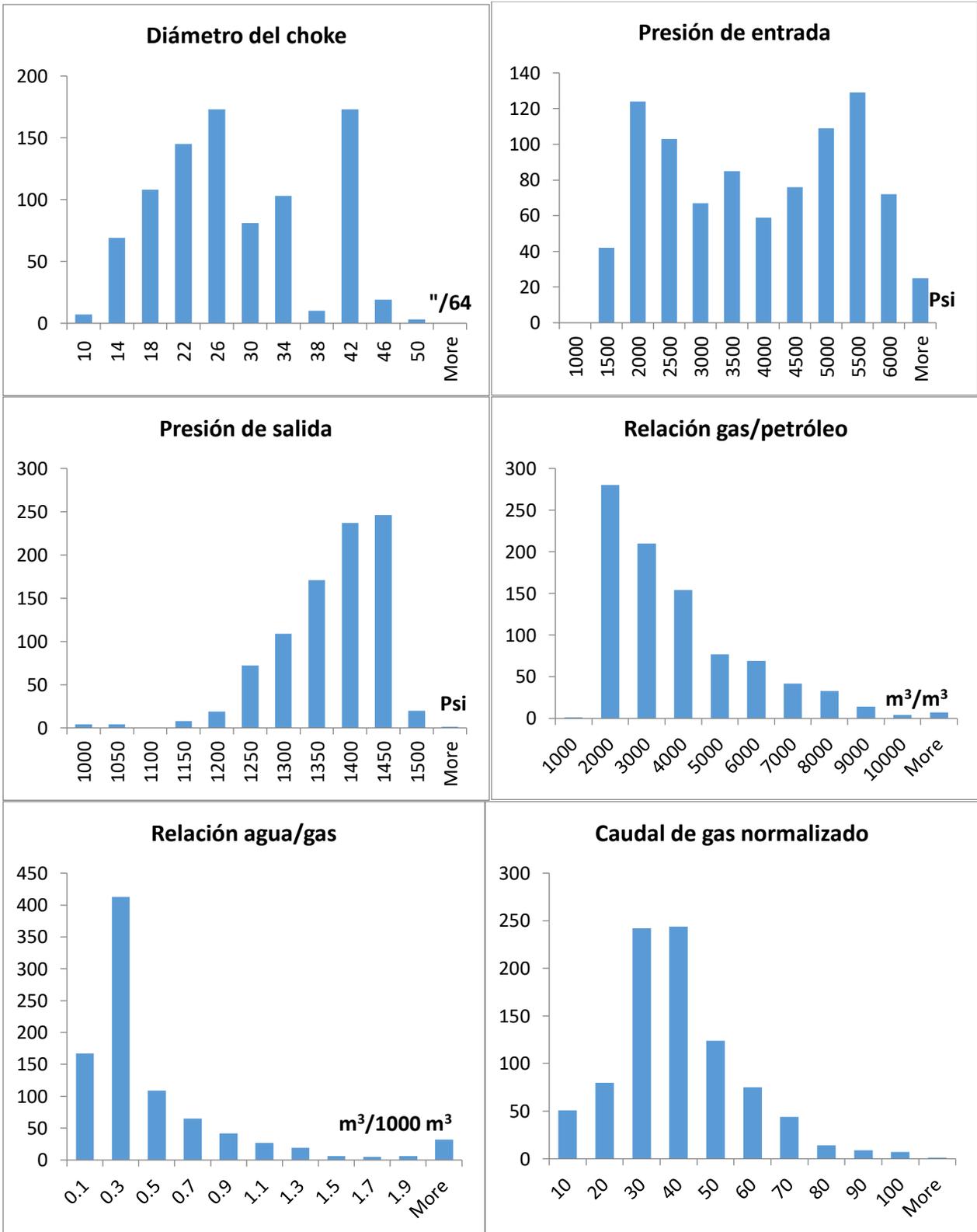


Fig. 4: Histograma de las variables del modelo de ELF.

Como parte del análisis exploratorio se estudió también la interrelación entre las variables. La **Tabla 1** muestra la matriz de correlaciones de las variables del modelo de ELF. Se observa que algunas variables presentan una interrelación importante:

	Choke	P1	T1	P2	RGP	RAG	Qg
Choke	1.00						
P1	- 0.89	1.00					
T1	0.47	- 0.42	1.00				
P2	0.44	- 0.20	0.13	1.00			
RGP	0.12	- 0.02	- 0.21	0.06	1.00		
RAG	- 0.21	0.19	- 0.06	- 0.01	- 0.16	1.00	
Qg	0.54	- 0.25	0.32	0.49	0.40	- 0.30	1.00

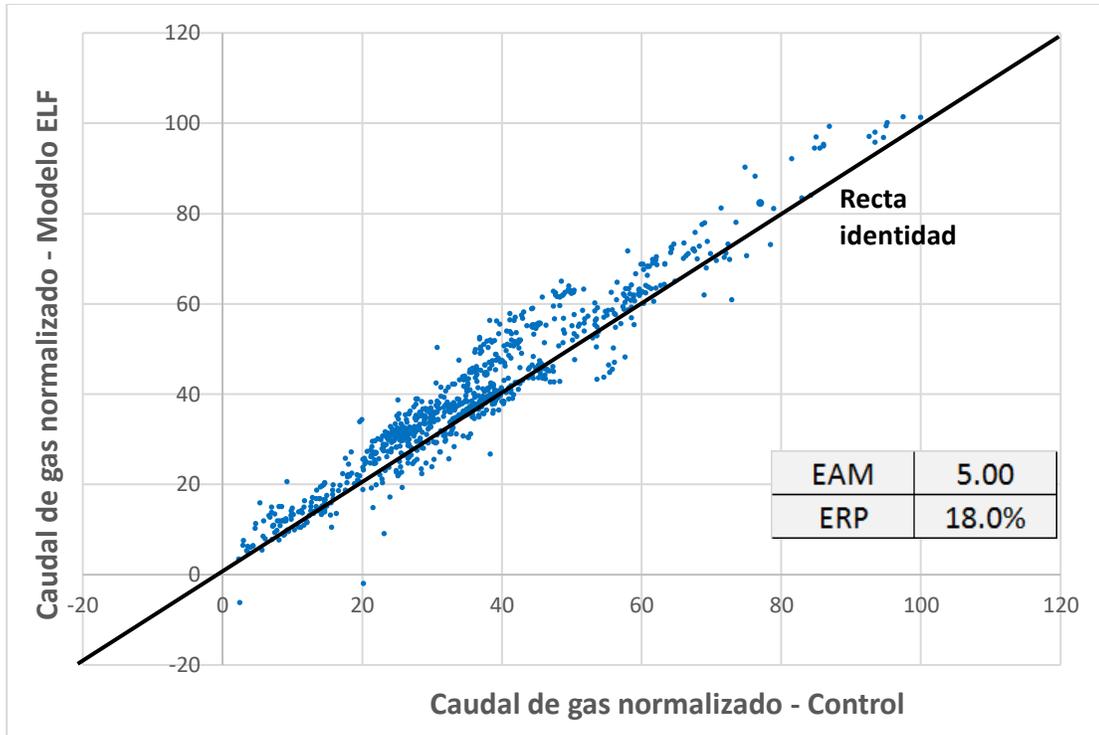
*Tabla 1: Matriz de correlaciones de las variables del modelo de ELF.*

A continuación se comenta brevemente las interrelaciones más significativas.

- Diámetro del choke y Presión de entrada: Se observa una correlación negativa muy alta. Este resultado es lógico por cómo se realiza la apertura de los pozos. En los periodos iniciales, donde la presión es muy alta, se comienza abriendo el pozo por un orificio muy pequeño. A medida que transcurren los días, se va aumentando el diámetro del orificio, y también va cayendo la presión por la depletación del pozo. De aquí surge una correlación negativa, donde a menor presión suele tenerse un orificio mayor.
- Caudal de gas y diámetro del orificio: La relación es obvia ya que el choke restringe el caudal.

### 3.2 Validación del modelo físico y error de estimación

Una vez comprendida la naturaleza de los datos y habiendo eliminado los datos anómalos se procedió a correr el modelo de ELF y comparar el caudal de gas estimado por este modelo con el caudal de gas medido en cada control (**Fig. 5**).



*Fig. 5: Performance predictiva del modelo de ELF. La recta a 45° representa lo que daría un modelo perfecto. Se muestran en la tabla los valores del Error Absoluto Medio (EAM) y error porcentual absoluto medio (ERP).*

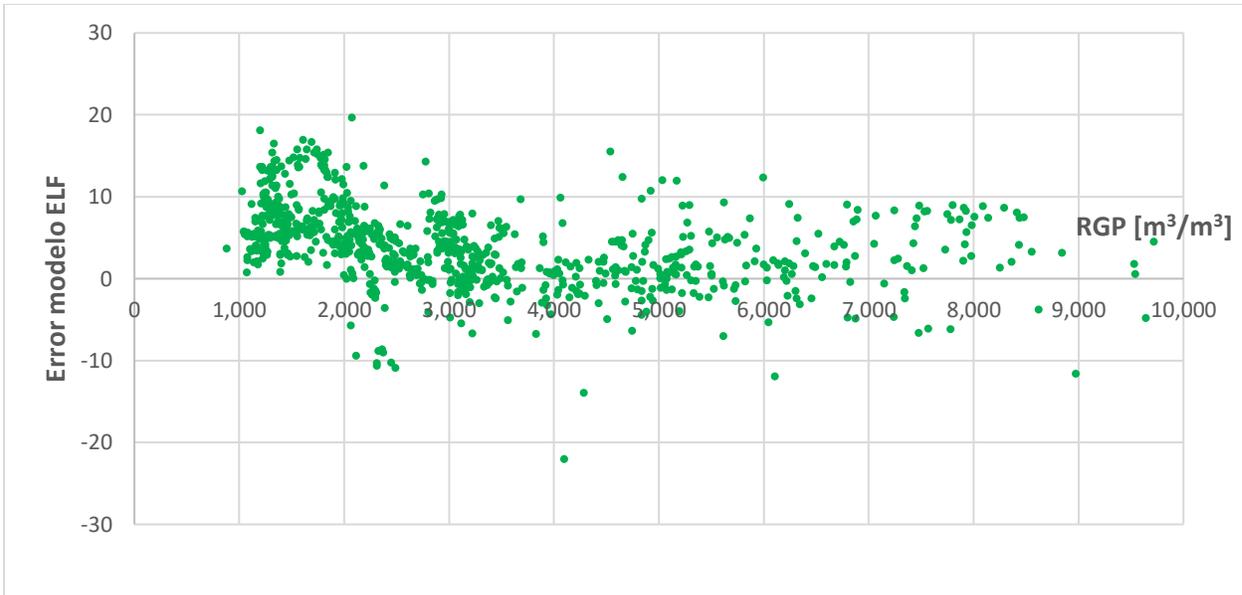
A simple vista, se observa una performance razonablemente buena del modelo ya que los puntos se ubican en la cercanía de la recta identidad. Resalta el hecho de que la mayoría de los puntos se ubican por encima de la recta, lo cual indica hay un pequeño sesgo en el modelo que tiende a sobreestimar los caudales. Esto implica que si se logra calibrar el modelo corrigiendo este sesgo podría reducirse el error de estimación.

Se observa también algunos puntos aparentemente anómalos en los que el caudal estimado de gas con el Modelo de ELF es negativo o cercano a cero. Esto ocurre cuando el pozo se encuentra en un estado de cierta depletación, la presión de cabeza (aguas arriba de la *choke valve*) es muy cercana a la presión de línea (aguas debajo de la *choke valve*). En estos casos la restricción que ocurre en la *choke valve* es pequeña. Siendo que el caudal se calcula en función de la diferencia entre estas dos presiones, el error de medición de los sensores comienza a tener un impacto significativo en el error de estimación del caudal. En consecuencia, la metodología presenta dificultades para utilizarse en pozos que se encuentran

con una presión de cabeza muy cercana a la presión de línea. Sin embargo, existen otros equipos que podrían cumplir una función parecida como por ejemplo medidores tipo V-cone. Estos medidores tienen como objetivo generar una pérdida de carga con una pequeña restricción y estimar el caudal en función de ella. Como están diseñados para este propósito permiten estimar el diferencial de presión con una precisión significativamente mayor.

A continuación, se estudió la relación entre el error de estimación y cada una de las variables del modelo, buscando si existía un sesgo con alguno de los inputs del modelo. Idealmente, el error debería tener una dispersión similar en todo el rango de cada variable, es decir que no debería existir una tendencia en el error.

En términos generales se observó algo muy cercano a esto para todas las variables excepto para la relación gas/petróleo (RGP). Puede observarse en la **Fig. 6** que para valores de RGP menores a  $2000 \text{ m}^3/\text{m}^3$  el modelo de ELF estaría sobreestimando los caudales de gas. En otras palabras, el modelo no estaría logrando capturar del todo bien la relación entre el caudal estimado de gas y la RGP. Esto también es indicativo que el error del modelo puede mejorarse a partir de una calibración con los datos de campo.

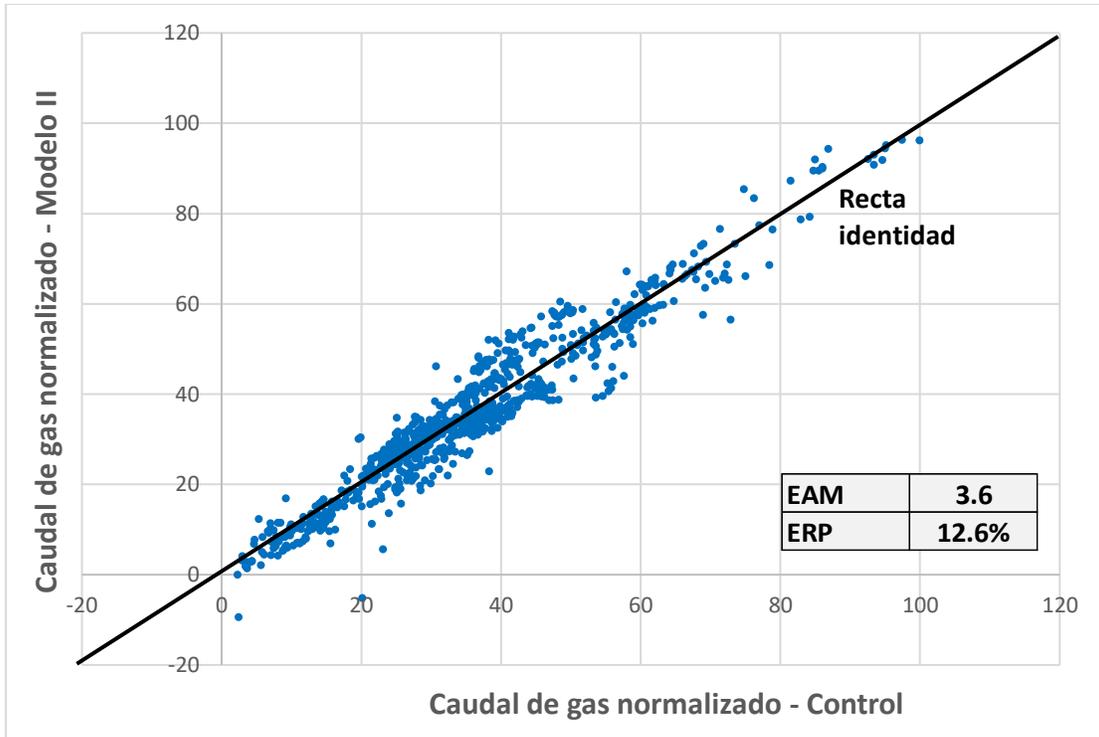


**Fig. 6:** Error del modelo de ELF en función de la RGP. Se observa que existe una mayor tendencia del modelo a sobreestimar los caudales para valores bajos de RGP.

### 3.3 Calibración Modelo II – Regresión lineal

Un método simple de calibración consiste en ajustar una regresión lineal utilizando el caudal medido como variable dependiente y el caudal estimado con el modelo de ELF como variable independiente. La ecuación 1 representa el modelo de calibración y la **Fig. 7** muestra la calidad del ajuste.

$$Q_{Modelo II} = a + b Q_{ELF} \dots\dots\dots(1)$$



*Fig. 7: Performance predictiva del modelo calibrado con regresión lineal. La recta a 45° representa lo que daría un modelo perfecto. Se muestran en la tabla los valores del Error Absoluto Medio (EAM) y error porcentual absoluto medio (ERP).*

Este método de calibración permite eliminar el sesgo general que tiene el modelo de ELF a sobreestimar lo caudales. Como puede observarse en la **Fig. 7** los puntos ahora se hallan equitativamente distribuidos hacia arriba y hacia debajo de la recta identidad permitiendo una reducción importante en los errores de estimación. El error absoluto medio (EAM) pasó de 5 a 3.6 mientras que el error relativo porcentual (ERP) del 18.0% al 12.6%. Aun así, este método no permite corregir el sesgo que tiene el modelo con alguna de las variables en particular como por ejemplo el hecho mostrado en la **Fig. 6** donde se observaba que el modelo de ELF no lograba capturar del todo correctamente la relación entre el caudal de gas y la RGP. Es probable entonces que exista margen para reducir aún más el error de estimación utilizando modelos de calibración más sofisticados.

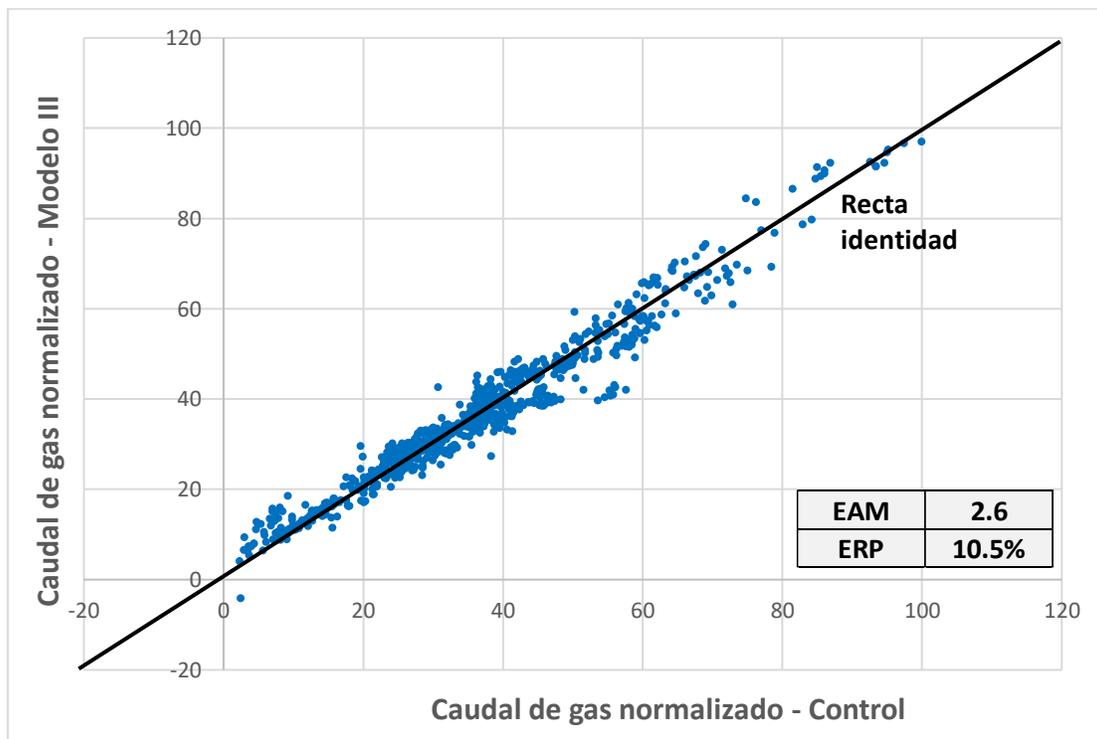
### 3.4 Calibración Modelo III – Transformación lineal a los inputs del modelo de ELF

La ecuación 2 representa el modelo utilizado. Se aplica una transformación lineal a cada variable del modelo de ELF antes de correr dicho modelo.

$$Q_{\text{Modelo III}} = Q_{\text{ELF}}(a_1 + b_1 P_1, a_2 + b_2 P_2, a_3 + b_3 T, a_4 + b_4 RGP, a_5 + b_5 RGA) \dots(2)$$

Si bien la transformación que se aplica a cada variable es lineal, el modelo de ELF no lo es, por lo tanto la obtención de los parámetros de calibración  $a_1, b_1, \dots, a_5, b_5$ , debe realizarse mediante métodos numéricos no lineales. Para realizar este ajuste se buscó minimizar la suma de los cuadrados de las diferencias entre el  $Q_{\text{Modelo III}}$  y el  $Q_{\text{medido}}$  utilizando un algoritmo de gradiente descendente.

La Fig. 8 muestra los resultados del modelo calibrado mediante este método resultando en una importante mejora en el error de estimación. El EAM pasó de 3,6 a 2,6 mientras que el ERP pasó de 12,6% a 10,5%.



**Fig. 8:** Performance predictiva del modelo calibrado con una transformación lineal de los inputs. La recta a 45° representa lo que daría un modelo perfecto. Se muestran en la tabla los valores del Error Absoluto Medio(EAM) y error porcentual absoluto medio(ERP)

### 3.5 Calibración Modelo IV – Corrección con Redes Neuronales

El método propuesto consiste en utilizar una red neuronal que tenga seis variables de entrada: los cinco inputs del modelo de ELF más el resultado que arroja el modelo de ELF para esos cinco inputs. Como resultado la red neuronal arrojará el valor del caudal de gas corregido. En otras palabras, se le dará a la red neuronal la información del resultado que arrojó el modelo de ELF sin calibración y todos los inputs de dicho modelo. La red neuronal deberá ser entrenada para corregir el modelo de ELF en función de las presiones, temperaturas, etc.

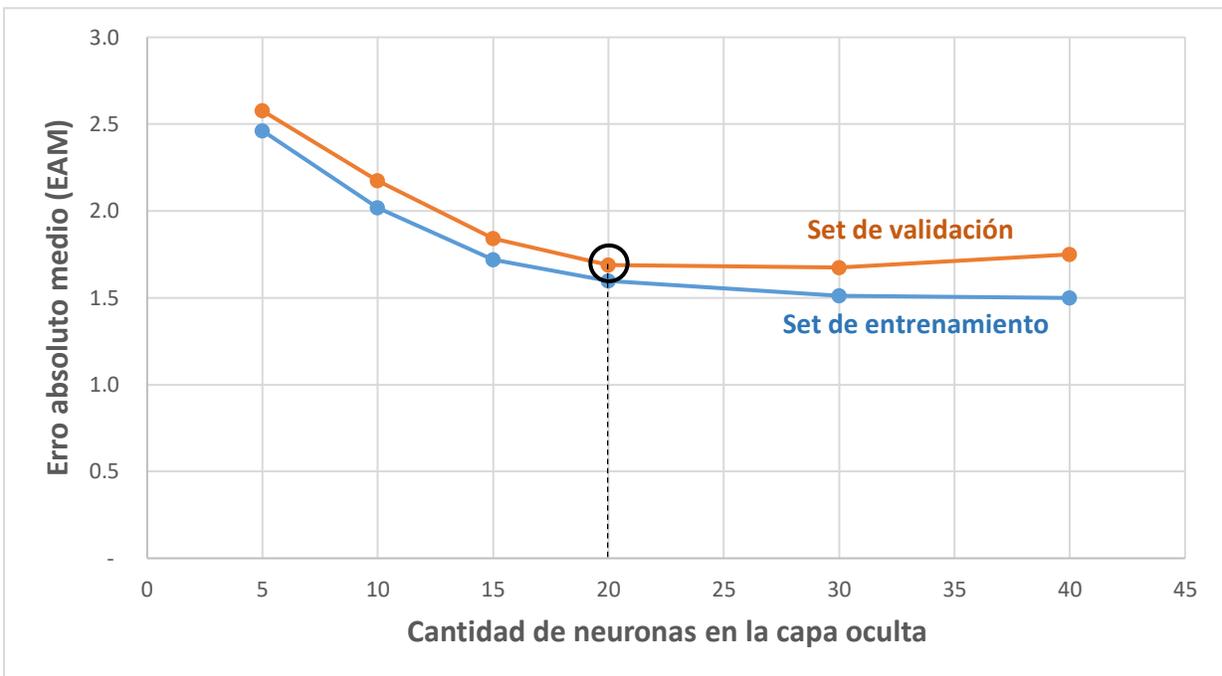
Para este fin se utilizó una red neuronal con una capa de neuronas ocultas. Todas las neuronas usaron una tangente hiperbólica como función de activación. El método de entrenamiento fue el de gradiente descendente utilizando el algoritmo conocido como *backpropagation* para estimar el gradiente.

Para obtener el modelo adecuado es necesario investigar la arquitectura óptima de la red neuronal. Considerando que se definió trabajar con redes de solo una capa de neuronas ocultas, el problema de la arquitectura se reduce a determinar la cantidad de neuronas que contiene esta capa. La resolución de esta problemática reviste de cierta dificultad ya que las redes neuronales al ser modelos más complejos pueden darse con más frecuencia efectos conocidos como *overfitting*. Este efecto se da cuando la complejidad de la red es muy grande en relación a la cantidad de datos que se tiene para entrenarla. En estos casos puede obtenerse un modelo que muestre un error de estimación muy bajo en el set de datos con el que fue entrenado, pero el error de estimación aumenta significativamente cuando se le presentan al modelo datos con los que no fue entrenado. Este punto requiere ser considerado a la hora de seleccionar la arquitectura de la red, ya que a mayor cantidad de neuronas, aumentan los grados de libertad del modelo y la probabilidad de incurrir en un efecto de *overfitting*.

Para evitar este efecto, un método comúnmente utilizado consiste en dividir el set de datos en dos subgrupos. El primer subgrupo es conocido como set de entrenamiento y suele tener entre el 70% y el 80% de los datos. Este set de datos será utilizado para entrenar distintos

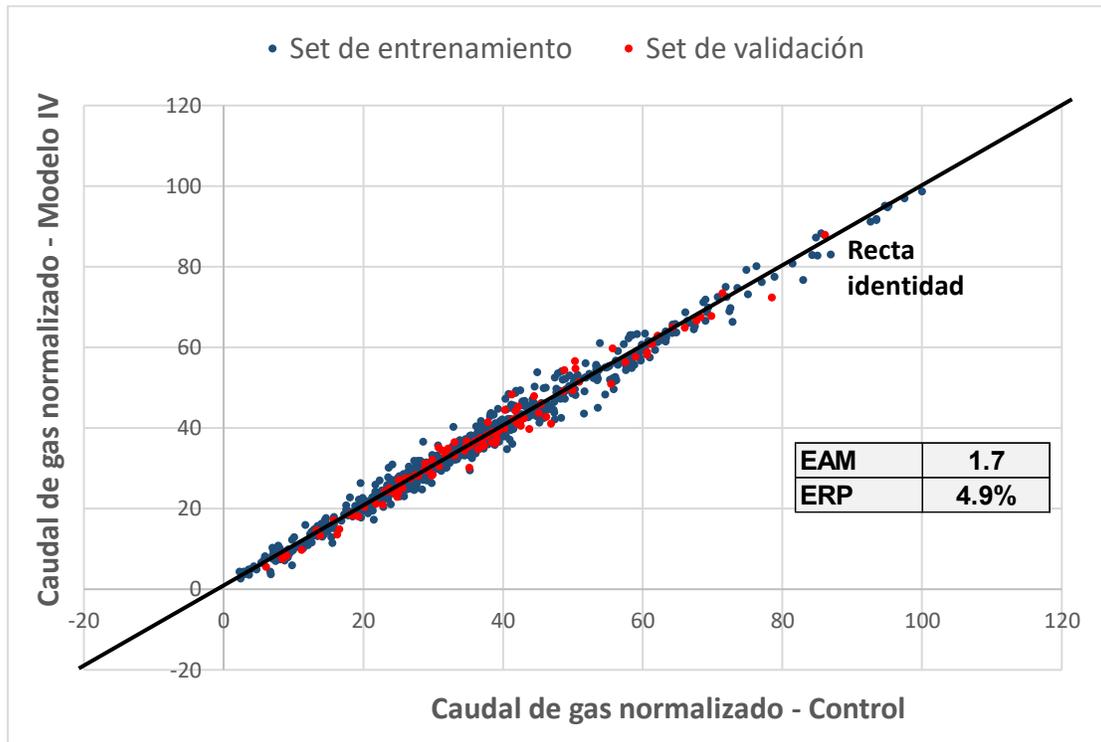
modelos con distinta cantidad de neuronas en la capa oculta. El segundo set conocido como set de validación se utilizará para comparar el error de estimación de cada modelo. La cantidad óptima de neuronas surgirá del modelo que minimice el error de estimación en el set de validación. De esta manera, como se comparan errores de estimación con set de datos que no fueron usados en el entrenamiento, se evita el efecto de *overtfitting*.

La Fig. 9 muestra el EAM para el set de entrenamiento y el set de validación en función de la cantidad de neuronas de la capa oculta. Lógicamente, el error del set de entrenamiento siempre disminuye a medida que aumenta la cantidad de neuronas, pero esto no implica que la calidad predictiva del modelo mejore. Puede observarse que la arquitectura que minimiza el error en el set de validación está constituida por 20 neuronas en la capa oculta. Esta fue la arquitectura seleccionada para el modelo de calibración.



**Fig. 9:** Selección de la arquitectura óptima de la red neuronal. Se grafica el EAM en función de la cantidad de neuronas para el set de entrenamiento y validación. Se concluye que 20 neuronas es el valor que minimiza el error en el set de validación.

La Fig. 10 muestran la calidad del ajuste en el set de entrenamiento y la calidad de predicción en el set de validación. Considerando como representativo del error los valores obtenidos del set de validación, se observa una notable reducción del error de estimación con respecto a los modelos anteriores.



*Fig. 10: Performance predictiva del modelo calibrado con una transformación lineal de los inputs. La recta a 45° representa lo que daría un modelo perfecto. Se muestran en la tabla los valores del Error Absoluto Medio(EAM) y error porcentual absoluto medio(ERP)*

### 3.6 Comparación de los modelos y conclusiones

Resumiendo lo realizado en esta sección, se generaron cuatro modelos distintos para calcular el caudal de gas que fluye a través de una restricción. El primero utilizó el model del ELF tal como fue desarrollado. En los siguientes tres modelos se utilizó una base de datos de 891 controles para calibrar el modelo de ELF con distintos métodos. En el modelo II se aplicó una transformación lineal al resultado del modelo de ELF, obteniendo los parámetros de ajuste mediante una regresión lineal. En el modelo III se aplicó una transformación lineal a las variables de entrada del modelo ELF y los parámetros de ajuste se obtuvieron con un

algoritmo de optimización no lineal. En el modelo IV se utilizó una red neuronal para corregir los resultados del modelo de ELF que fue entrenada utilizando algoritmos propios de este tipo de modelos.

La **Tabla 2** resume los errores de estimación de cada modelo. Puede apreciarse cómo se reduce el error a medida que se utilizan modelos de calibración más complejos. El modelo de redes neuronales muestra una performance superior al resto obteniendo un error de estimación menor a la tercera parte del error del modelo original de ELF. En virtud de ello resulta ser el modelo elegido para realizar el control de calidad de las mediciones con separador.

	<b>Modelo I</b>	<b>Modelo II</b>	<b>Modelo III</b>	<b>Modelo IV</b>
	<i>Modelo ELF</i>	<i>Regresión lineal</i>	<i>Multiplicadores</i>	<i>Redes neuronales</i>
Error Absoluto Medio	5.0	3.6	2.6	1.7
Error porcentual absoluto medio	18.0%	12.6%	10.5%	4.9%

**Tabla 2:** Resultados de los modelos y comparación

## 4. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

### 4.1 Descripción General

En el capítulo 2 se mencionó que el flujo de cada pozo atraviesa una *choke valve* utilizada para controlar el caudal. Esta consiste en una sección de un diámetro pequeño y se coloca dentro de un portaorificios. Es decir que el portaorificios queda fijo en la instalación del pozo, mientras que el *choke* es una pieza intercambiable. Normalmente se comienza produciendo con un orificio de diámetro pequeño para tener mayor control del caudal y a medida que transcurre el tiempo se va cambiando a orificios de mayores diámetros para aumentar el caudal.

Se mencionó también que la presión y temperatura se mide inmediatamente antes del ingreso de la *choke valve* y que también vuelve a medirse la presión y temperatura aguas abajo de esta. Si bien esta última medición no suele ocurrir inmediatamente después de la *choke valve*, puede considerarse que es así ya que las pérdidas de carga y temperatura entre la salida esta y el punto de medición suelen ser despreciables. Es decir que a fines prácticos se cuenta con el dato de presión y temperatura a la entrada y a la salida de la *choke valve*.

Por otro lado, el diámetro del *choke* también es un dato conocido. Es decir que se cuenta con toda la información disponible para estimar la caída de presión en la *choke valve* y este resultado puede usarse para corroborar que los caudales medidos en el separador sean consistentes. O también, aplicando el mismo concepto de otra manera, el dato de caída de presión puede utilizarse para estimar un caudal teórico y este compararse con el caudal medido. Si la medición se desvía significativamente del caudal teórico es posible que exista alguna inconsistencia que podría deberse a alguno de los siguientes puntos:

- 1) Problema de medición en alguna de las fases. Podría ser por mala eficiencia de separación o por mala calibración de instrumentos, por ejemplo.
- 2) Problema en el registro de presión y temperatura aguas arriba o abajo del *choke*.
- 3) Diámetro del orificio distinto al supuesto. Podría ser por erosión, incrustación o mal registro del orificio colocado.

En caso de identificarse una o una serie de inconsistencias consecutivas se plantea levantar una alarma para detener las mediciones y enviar el equipo a inspección.

#### 4.2 Metodología propuesta

Se propone el siguiente el flujo de trabajo:

1. Cada vez que se realiza un control con el separador móvil, se obtiene un valor de caudal de gas, condensado y agua. Se utilizan estos valores para estimar la relación gas/petróleo y la relación agua/gas en el momento del control.
2. Estos resultados alimentan el modelo IV (sección 3.5) junto con los valores de presiones a la entrada y salida de la restricción y la temperatura a la entrada. El modelo da como resultado un caudal de gas  $Q_{\text{modelo}}$ , que representa el caudal de gas teórico que sería compatible con el delta de presiones observado en la restricción.
3. Luego se compara el caudal de gas medido en el control  $Q_{\text{medido}}$  con el  $Q_{\text{modelo}}$ . Si esta diferencia es mayor que un determinado umbral, se dispara una alarma que indica una anomalía.
4. Una vez que se dispara la alarma, se deberá cambiar el *choke* por uno nuevo del mismo diámetro y realizar una inspección sobre la pieza extraída. También se deberá revisar la historia de registro de presiones y temperaturas aguas arriba y debajo de la restricción y analizar si se observan datos anómalos indicativos de un mal registro de alguna de las mediciones.
5. Finalizado el punto anterior se deberá repetir el ensayo en el mismo pozo que donde se disparó la alarma.
6. Luego se continuará con la campaña de mediciones con el separador móvil hasta que haya una cantidad determinada de mediciones que disparen la alarma en forma consecutiva. Cuando esto ocurra se detendrá la campaña de mediciones y se inspeccionará el separador y todos los equipos de medición.
7. Este procedimiento se repetirá en cada campaña de mediciones y al finalizar cada una se utilizarán los datos de los controles en los que no haya dudas sobre la confiabilidad de las mediciones para alimentar la base de datos con la que se calibra el modelo.

### 4.3 Criterios de detención

Para completar la definición del procedimiento es necesario determinar dos cuestiones: cuál será la diferencia umbral entre  $Q_{\text{medido}}$  y  $Q_{\text{modelo}}$  a partir del cual se disparará la alarma y con cuántos pozos consecutivos que disparen alarma se detendrán las mediciones. Ambos puntos deben determinarse considerando un criterio económico que pondere el costo de tener el equipo en *stand-by* mientras es inspeccionado con el costo de una medición incorrecta. Se recurrió a una simulación de Montecarlo para optimizar ambos criterios. La simulación se basó en las siguientes premisas:

- Se considera que el sistema de medición puede encontrarse en cada momento en uno de los siguientes dos estados: (1) correctamente calibrado y (2) medición sesgada.
- Se asumió que el sistema comienza a trabajar en el estado (1) y que, luego de una determinada cantidad de controles, ocurre un evento de descalibración en el cual se produce un cambio de estado del sistema al estado (2).
- A partir de que se produjo el cambio de estado, el sistema continúa en estado (2) hasta que se detiene la medición y se inspecciona el equipo.
- En cada control se estima la diferencia ( $Q_{\text{medido}} - Q_{\text{modelo}}$ ). Cuando esta supera un valor umbral ( $D_u$ ) se dispara una alarma.
- Cuando la cantidad de alarmas consecutivas que se dispararon supera un umbral ( $C_u$ ), se detiene la medición y se inspecciona el equipo.
- Luego de la inspección, el sistema vuelve al estado (1) y continúa realizando controles.
- En cada control se incurre en un costo que depende del estado del sistema en ese momento. Si el sistema se encuentra en estado (1) se incurre en un “costo de medición correcta”, mientras que si se encontraba en estado (2) se incurre en un “costo de medición incorrecta”.
- Por cada inspección realizada se incurre en un “costo de inspección y calibración de instrumentos”.

- Al cabo de 100 controles se calcula el “costo total” como la suma del “costo cada control” (costo de medición correcta o costo de medición incorrecta) y el “costo de inspección y calibración de instrumentos”.
- La función de optimización es buscar los valores de  $D_u$  y  $C_u$  que minimicen el costo total.

A continuación, se describe el modelado que se dio a cada variable en la simulación de Montecarlo:

- Se asumió que la duración hasta que ocurre un evento de descalibración tiene distribución exponencial de media  $1/30$  controles.
- Se asumió que la diferencia entre  $Q_{\text{medido}}$  y  $Q_{\text{modelo}}$  ( $D$ ) es la suma de dos términos  $\varepsilon_1$  y  $\varepsilon_2$ . El primero representa la diferencia entre  $Q_{\text{medido}}$  y  $Q_{\text{modelo}}$  que ocurre cuando el sistema funciona normalmente, es decir cuando se encuentra en estado (1). Se modeló  $\varepsilon_1$  con una distribución normal de media cero y desvío estándar  $\sigma_{\text{modelo}}$ , siendo  $\sigma_{\text{modelo}}$  el desvío estándar de los residuos obtenido en la sección 6.5 para el set de validación. Por otro lado, el término  $\varepsilon_2$  representa el sesgo de medición del sistema cuando no funciona correctamente, es decir cuando se encuentra en estado (2). Se modeló  $\varepsilon_2$  con una distribución normal de media cero y desvío estándar 10. Una diferencia importante entre  $\varepsilon_1$  y  $\varepsilon_2$  es que para  $\varepsilon_1$  se simula un valor independiente en cada control, mientras que el valor de  $\varepsilon_2$  es el mismo para todos los controles desde que ocurre el evento de descalibración hasta que se detienen las mediciones y se realiza la inspección.
- En cuanto a los costos, se estimó en 7.000 u\$s el costo operativo de cada control. Ahora bien, el beneficio de cada control depende del estado en el que se encuentre en el sistema. Cuando se encuentra en estado (1), el valor de la información obtenida genera un beneficio que de mínima debería superar el costo operativo del control (ya que de lo contrario no se decidiría realizar los controles). Cuando el sistema se encuentra en estado (2), el beneficio del control es nulo o incluso puede ser negativo, ya que tomar información falsa por verdadera puede

ser más nocivo que la ausencia de la información. En primera instancia se consideró que el beneficio de la medición en estado (1) es igual al costo operativo de la misma y que el beneficio de la medición en estado (2) es igual a cero. Así las cosas, cuando se realiza una medición en estado (1), el costo neto del control es nulo, ya que el beneficio iguala al costo operativo. Cuando se realiza una medición en estado (2), el costo neto es de 7.000 u\$s.

- Se asumió un costo de 50.000 u\$s por inspección y calibración de equipos, que incluye el costo de oportunidad del tener el equipo en stand-by.

Considerando de estas premisas se realizó una serie de simulaciones de Montecarlo para distintos valores de  $D_u$  y  $C_u$ . En cada simulación se repitieron 10.000 iteraciones. La Fig. 11 ilustra un flujograma con el proceso de simulación.

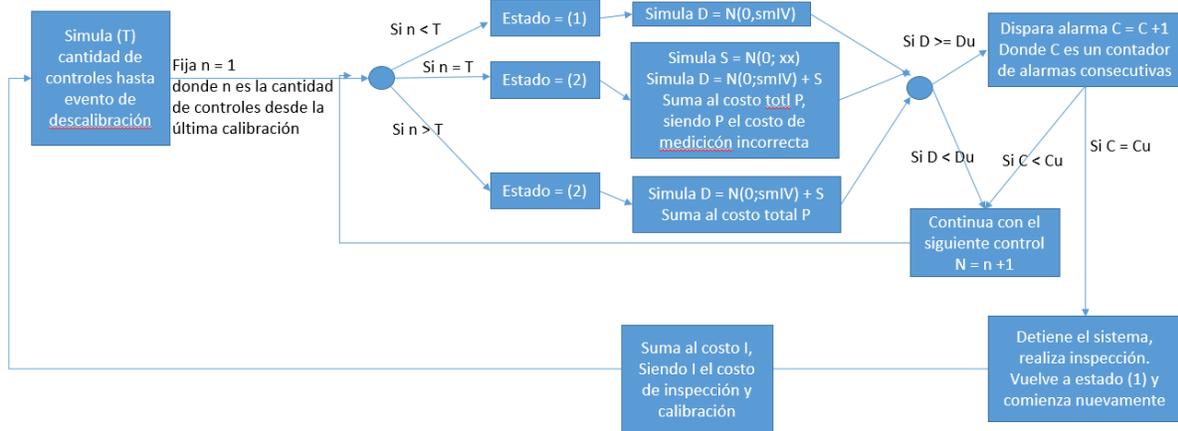


Fig. 11: Flujograma de la simulación de Montecarlo para optimizar los criterios de detención del equipo de medición.

En primer lugar, se fijan los valores de  $D_u$  y  $C_u$  para esa corrida. Estos valores se mantendrán en las 10.000 iteraciones de cada corrida.

Luego, se simula la cantidad de controles que transcurrirán hasta que ocurra un evento de descalibración (T).

A continuación, se comienza a simular el primer control, fijando el valor de  $n$  en 1. Primero se chequea el estado del sistema. Si  $n$  es menor a  $T$ , todavía no ocurrió un evento de descalibración y el sistema se encuentra en estado (1). En ese caso se simula la diferencia  $Q_{\text{medido}} - Q_{\text{modelo}}$  ( $D_1$ ). Si  $n$  es igual a  $T$ , se simula primero el sesgo de medición ( $S$ ), es decir, un error de medición que se incorporará a todos los controles subsiguientes. Si  $n$  es mayor o igual a  $T$ , la diferencia  $Q_{\text{medido}} - Q_{\text{modelo}}$  ( $D_n$ ) se calcula sumando la variabilidad propia del modelo con el sesgo.

Una vez simulado el valor de la diferencia  $D_1$  se lo compara con el valor umbral definido  $D_u$  al comenzar la simulación. Si la diferencia es menor al umbral se avanza al siguiente control  $n = 2$ . En caso de que  $D_1$  sea mayor a  $D_u$  se dispara la alarma. A continuación, se revisa la cantidad de alarmas consecutivas que se han disparado ( $C$ ). Si esta cantidad es menor que el valor umbral ( $C_u$ ) definido al comienzo de la simulación, se continua con el siguiente control. Si  $C$  es igual a  $C_u$  se detiene la campaña de mediciones y se envía a inspeccionar el equipo. En ese caso se incurre en un costo de inspección y mantenimiento. Una vez inspeccionado el equipo se vuelve a comenzar el proceso.

La definición del parámetro umbral  $D_u$  puede realizarse en términos absolutos o también expresarse del nivel de confianza asociado. Si el sistema de medición funciona normalmente, la diferencia entre  $Q_{\text{medido}}$  y  $Q_{\text{modelo}}$  debería tener una distribución normal de media cero y desvío estándar  $\sigma_{\text{modelo}}$ , siendo este último el desvío estándar de los residuos del modelo IV. Es decir que  $D_u$  puede calcularse como:

$$D_u = z_{\alpha/2} * \sigma_{\text{modelo}}$$

Donde  $z$  es la inversa de la distribución normal estandarizada y  $\alpha$  el nivel de significancia.

Puede asociarse entonces  $D_u$  con un nivel de confianza  $(1-\alpha)$ . Por ejemplo, si el nivel de confianza es 0,8 entonces  $z_{0,1}$  es 1,28. Considerando que  $\sigma_{\text{modelo}}$  es 2,53, el valor resultante de  $D_u$  es 3,24. Es decir que de elegir este valor como umbral, mientras el sistema funciona normalmente, en un 80% de los controles la diferencia entre  $Q_{\text{medido}}$  y  $Q_{\text{modelo}}$  debería ser

menor al umbral. Por otro lado, existiría un 20% de los controles en los que se levantaría una falsa alarma.

La Fig. 12 muestra los resultados de la simulación ilustrando cómo varían los costos de mediciones erróneas y de mantenimiento en función del nivel de confianza ( $1-\alpha$ ) utilizado para calcular el umbral  $D_u$ . A medida que aumenta el nivel de confianza se reduce la cantidad de alarmas que se disparan y, en consecuencia, aumenta el costo de mediciones incorrectas y disminuye el costo de mantenimientos. Puede observarse que existe un valor óptimo del nivel de confianza (0,85), que logra balancear ambos costos y minimizar el costo total.

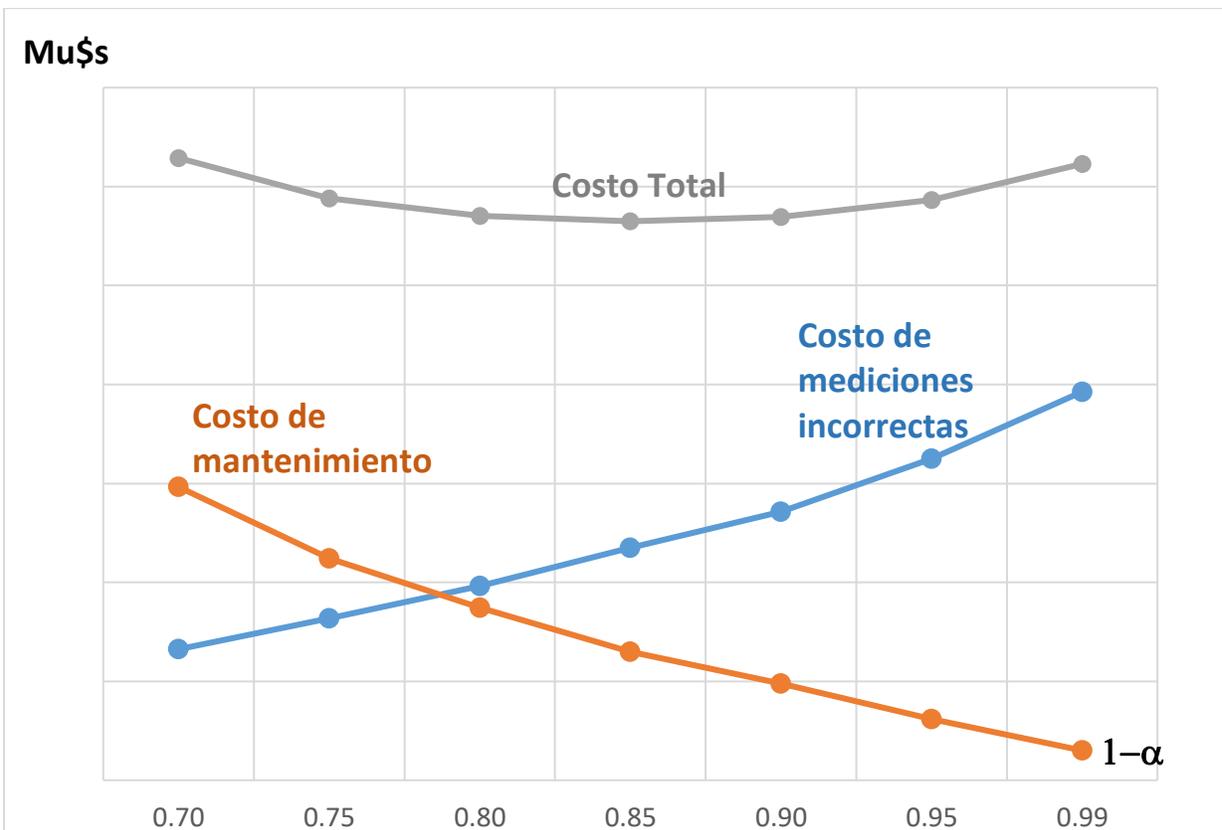


Fig. 12: Resultados de la simulación de Montecarlo. Costos de mantenimiento y costo de mediciones incorrectas en función de los límites de control.

La corrida mostrada en la Fig. 12 se realizó para el caso de  $C_u$  igual a 3, es decir, que las mediciones se detienen cuando se detectaron tres alarmas consecutivas. Para optimizar

ambos criterios realizaron una serie de corridas con distintos valores de  $C_u$  y  $1-\alpha$ . La **Tabla 3** muestra el costo total en función de los valores de  $C_u$  y  $1-\alpha$  utilizados. Puede observarse que para obtener el mínimo costo el nivel de confianza es de 0,95 y el de  $C_u$  2. Esto implica que los límites LSC y LIC pueden calcularse multiplicando  $\sigma_{\text{modelo}}$  y  $Z_{0,025}$  cuyo valor es 1,96. Es decir que los límites de control se extienden más menos dos desvíos estándar de la predicción del modelo.

$1-\alpha$ / $C_u$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0.70	1242	489	318	286	287	297	306	312	321	327
0.75	1100	418	297	283	289	300	307	317	323	329
0.80	948	361	282	281	293	304	310	320	326	329
0.85	785	315	275	285	298	307	315	323	329	333
0.90	610	283	277	291	304	313	320	327	333	337
0.95	421	269	285	302	312	319	326	332	337	340
0.99	297	283	305	317	324	331	337	341	346	351

**Tabla 3:** Costo total en función de la longitud de los límites de control expresada por el parámetro  $a$  y la cantidad de alarmas consecutivas necesarias para decretar que el proceso está fuera de control ( $C_u$ ).

Resumiendo este capítulo, en primer lugar se describió el procedimiento propuesto para realizar el control de calidad y luego se analizaron los criterios indicativos de que el proceso está fuera de control. Se concluyó que para el caso en cuestión, lo recomendable es que el nivel de confianza de los límites de control sea de 0.95 y que las mediciones se detengan cuando ocurren dos eventos consecutivos fuera de este rango.

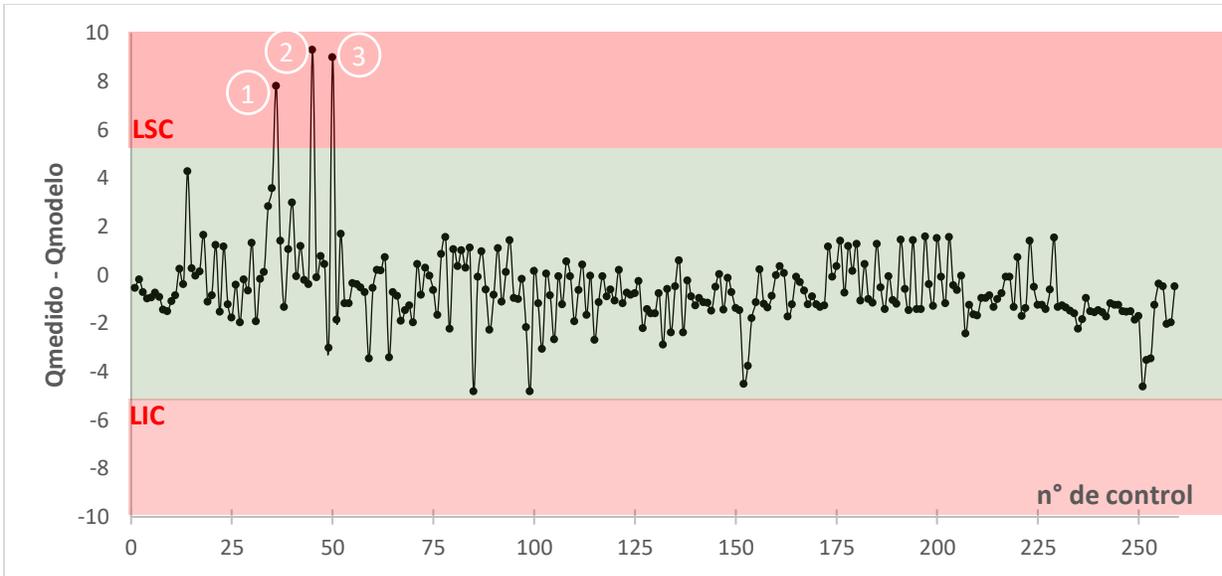
#### 4.4 Aplicación a caso real

En esta sección se pretende aplicar el flujo de trabajo desarrollado a un caso real y extraer conclusiones sobre el funcionamiento de la metodología. Para ello se utilizó un set de datos de un ensayo extendido que se realizó en un pad del mismo yacimiento del que se obtuvieron los datos para calibrar los modelos. Este ensayo se extendió por 260 días y durante este periodo el equipo de medición estuvo fijo en la locación controlando secuencialmente la producción de los tres pozos del pad (A, B y C). Si bien la metodología desarrollada no estaba implementada en aquel momento, el caso es útil para analizar qué tipo de respuestas se hubieran obtenido en caso de aplicarla con los criterios de detención establecidos. Es decir,

¿qué alarmas se hubieran disparado? ¿se hubiera detenido el proceso de medición en algún momento? ¿en caso afirmativo, hubiera sido una decisión correcta o incorrecta?

La **Fig. 13** muestra el gráfico de control obtenido para el caso de aplicación. El eje de ordenadas representa la diferencia entre el caudal de gas medido en el control con el caudal de gas calculado por el modelo. Los límites de control LSC y LIC se estimaron tal como fue descrito en el capítulo anterior como resultado  $LSC = 4,97$  y  $LIC = -4,97$ . De haber estado implementada la metodología cada vez que un control cayó dentro de la zona roja debió haberse disparado una alarma.

En líneas generales se observa que el proceso se mantuvo en control con mediciones estables obteniendo valores muy cercanos a los estimados por el modelo. Se resaltan también los puntos (1), (2) y (3) como datos anómalos en los que debió haberse disparado una alarma. Sin embargo, en ningún momento se debieron haber detenido las mediciones, ya que el criterio establece que 2 alarmas consecutivas son necesarias para ello. A la luz de como evolucionaron las mediciones a posteriori de estos eventos, puede concluirse que efectivamente no era conveniente detener el proceso y los eventos de alarma fueron más bien anomalías, retornando luego a mediciones consistentes con los parámetros del pozo. Es decir que luce sensato el criterio establecido en cuanto a que deban dispararse dos alarmas consecutivas para la detención del proceso. En caso contrario, de haberse detenido con una sola alarma, se hubiera incurrido en un costo de inspección y calibración innecesario ya que el proceso no se encontraba fuera de control.



**Fig. 13:** Gráfico de control para caso de aplicación. Se grafica la diferencia entre el caudal medido y el estimado por el modelo en función de delta de presión en el choke. La zona sombreada en rojo indica dónde se dispararían las alarmas.

Si se revisan con más detalle los 3 eventos de alarma puede plantearse que la anomalía posiblemente haya estado ocasionada por un problema en el *choke* colocado. El evento (1) fue generado por una medición en el pozo C pasando por un *choke* de 18/64". Los eventos (2) y (3) fueron generados en el pozo B pasando por un *choke* de la misma geometría. Es posible que la pieza de *choke* de 18/64" haya sido erosionado en el pozo C y por tal razón el pozo en realidad estuviera produciendo un caudal mayor al calculado por el modelo en el evento (1). Si bien existe un juego de *chokes* para cada pozo del pad, no sería extraño que el mismo *choke* erosionado se haya colocado luego en el pozo B ya que cuando se generaron los eventos (2) y (3) el pozo C se encontraba produciendo por 20/64". Con posterioridad al evento (3) también se pasó el pozo B a 20/64" y se retornó a la normalidad de las mediciones. Es decir que es probable que los 3 eventos de alarmas se hubieran debido a un problema en el *choke* sin identificar. Lamentablemente no hay registro de cuál fue la pieza colocada en cada pozo para confirmar esta hipótesis. Solamente se cuenta con el registro de los tamaños de *chokes* que había en cada pozo en cada momento.

Si esta hipótesis fuera correcta, de haberse aplicado la metodología propuesta en esta tesis este problema podría haberse detectado ya que con cada alarma debería dispararse un procedimiento de cambio de *choke* por otro de la misma geometría y repetir la medición. Así las cosas, se podría haber detectado la erosión luego del evento (1) y no utilizarse ese *choke* para el pozo B.

Se puede concluir de esta aplicación que de haberse implementado la metodología propuesta luego de 260 controles no se hubiera detenido el proceso innecesariamente en ningún momento mientras que sí se hubieran disparado algunas alarmas que podrían haber sido útiles para identificar una posible erosión en un *choke*.

## 5. CONCLUSIONES

Se concluye que efectivamente se ha logrado desarrollar una herramienta de gestión de calidad del proceso de medición de caudal que mejora la información adquirida y agrega valor para la toma de decisiones.

El modelo de ELF resultó efectivo para detectar inconsistencias en la medición. La calibración de este modelo con datos del campo en el que se pretende implementar el método permitió mejorar la precisión y reducir el rango entre LSC y LIC. Esto permite lograr una mayor precisión en la detección de anomalías.

Se compararon tres métodos distintos de calibración y se concluyó que el más efectivo es el de redes neuronales por presentar el menor error en un set de testeo.

También se estudiaron distintos criterios de detención del proceso desde un punto de vista económico y se concluyó que lo más conveniente es utilizar un intervalo de confianza de un 95% para las bandas LSC y LIC y esperar a que se disparen dos alarmas consecutivas para detener el proceso de medición.

Finalmente, la aplicación a un ensayo extendido de 260 controles mostró que estando el proceso en control no se dispararon falsos eventos de detención. Sí se observó que se hayan disparado algunas alarmas que podrían haber ayudado a identificar desvíos en los chokes utilizados.

Se concluye que la metodología propuesta cumple con su objetivo primario logrando reducir la frecuencia de mediciones incorrectas y obtener mejor información para el análisis de producción y toma de decisiones. Adicionalmente a este objetivo primario, la aplicación al caso real también muestra que la herramienta podría mejorar la eficiencia del mantenimiento de pozos detectando tempranamente problemas en los *chokes*. Esto permitiría reducir también el costo operativo relacionado con recorredores de pozo e inspección de materiales.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- 1 – Howard B. Bradley, “Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers, 1987.
- 2 – Arps, J.J., “Analysis of Decline Curves”, AIME, 1945.
- 3 – Duong, A., “Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs”, SPE-137748-PA, 2011.
- 4 – Valkó, P., “Assigning value to stimulation in the Barnett Shale: a simultaneous analysis of 7000 plus production histories and well completion records”, SPE-119369-MS, 2009
- 5 – Aziz K. y Settari A., “Petroleum Reservoir Simulation”, Applied Science Publishers LTD, 1979.
- 6 – Ortiz Afanador, J., Velosa Chacón, J., “Fundamentos de la Medición de Gas Húmedo”, Revista Met&Flu, 2010.
- 7 – Ramírez Sabag, J., “Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros”, Reverté, 2015.
- 8 – Requena y Rodriguez, “Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos”, Tesis de grado Universidad central de Venezuela, 2006.
- 9 - Arnold K. y Stewart M, “Surface Production Operations”. Volumen 1. Houston, Texas. Gulf Publishing Company, USA, 1991
- 10 – T. K. Perkins, “Critical and subcritical flow of multiphase mixtures through chokes”, SPE-20633, 1990.
- 11 – Rojas R., “Neural Networks – A Systematic Introduction”, Springer, 1996.