

Modelado Del Comportamiento del Influjo De Gas En Pozos Verticales En Operaciones De
Perforación Y Workover A Través De Una Herramienta Computacional

Juan Daniel Esteban Rincón Acevedo

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Fernando Enrique Calvete González

Magíster en Informática

Codirector

Gustavo Andrés Valle Tamayo

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Primero que todo a DIOS, que sin El nada es posible.

A mi madre, mi amor de toda la vida, mi principal inspiración en todos estos años y ser la mejor madre que hubiera podido tener.

A mi padre por su entrega, cariño y sabiduría que solo los años pueden dar.

A mis tías Teresa, Imelda y Erika, que han sido como mamás para mi toda la vida.

A Alex y Fabián, por ser como mis hermanos desde pequeño.

A Mariana y Paula, mis dos amores chiquitos que se me están creciendo.

A Lizeth, por quererme y ser incondicional todos los días.

Al Doc, que se fue antes de poder compartir con él este triunfo.

Agradecimientos

A Fernando, director de este proyecto y gran amigo.

A Erik y Eduardo, por las sonrisas y compañía estos años.

A los ingenieros Emiliano Ariza y Néstor Saavedra, por sus aportes como calificadores de este proyecto.

A las personas del Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos que dieron su grano de arena para que este proyecto fuera una realidad.

A Jota, Junior, Sebas, Kevin, Ricardo y Pablo, por darme ánimos siempre.

A Cristian y Nelson, por los momentos compartidos tantos años.

A todos mis compañeros con los que compartí todos estos años y me dieron su apoyo.

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Generalidades del Control de Pozo	18
2.1 Principios de la presión	19
2.2 Presión Hidrostática	19
2.3 Presión de Formación	21
2.3.1 Cálculo de la presión de formación.	21
2.4 Presión de Formación Normal.	26
2.5 Presión de Formación Anormal	27
2.6 Presión de fractura	28
2.7 Control Primario	28
2.8 Detección de las arremetidas	29
2.8.1 Cambios en la Velocidad de Perforación.....	29
2.8.2 Cambios de Volumen.....	29
2.8.3 Cambio de la Presión y Velocidad de la Bomba.....	30

2.8.4 Muestras de Gas / Petróleo Circulando.....	30
2.8.5 Flujo con Bomba Detenida.	30
2.9 Procedimiento De Cierre.....	31
2.10 Métodos de Control de Pozo.....	33
2.10.1 Método del Perforador.	33
2.10.2 Método Espere y Densifique.....	34
3. Modelos Matemáticos Aplicados al Control de Pozos	35
4. Modelo Numérico	39
4.1 Fuerza ejercida por los fluidos debajo de la columna de gas.....	42
4.2 Fuerza ejercida por los fluidos encima de la columna de gas:.....	43
4.3 Fuerza gravitacional ejercida por la columna de gas	45
4.4 Cálculo de la presión de la columna de gas	49
4.5 Cálculo de presiones de cierre	50
4.6 Procedimiento iterativo	51
5. Diseño de la herramienta	52
5.1 Generalidades del programa	52
5.1.1 Módulos de ingreso.....	53
5.1.2 Estado Mecánico.	54
5.1.3 Propiedades de los Fluidos.....	55
5.1.4 Inicialización.....	56
5.2 Procesamiento de la información.....	58
5.2.1 Cálculo Perfiles de Presión.	59
6. Validación de la herramienta	60

6.1 Caso #1 (Hoberock & Stanbery, 1981).....	60
6.2 Caso #2 (Ling et al., 2015).....	69
6.3 Efecto de los DrillCollars.....	72
7. Conclusiones.....	75
8. Recomendaciones	76
Referencias bibliográficas.....	77

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Diferencia entre TVD y MD.....	20
<i>Figura 2.</i> Diagrama de un pozo cerrado durante una patada.....	37
<i>Figura 3.</i> Análisis de fuerzas en el anular.	40
<i>Figura 4.</i> Distribución de fuerzas en el anular del modelo plan.....	41
<i>Figura 5.</i> Diagrama de flujo de la herramienta.....	51
<i>Figura 6.</i> Esquema general de la herramienta	53
<i>Figura 7.</i> Módulos de ingreso de la herramienta.....	53
<i>Figura 8.</i> Ingreso de datos al módulo de estado mecánico.....	54
<i>Figura 9.</i> Esquema general del procesamiento de capacidades.....	55
<i>Figura 10.</i> Ingreso de datos al módulo de Propiedades de los Fluidos	56
<i>Figura 11.</i> Ingreso de datos al módulo de Inicialización.....	57
<i>Figura 12.</i> Datos en la inicialización por Volúmenes de Lodo	57
<i>Figura 13.</i> Datos en la inicialización por Presiones de Cierre	58
<i>Figura 14.</i> Matriz de perfiles de Presión	59
<i>Figura 15.</i> Presiones de Cierres Caso #1 Método del perforador.....	62
<i>Figura 16.</i> Presión del gas vs t. Caso #1 Método del perforador	64
<i>Figura 17.</i> Comparativo ganancias en tanques Caso #1 Método del perforador.....	65

<i>Figura 18. Comparativo presiones de cierre de casing Caso #1 Método del perforador</i>	66
<i>Figura 19. Presiones de cierre Caso #1 Método Wait and Weight</i>	67
<i>Figura 20. Presión del gas vs tiempo Caso #1 Método Wait and Weight.....</i>	68
<i>Figura 21. Presiones de cierre Caso #2</i>	71
<i>Figura 22. Ganancia en tanques Caso #2</i>	72
<i>Figura 23. Inicialización validación DrillCollars</i>	73
<i>Figura 24. Ensamble de tubería validación DrillCollars</i>	73
<i>Figura 25. Propiedades de los fluidos validación DrillCollars</i>	73
<i>Figura 26. Ensamble de casing validación DrillCollars.....</i>	73
<i>Figura 27. Datos de inicialización validación DrillCollars.....</i>	74
<i>Figura 28. Presión de cierre de casing validación DrillCollars.....</i>	74
<i>Figura 29. Presión de cierre de casing validación DrillCollars de 0 a 1 minuto.....</i>	75

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Ejemplos de gradientes de agua a nivel mundial.</i>	27
Tabla 2. <i>Procedimientos para pruebas de control de flujo</i>	31
Tabla 3. <i>Técnicas para realizar una prueba de control de flujo</i>	31
Tabla 4. <i>Tipos de cierre de pozo</i>	32
Tabla 5. <i>Desglose del término de acumulación de masa</i>	38
Tabla 6. <i>Configuración de tubería Caso #1</i>	61
Tabla 7 <i>Configuración de Casing Caso #1</i>	61
Tabla 8. <i>Propiedades de los Fluidos Caso #1</i>	61
Tabla 9. <i>Datos de presión de cierre del Caso #1</i>	61
Tabla 10. <i>Datos de Inicialización</i>	61
Tabla 11. <i>Resultados relevantes Caso #1 Método del perforador</i>	65
Tabla 12 <i>Configuración de casing Caso #2</i>	69
Tabla 13. <i>Configuración de tubería Caso #2</i>	69
Tabla 14. <i>Propiedades de los fluidos Caso #2</i>	70
Tabla 15. <i>Datos de volumen de lodo Caso #2</i>	70
Tabla 16. <i>Datos de inicialización Caso #2</i>	70

Lista de apéndices

El apéndice relacionado a continuación lo puede encontrar en la base de datos de la UIS

Apéndice A. Wellsim'S F

Resumen

Título: Modelado Del Comportamiento del Influjo De Gas En Pozos Verticales En Operaciones De Perforación Y Workover A Través De Una Herramienta Computacional*

Autor: Juan Daniel Esteban Rincón Acevedo**

Palabras clave: Control de pozo, Presión, Influjo, Herramienta computacional.

Descripción

En el día a día de las operaciones de perforación e intervención de pozos se pueden presentar una amplia variedad de problemas, sobre todo en zonas geográficas de las cuales se posee poca o casi nula información; uno de los principales problemas que se pueden presentar en estas actividades es la entrada sin control de fluidos de la formación al pozo, que pueden desencadenar en un amago y en casos extremos, en un reventón.

Aunque los procesos de control de pozo son algo rutinario en la industria de los hidrocarburos, al momento de estar recibiendo el conocimiento teórico hace falta una forma más ilustrativa que permita afianzar los principios teóricos. Por este motivo se desarrolla la herramienta WellSim's, una herramienta con un énfasis académico que permite al usuario recrear el comportamiento de un influjo de gas a un pozo vertical y obtener el perfil de presiones del anular, presión del gas y presiones de cierre para cualquiera sea el método escogido para matar el pozo, guiando al usuario sobre los datos mínimos requeridos para poder correr la herramienta. Aplicando la ley de la conservación del momento la herramienta simulará el comportamiento de un influjo de gas, la distribución de los fluidos en el anular y la tubería y permitirá predecir las presiones de cierre.

Por otro lado, la herramienta permite obtener el perfil de presión de los fluidos del anular a través del tiempo, que le facilitará al usuario saber si la presión se ajusta a las condiciones de operación.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González, Magíster en Informática. Codirector: Gustavo Andrés Valle Tamayo, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Modeling Gas Inflow Behavior in Vertical Wells in Drilling and Workover Operations Through a Computational Tool*

Author: Juan Daniel Esteban Rincón Acevedo**

Key words: Well control, Pressure, Inflow, Computational tool.

Description

In the day to day operations of drilling and well intervention could occur a wide variety of problems, especially in geographical areas of which there is little or almost no information. One of the main problems that could occur in these activities is the uncontrolled entry of a formation influx, which can trigger in a blowout.

Although the well control processes are very common in the hydrocarbon industry, at the moment of learn the theoretic knowledge, a more illustrative form is needed to consolidate the theoretical principles. For this reason the WellSim's tool was developed, a tool with an academic emphasis that allows the user to recreate the behavior of a gas influx to a vertical well and obtain the profile of annular pressures, gas pressure and closing pressures no matter the chosen killing method, guiding the user on the minimum data required to run the tool. Applying the conservation law of the moment, the tool simulates the behavior of a gas influx, the distribution of the fluids in the annulus and the pipeline and will allow to predict the closing pressures.

On the other hand, the tool allows to obtain the pressure profile of the fluids of the annular versus time, which allow the user to know if the pressure is adjusted to the operating conditions.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Fernando Enrique Calvete González, Master in Computer Science. Co-director: Gustavo Andrés Valle Tamayo, Master in Hydrocarbon Engineering

Introducción

Las patadas o reventones de pozo se definen como la afluencia sin control de fluidos de la formación hacia el pozo, que pueden ocurrir en operaciones de perforación o intervención de pozo, sobre todo en zonas de las que se posee poca información geológica.

Las patadas de pozo y reventones conllevan un gasto económico, pero a la vez amenazan con la seguridad del equipo de perforación y las personas trabajando en él; por lo tanto, el poder predecir el comportamiento de un influjo en el pozo permite optimizar los procesos de control de pozo, reflejándose en menor costo económico y mayor seguridad.

Aunque los procesos de control de pozo son algo rutinario en la industria de los hidrocarburos, al momento de estar recibiendo el conocimiento teórico hace falta una forma más ilustrativa que permita afianzar los principios teóricos. Por este motivo se desarrolla la herramienta WellSim's, una herramienta con un énfasis académico que permite al usuario recrear el comportamiento de un influjo de gas a un pozo vertical y obtener el perfil de presiones del anular, presión del gas y presiones de cierre para cualquiera sea el método escogido, guiando al usuario sobre los datos mínimos requeridos para poder correr la herramienta.

El presente libro consta de cinco capítulos, en los cuales primero se muestra las bases teóricas acerca de la presión y el control de pozo. Posteriormente se hace una revisión bibliográfica de los modelos matemáticos que se han desarrollado para modelar el comportamiento de una patada durante un procedimiento de control de pozo.

El tercer capítulo se centra en el modelo numérico que se utilizara para modelar el comportamiento de la patada, además de la explicación de los procedimientos que se usan.

Posteriormente se muestra la descripción de la herramienta desarrollada y como operarla; finalmente, se valida el funcionamiento de la herramienta a través de casos encontrados en la literatura.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Modelar el comportamiento del influjo de gas en pozos verticales en operaciones de perforación y workover a través de una herramienta computacional.

1.2 Objetivos Específicos

- Seleccionar por medio de la revisión bibliográfica, los fundamentos teóricos de los métodos matemáticos que recrean el proceso de control de pozo en casos de influjo de gas.
- Definir un modelo matemático que mejor se ajuste a las necesidades de la herramienta y hacer las modificaciones que sean necesarias.
- Plantear el modelo numérico.
- Desarrollar la herramienta computacional.
- Validar la herramienta con datos de un pozo similar a lo pretendido con la misma.

2. Generalidades del Control de Pozo

Durante los procedimientos de perforación o workover, se debe mantener un riguroso control del estado del pozo, para impedir que se genere influjo de fluidos de la formación dentro de este. Para poder cumplir esto, se debe contar con personal capacitado para responder a los inconvenientes que se presenten en la operación de manera rápida y eficiente. (Well Control School, 2003)

Uno de los parámetros más importantes al estar realizando una operación de perforación o workover, es la presión, y de la cual depende el éxito de la operación; por la anterior razón, se debe tener un riguroso seguimiento de los parámetros de la operación.

La intrusión de fluidos de la formación hacia el pozo se conoce como influjo; los influjos tienden a expandirse y desplazar el fluido adyacente, generando un flujo no controlado y potencialmente peligroso a superficie. Llegado el caso de presentarse una arremetida, se debe tener las herramientas adecuadas: BOP's (Blow Out Preventer) que puedan soportar las presiones previstas, bombas con la capacidad de circulación necesarias para circular los influjos, etc.

En los procesos de control de pozo hay tres metas principales: control primario del pozo, detección de los influjos y las acciones correctivas para que los influjos no se conviertan en un flujo sin control. Para cumplir estas metas se debe conocer y evaluar las condiciones del pozo, por lo que en este capítulo se presentan algunas definiciones y procedimientos que tienen relevancia en el control de pozos.

2.1 Principios de la presión

La presión se define como la fuerza ejercida sobre una unidad de área. En la industria petrolera la unidad usada es psi (pounds per square inch). En la industria petrolera se trabaja con una diversa variedad de presiones, como la hidrostática, de formación, de sobrecarga, de fractura, etc. Un mal manejo de la presión puede llevar consecuencias que van desde daños a los equipos y la formación, hasta perjudicar al capital humano.

Por definición (Duarte & Niño, 2004), los fluidos son sustancias sin forma definida e incapaces de resistir fuerzas o esfuerzos de corte, sin deformarse, por pequeño que sea este esfuerzo*. En los procedimientos de perforación y workover la presión del pozo es controlada por medio del fluido de perforación o control, según sea el caso. Hay asociados una gran cantidad de fluidos a la industria del petróleo; para propósito de este trabajo, los más relevantes son el gas, el agua y los fluidos de perforación y control.

En las operaciones de perforación y workover, una de las principales causas de pérdida en el control del pozo es una deficiencia en densidad del fluido que no es capaz de igualar la presión de formación.

2.2 Presión Hidrostática

Es la presión generada por una columna de fluido, que depende exclusivamente de la densidad del fluido y la altura de la columna de fluido, como se observa en la ecuación (1). Está presión

* La única condición es que pase suficiente tiempo para que la deformación tenga lugar.

depende exclusivamente de la profundidad vertical, sin importar que forma adopte tenga la columna de fluido, como se observa en la Figura 1.

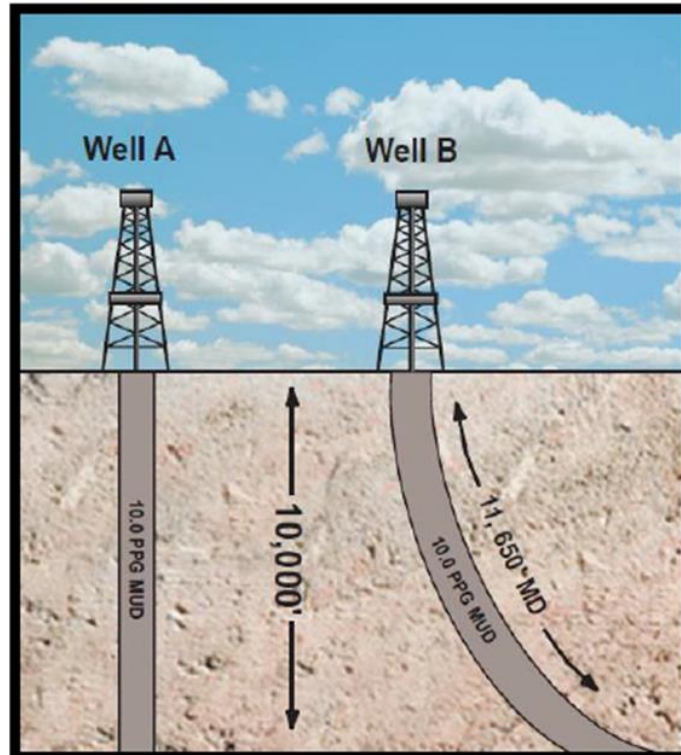


Figura 1. Diferencia entre TVD y MD. Adaptado de Aberdeen Drilling Schools. (2002). Well Control.

$$P_{hidrostática}[psi] = 0.052 * h_{TVD}[ft] * \rho_{fluido}[ppg] \quad (1)$$

Donde

$P_{hidrostática}$: Presión ejercida por la columna hidrostática [psi].

h_{TVD} : Profundidad vertical verdadera [ft].

ρ_{fluido} : Densidad del fluido [ppg].

2.3 Presión de Formación

Es la presión a la cual están sometidos los fluidos en los espacios porosos de la formación. Para predecir esta presión se basa en la ley de esfuerzos efectivos de Terzaghi y Biot, en la que la presión de formación es función del esfuerzo de sobrecarga y el esfuerzo efectivo.

2.3.1 Cálculo de la presión de formación. Los métodos que se derivan de la ley de Terzaghi y Biot usan registros de formación y/o sísmica. Los métodos popularmente más usados son (Zhang, 2011, págs. 50–63):

2.3.1.1 Método de Hottman y Johnson: Fueron los primeros en predecir la presión de poro a través de los registros de pozo (tiempo de viaje acústico / velocidad y resistividad). Ellos notaron que la porosidad disminuye como función de la profundidad analizando tiempos de viaje acústicos en arcillas del Mioceno y el Oligoceno de Texas y Luisiana (Hottmann, Johnson, & Others, 1965, págs. 717–722). Esta tendencia es la *tendencia de compactación normal*, en función de la profundidad y la presión observada en esta tendencia es la hidrostática. Se llegó a la conclusión que si la porosidad o el tiempo de tránsito en una arcilla es relativamente más alto que la profundidad se debía a presión anormal.

En 1974, basado en el trabajo de Hottman y Johnson, Gardner propuso una ecuación para calcular la presión de formación que puede ser escrita como aparece en la ecuación (2).

$$p_f = \sigma_v - \frac{(\alpha_v - \beta) * (A_1 - B_1 * \ln \Delta t)^3}{Z^2} \quad (2)$$

p_f : Presión de Formación [psi].

σ_v : Esfuerzo de overburden [psi]

α_v : Gradiente de esfuerzo de overburden normal [psi/ft]

β : Gradiente de presión de fluido normal [psi/ft]

Z : Profundidad [ft]

Δt : Tiempo de transito sínico [μ s/ft]

A_1 : Constante empírica [82776]

B_1 : Constante empírica [15695]

2.3.1.2 Modelo de Eaton: En aquellas cuencas donde la baja compactación es la principal causa de sobrepresión, se puede predecir de manera bastante certera la presión de formación a través del registro de resistividad. La ecuación (3) fue presentada por Eaton (Eaton, 1972, págs. 929–934), para predecir el gradiente de presión de formación en arcillas usando registros de resistividad

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) * \left(\frac{R}{R_n}\right)^n \quad (3)$$

P_{pg} : Gradiente de presión de formación.

OBG : Gradiente del esfuerzo de sobrecarga.

P_{ng} : Gradiente de hidrostático de presión de formación (normalmente 0.45, dependiendo de la salinidad del agua).

R : Resistividad de la arcilla obtenida de registros de pozo [Ω].

R_n : Resistividad de la arcilla a presión hidrostática normal [Ω].

n : Exponente que varía entre 0.6 y 1.5. Normalmente es $n=1.2$.

Además de la ecuación presentada anteriormente, Eaton (Eaton, 1972) también desarrollo un método a partir del tiempo de transito compresional sínico, el cual permite calcular la presión de formación en algunas formaciones productoras, pero no tiene en cuenta el efecto de descarga, lo que limita su aplicación en áreas geológicamente complicadas. La fórmula empírica que presentó Eaton fue la mostrada en la ecuación (4)

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^3 \quad (4)$$

P_{pg} : Gradiente de presión de formación [psi/ft]

OBG : Gradiente del esfuerzo de sobrecarga [psi/ft].

P_{ng} : Gradiente de hidrostático de presión de formación (normalmente 0.45, dependiendo de la salinidad del agua) [psi/ft].

Δt_n : Tiempo de transito compresional sínico a presión normal [μ s].

Δt : Tiempo de transito compresional sínico de registros de pozo [μ s].

Esta interpretación se puede hacer para el registro sísmico o sínico.

2.3.1.3 Método de Bowers: Calculó el esfuerzo efectivo a partir de datos de presión de formación y esfuerzos de sobrecarga y analizó las velocidades sínicas correspondientes a cada intervalo de los registros del Golfo de México (Bowers & Others, 1995, págs. 89–95). La presión de poro la formuló como se muestra en la ecuación (5).

$$P = \sigma_v - \left(\frac{v_p - v_{ml}}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (5)$$

P : Presión de la formación [psi].

σ_v : Esfuerzo de sobrecarga.

v_p : Velocidad compresional a la profundidad dada [ft/s].

v_{ml} : Velocidad compresional en el lodo [ft/s].

A : Parámetro calibrado con la velocidad de desplazamiento versus esfuerzo efectivo, en un rango de 10-20 en el golfo de México.

B : Parámetro calibrado con la velocidad de desplazamiento versus esfuerzo efectivo, en un rango de 0.7-0.75 en el golfo de México.

En caso de haber efecto de descarga, se propuso la fórmula mostrada en la ecuación (6), que sobrestima la presión de la formación cuando la formación no está muy consolidada:

$$P_{ulo} = \sigma_v - \left(\frac{v_p - v_{ml}}{A} \right)^{\frac{U}{B}} * (\sigma_{max})^{1-U} \quad (6)$$

P_{ulo} : Presión de la formación en caso de descarga [psi].

σ_v : Esfuerzo de sobrecarga.

v_p : Velocidad compresional a la profundidad dada [ft/s].

v_{ml} : Velocidad compresional en el lodo [ft/s].

A : Parámetro calibrado con la velocidad de desplazamiento versus esfuerzo efectivo, en un rango de 10-20 en el golfo de México.

B : Parámetro calibrado con la velocidad de desplazamiento versus esfuerzo efectivo, en un rango de 0.7-0.75 en el golfo de México.

U : Parámetro de levantamiento.

2.3.1.4 Método de Miller: En este método se relaciona la velocidad y el esfuerzo efectivo que relaciona el tiempo de transito sónico y sísmico a presión de formación (Zhang, Standifird, Lenamond, & Others., 2008). Cuando no se ha alcanzado el efecto de descarga, se utiliza la fórmula mostrada en la ecuación (7)

$$P = \sigma_v - \frac{1}{\lambda} \ln \left(\frac{v_m - v_{ml}}{v_m - v_p} \right) \quad (7)$$

P : Presión de la formación [psi].

σ_v : Esfuerzo de sobrecarga.

v_m : Velocidad sónica en el intervalo de la arcilla [ft/s].

v_{ml} : Velocidad compresional en el lodo [ft/s].

v_p : Velocidad compresional a la profundidad dada [ft/s].

λ : Parametro empírico que define la tasa de incremento de la velocidad con el esfuerzo efectivo.

Cuando se supera la profundidad en la que ocurre el descargue, la presión de formación se calcula mediante la fórmula mostrada en la ecuación (8)

$$P_{ulo} = \sigma_V - \frac{1}{\lambda} \ln \left[a_m \left(1 - \frac{v_p - v_{ulo}}{v_m - v_{ml}} \right) \right] \quad (8)$$

P_{ulo} : Presión de la formación en caso descarga[psi].

σ_V : Esfuerzo de sobrecarga.

v_m : Velocidad sónica en el intervalo de la arcilla [ft/s].

v_{ml} : Velocidad compresional en el lodo [ft/s].

v_{ulo} : Velocidad donde empieza la descarga [ft/s].

v_p : Velocidad compresional a la profundidad dada [ft/s].

a_m : Relación de las pendientes entre carga y descarga en las curvas de esfuerzo efectivo de descarga.

λ : Parametro empírico que define la tasa de incremento de la velocidad con el esfuerzo efectivo.

2.4 Presión de Formación Normal.

Se dice cuando la presión de formación es igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua desde superficie hasta la formación; es decir, el gradiente de presión de formación normal en cualquier área será igual al gradiente de presión del agua ocupando el espacio poral de la formación en esta área. La magnitud de este gradiente se ve afectado por la presencia de solidos

(sales) y gases disueltos en el agua y la temperatura. En la Tabla 1 se da un ejemplo de los diferentes tipos de agua que se pueden encontrar a nivel mundial.

Tabla 1.

Ejemplos de gradientes de agua a nivel mundial.

Agua de Formación	Presión [psi/ft]	Gravedad Específica	Área de Ejemplo
Agua Fresca	0.433	1	Montañas rocosas y espacio continental (USA)
Agua Salobre	0.438	1.01	
Agua Salada	0.442	1.02	Mayoría de las cuencas sedimentarias mundiales
Agua Salada	0.452	1.04	Mar del Norte
Agua Salada	0.465	1.07	Golfo de México
Agua Salada	0.478	1.1	Algunas áreas del golfo de México

Nota: Aberdeen Drilling Schools. (2002). Well Control

2.5 Presión de Formación Anormal

Se dice cuando la presión de formación no es coherente a definición de presión de formación normal (Schlumberger, 2012), ya sea mayor (overbalance) o menor (underbalance). Las presiones de formación anormal se pueden presentar por:

- Baja compactación de arcillas
- Domos salinos
- Fuerzas tectónicas
- Fallamiento
- Mineralización

- Flujo cruzado
- Diapirismo
- Estructura del yacimiento

2.6 Presión de fractura

Es la presión que se requiere para fallar o separar la estructura rocosa de la formación, que no es obligatoriamente inmediatamente posterior al superar la presión de esta. La presión de fractura está relacionada con la roca de la formación y los fluidos ocupando el espacio poral sobre la zona de interés. Después de creadas las fracturas, se pierde lodo que puede conllevar a una pérdida de presión hidrostática o control primario, que puede terminar en un reventón.

2.7 Control Primario

Es el correcto uso de la densidad o peso del fluido de perforación/control para mantener la presión de formación y prevenir el influjo de fluidos del yacimiento al pozo (Schlumberger, 2012).

Para evitar esto, es de vital importancia lo siguiente:

- Utilizar la densidad de fluido
- Mantener el pozo lleno en todo momento
- Monitorear continuamente los volúmenes activos
- Detectar cualquier cambio en densidad, volúmenes activos y regímenes de flujo de los fluidos de perforación/control y tomar las medidas apropiadas.

2.8 Detección de las arremetidas

Detectar a tiempo la presencia de una arremetida es un factor determinante que afecta la probabilidad de controlar el pozo de forma segura (Well Control School, 2003). En los procesos de perforación y workover hay que estar pendiente de los indicadores que pueden advertir la presencia de una arremetida.

2.8.1 Cambios en la Velocidad de Perforación. Un cambio en la velocidad o rata de perforación (ft perforados / hora) es un indicador de una posible arremetida. Anteriormente se aumentaba la velocidad de perforación al atravesar una formación de baja densidad, pero con las nuevas brocas (PDC/TSP, poli cristales de diamante) se puede experimentar un aumento o disminución de la velocidad de perforación.

2.8.2 Cambios de Volumen. El cambiar el tipo de broca puede enmascarar un cambio en la velocidad de perforación. En caso de ocurrir esto, un aumento en la tasa de flujo o aumento del nivel del tanque de viaje puede indicar un influjo. La cantidad de fluido depende de la productividad de la formación, y puede llegar a ser imperceptible hasta que es crítico, por lo que los cambios de volumen se deben monitorear en todo momento.

2.8.3 Cambio de la Presión y Velocidad de la Bomba. Al presentarse una arremetida, el influjo genera un descenso de la densidad de la columna hidrostática del fluido, y por el efecto de “tubo en U”, el lodo que va por la sarta o tubería de trabajo tratara de igualar la hidrostática, generando un aumento de la velocidad de la bomba y una disminución de la presión de esta. Este indicador es raramente observado por su corta duración.

2.8.4 Muestras de Gas / Petróleo Circulando. La presencia de gas o crudo en el flujo de retorno del pozo puede ser por el influjo de estos fluidos, y aunque no siempre generan una surgencia, la presencia de gas ha de manejarse con cuidado, pues un aumento severo o superficial puede causar una caída de la columna hidrostática.

2.8.5 Flujo con Bomba Detenida. También conocido como prueba de control de flujo. Es la forma más rápida de detectar una arremetida. Si se sospecha un cambio de volumen, se detienen las bombas, y en caso de presentar un flujo proveniente de fondo después de pasado el tiempo usual de impulso de la circulación, es una señal casi inequívoca de una arremetida de fluido y ha de procederse inmediatamente a cerrar el pozo.

Para realizar un control de flujo, se debe tener en cuenta si se está perforando o realizando una maniobra, y el procedimiento a seguir se describe en la Tabla 2.

Tabla 2.

Procedimientos para pruebas de control de flujo

Procedimientos para pruebas de control de flujo	
Durante la perforación	Durante una maniobra
Alertar al personal.	Alertar al personal.
Levantar la herramienta hasta que la unión quede al nivel del piso del equipo.	Fijar las cuñas de modo que la última unión quede a nivel de la plataforma de trabajo
Detener la rotación del equipo.	Instalar una válvula de pasaje abierta.
Apagar las bombas.	Observar si hay flujo del pozo.
Observar si hay flujo del pozo.	

Nota: Well Control School. (2003). Well Control Manual, 577.

La prueba de control de flujo se puede realizar de dos maneras, que se evidencian en la Tabla 3.

Tabla 3.

Técnicas para realizar una prueba de control de flujo

Técnica 1	Técnica 2
Se aplica presión en incrementos de 100 psi o se bombea fluido al pozo en incrementos de volumen aproximados de medio barril. Después de cada incremento, se mantiene esta presión por alrededor de unos cinco minutos. Se da por terminada la prueba cuando la presión no se mantiene después de varios intentos, o ya no se presenta un incremento en la presión	Se abre el estrangulador del manifold y se opera la bomba en vacío. Se cierra el estrangulador para aumentar la presión en intervalos de 100 psi. Se da por terminada la prueba cuando se alcanza una presión en la que la formación admite fluidos de forma continua. Se debe utilizar un tanque pequeño para no forzar grandes cantidades de fluido a la formación.

Nota: Well Control School. (2003). Well Control Manual, 577.

2.9 Procedimiento De Cierre

Si uno o más de estos indicadores mencionados anteriormente presentan un comportamiento alarmante, se debe asumir que hay presencia de una arremetida y realizar un cierre del pozo (Well Control School, 2003). Algunas razones para cerrar el pozo son:

- Proteger el personal y el equipo de superficie.
- Evitar el ingreso de fluidos de la formación en el pozo.
- Cerrar el pozo
- Obtener presiones de cierre.
- Empezar el proceso de control del pozo.

Al momento de cerrar un pozo, se puede hacer de diversas a maneras que se encuentran en la Tabla 4.

Tabla 4.

Tipos de cierre de pozo

Cierre duro (Estrangulador cerrado)	Cierre modificado (Estrangulador cerrado)	Cierre blando (Estrangulador abierto)
1. Abra la válvula de la línea del conjunto BOP.	1. Cierre el preventor de reventones designado.	1. Abra la válvula de la línea del conjunto BOP.
2. Cierre el preventor de reventones designado.	2. Abra la válvula de la línea del estrangulador del conjunto BOP.	2. Cierre el preventor de reventones designado.
3. Notifique al personal de la compañía operadora.	3. Notifique al personal de la compañía operadora.	3. Notifique al personal de la compañía operadora.
4. Lea y registre le presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) cada minuto.	4. Lea y registre le presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) cada minuto.	4. Lea y registre le presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) cada minuto.

Nota: Well Control School. (2003). Well Control Manual, 577.

El uso de un método o el otro define la cantidad de influjo que ingresa de la formación. El cierre duro es el ideal en operaciones en las cuales el volumen de influjo es crítico para el éxito de estas. Anteriormente la manipulación del choque y las líneas de este consumían un tiempo significativo, que podía permitir el ingreso de un mayor influjo al pozo.

2.10 Métodos de Control de Pozo.

Existen diversos métodos de control de pozo, dentro de los cuales hay tres métodos comunes. El método del perforador, el método del ingeniero más llamado como “espere y densifique” y el concurrente. Este último se obviará por su nivel de complicación y baja aplicación.

2.10.1 Método del Perforador. Técnica que consiste en la circulación y depuración de las arremetidas independientemente si se ha controlado o no el pozo. Es sencillo, pero puede generar presiones más elevadas en la tubería de revestimiento y requiere de mayores tiempos para controlar el pozo. Los pasos que se siguen en el método del perforador son (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015, págs. 81–89):

- a. Cerrar el pozo y leer las presiones de cierre de casing y tubería.
- b. Calcular el peso del lodo de matar.
- c. Iniciar el bombeo manteniendo la presión de casing constante.
- d. Bombear el lodo original (que es aquel con el cual se encontraba operando) y circular la patada fuera del pozo mientras se mantiene la presión de tubería constante.
- e. Después de circular la patada fuera del pozo, bombear el lodo de matar; iniciar la bomba manteniendo la presión de Casing constante.
- f. Mantener la presión de Casing constante y bombear el lodo de matado hasta que el lodo de matado alcance la broca.
- g. Mantener la presión de tubería constante y circular el lodo de matado hasta que salga por el choque.

- h. Apagar bombas manteniendo la presión de Casing constante.
- i. Revisar si las presiones de Casing y tubería están en cero.
- j. Si ambas presiones están en cero, se termina el procedimiento.

2.10.2 Método Espere y Densifique. Este método mantiene constante la presión del fondo (BHP). Mata la arremetida en un tiempo más corto que el del perforador, además de mantener los rangos de presiones del pozo y superficie en los niveles más bajos que cualquier otro método. Los pasos que se siguen en este método son los siguientes:

- a. Cerrar el pozo y leer las presiones de cierre de casing y tubería.
- b. Calcular el peso del lodo de matado y prepararlo.
- c. Iniciar la bomba manteniendo la presión de casing constante.
- d. Bombear el lodo de matado y circular la patada fuera del pozo mientras se mantiene la presión de fondo constante.
- e. Circular el lodo de matar hasta que salga por el choque.
- f. Reducir la velocidad de la bomba mientras se cierra el choque.
- g. Apagar la bomba.
- h. Revisar si las presiones de Casing y tubería están en cero.
- i. Si ambas presiones están en cero, se termina el procedimiento.

3. Modelos Matemáticos Aplicados al Control de Pozos

En la literatura hay una gran variedad de modelos aplicados específicamente al control de pozos, algunos aplicados a los procedimientos de matado del pozo, como otros contextualizados en situaciones de flujo incontrolado. Algunos de los modelos desarrollados se detallan a continuación.

LeBlanc y Lewis (LeBlanc & Lewis, 1968) presentaron un análisis de las variaciones de la presión de Casing asociadas con patadas de gas controladas y su efecto en las tuberías de revestimiento y las formaciones expuestas subyacentes. Un modelo matemático describe el comportamiento volumétrico de un gas mientras es transportado de la formación a condiciones de superficie bajo cambios de presión y temperatura. Con un conocimiento exacto de este comportamiento volumétrico, se ofrece una ayuda importante al momento de controlar una amenaza de reventón y el diseño de programas de perforación.

Más adelante, Hoberock y Stanbery (Hoberock & Stanbery, 1981) realizaron un estudio teórico de un pozo con una patada de gas controlada por el método del perforador. El producto final de este estudio -que se dividió en dos partes-, es un modelo matemático que simula este comportamiento dinámico con un grado de precisión muy bueno. Este modelo incorpora efectos dinámicos convencionales (los usados en los simuladores convencionales de patadas de pozo), así como efectos dinámicos recientemente usados, como el llamado efecto martillo de agua.

Posteriormente, Thomas y Lea (Thomas, Lea, & Turek, 1984, págs. 959–968), por medio de un estudio de simulación computacional, analizaron los efectos de varios influjos en un completamiento de pozo ya determinado y estudiaron las mayores variables que afectan la

severidad de una patada. El análisis se hizo en un programa que no contaba con los procedimientos de control, arrojando la ganancia en tanques como el principal indicador de una patada.

Nickens (Nickens, 1985, págs. 159–173), mientras tanto, analizó los efectos dinámicos de la tasa de flujo de la bomba, distribución del influjo, preventoras de reventón y los ajustes del choque en los reventones de pozo, lo que le permitió solucionar adecuadamente las ecuaciones de masa y momento; el modelo predice el flujo y la respuesta de la presión del pozo en todo el tiempo de la patada. Así pues, dicho modelo es capaz de simular una patada en un pozo vertical con lodo base agua y la broca en el fondo, y puede simular el método del perforador, *espere y densifique* o cualquier procedimiento que mantenga una presión de fondo constante.

Finalmente, K. Ling, J. He, J. Ge, P. Pei y Z. Shen (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015) realizaron un trabajo de investigación partiendo del análisis de fuerzas y la conservación de masa. El trabajo presentado formula ecuaciones para calcular las fuerzas que actúan en una patada de gas; conociendo la masa de gas del influjo, se calcula la velocidad a la que se desplaza esta, teniendo en cuenta el perfil de temperatura del pozo.

De los trabajos de investigación mencionados anteriormente, el que más se ajusta a las necesidades del presente trabajo y en el que se basará el modelo a desarrollar, es el estudio de (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015), el cual simplifica de gran manera el proceso de control de pozo y permite modificarse de manera sencilla.

En la Figura 2 se describe el esquema general de un pozo cerrado al ocurrir una patada.

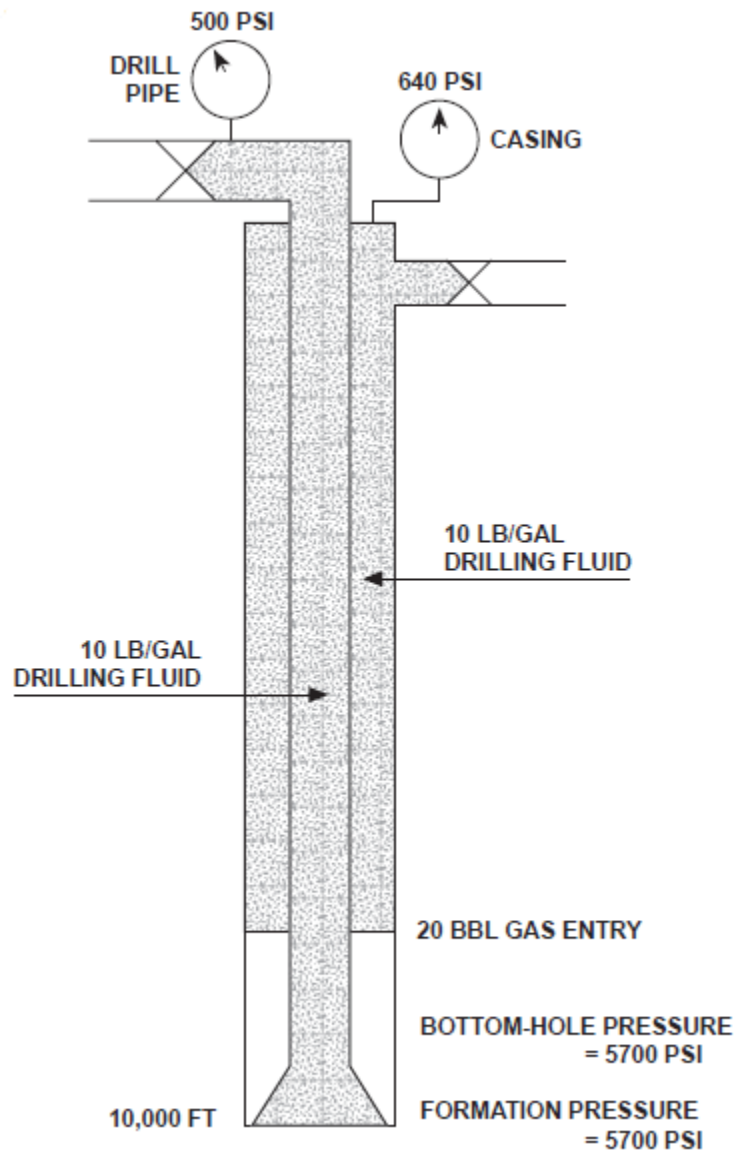


Figura 2. Diagrama de un pozo cerrado durante una patada. Adaptado de Aberdeen Drilling Schools. (2002). Well Control

El modelo por plantear se basa en la ley de conservación de la masa y la ley de conservación del momento. La conservación de la masa se puede expresar a través de la ecuación (9)

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s + \Delta m \quad (9)$$

Donde

$\dot{m}_e$: Flujo másico de entrada.

$\dot{m}_s$: Flujo másico de salida.

Δm : Acumulación de masa.

La acumulación de masa varía dependiendo de qué método se esté utilizando y en qué fase del proceso se encuentre, que se puede detallar en la Tabla 5.

Tabla 5.

Desglose del término de acumulación de masa

Método del perforador	Wait and Weight
Desplazamiento del gas	
$(\Delta V_{gas} - \Delta V_{gas}^{t-1}) * \rho_{lodo\ inicial}$	$(\Delta V_{gas} - \Delta V_{gas}^{t-1}) * \rho_{lodo\ de\ matar}$
Salida del gas	
$(\rho_{lodo\ original} - \rho_{gas}) * Q_{lodo}$	$(\rho_{lodo\ de\ matado} - \rho_{gas}) * Q_{lodo}$
Desplazamiento lodo de matado	
$(\rho_{lodo\ de\ matado} - \rho_{lodo\ original}) * Q_{lodo}$	

La conservación del momento, o conservación de la presión, es el principio básico del modelo, como se puede detallar en las ecuaciones (10) y (11).

$$P_p = SICP + P_{h\ lodo\ original\ en\ anular} + P_{h\ lodo\ lodo\ de\ matado\ en\ anular} + P_{h\ gas} \quad (10)$$

Donde

P_p : Presión de poro.

$P_{h \text{ lodo original en anular}}$: Presión hidrostática ejercida por el lodo original en el anular.

$P_{h \text{ lodo de matado en anular}}$: Presión hidrostática ejercida por el lodo de matar en el anular.

$P_{h \text{ gas}}$: Presión hidrostática ejercida por el gas en el anular.

$SICP$: Presión de cierre de Casing.

$$P_p = SIDPP + P_{h \text{ lodo original en tubería}} + P_{h \text{ lodo nuevo en tubería}} \quad (11)$$

Donde

P_p : Presión de poro.

$P_{h \text{ lodo original en tubería}}$: Presión hidrostática ejercida por el lodo original en la tubería.

$P_{h \text{ lodo de matado en tubería}}$: Presión hidrostática ejercida por el lodo de matado en la tubería.

$SICP$: Presión de cierre de tubería.

4. Modelo Numérico

El modelo planteado (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015) asume lo siguiente:

1. Un volumen de gas $V_{g,BH}$ entro en el fondo de pozo cuando el pozo está cerrado.
2. La compresibilidad del lodo es insignificante comparada con la compresibilidad del gas.
3. El gas asciende del fondo a superficie como una sola columna.

4. Hay dos anulares de lodo entre la columna de gas y la tubería debido al efecto de mojabilidad.
- El espesor de estos anulares es muy pequeños comparados con el radio de la columna de gas.
5. La temperatura de la columna de gas presenta el mismo comportamiento de temperatura del lodo.
6. Lodo base agua sin solubilidad de gas.
7. El lodo de perforación cumple con el modelo de la ley de potencia.
8. La migración del gas empieza cuando las bombas se encienden.

Tan pronto como el lodo es bombeado dentro de la tubería, el gas asciende dentro del anular como se muestra en la Figura 3.

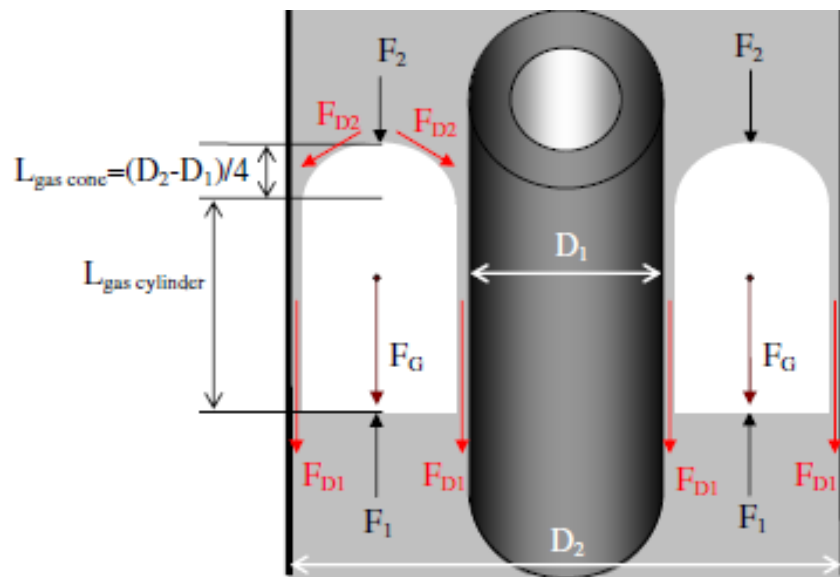


Figura 3. Análisis de fuerzas en el anular. Adaptado de: Ling, K., He, J., Ge, J., Pei, P., & Shen, Z. (2015). A rigorous method to calculate the rising speed of gas kick. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 5(1), 81–89. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0111-4>

Mientras la columna de gas asciende, el gas se expande, manteniendo la forma de cilindro constante. Pero, para el trabajo desarrollado se asume lo siguiente.

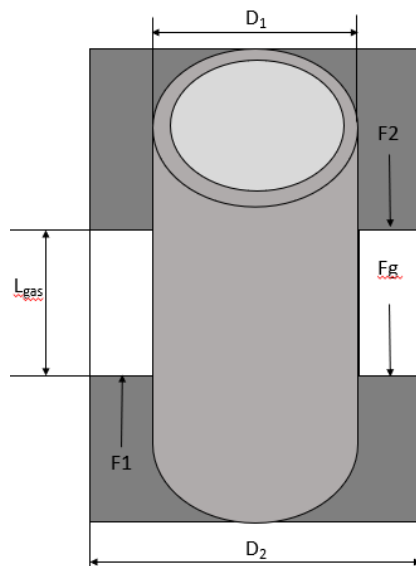


Figura 4. Distribución de fuerzas en el anular del modelo plan. Adaptado de: Ling, K., He, J., Ge, J., Pei, P., & Shen, Z. (2015). A rigorous method to calculate the rising speed of gas kick. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(1), 81–89. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0111-4>

Para calcular la velocidad de ascenso del gas, se realiza un análisis de fuerzas solamente en dirección vertical. De acuerdo con la teoría del tubo en U, la presión dentro de la tubería debería estar balanceada por la presión en el anular, y al ser bombeado el lodo dentro de la tubería, el gas ascenderá por el anular. Como se evidencia en la Figura 4, las fuerzas que actúan sobre la columna son tres, la fuerza gravitacional y las fuerzas ejercidas por los fluidos arriba y debajo de la columna de gas. La fuerza neta ejercida en la dirección vertical se calcula mediante la ecuación (12)).

$$F_{neta} = F_1 - F_2 - F_G \quad (12)$$

Donde

F_1 : Presión debajo de la columna de gas [psi].

F_2 : Presión encima de la columna de gas [psi].

F_g : Fuerza gravitacional ejercida por la columna de gas. [psi]

4.1 Fuerza ejercida por los fluidos debajo de la columna de gas

Esta fuerza se puede calcular multiplicando la presión de los fluidos debajo de la columna por el área de la base de la columna de gas, como se muestra en la ecuación (13).

$$F_1 = p_1 * A_{gas \text{ base de la columna de gas}} = \pi * \frac{D_2^2 - D_1^2}{4} * p_1 \quad (13)$$

Donde

p_1 : Presión debajo de la columna de gas [psi].

D_1 : Diámetro menor [in].

D_2 : Diámetro mayor [in].

Y la presión debajo de la columna de gas se define como se muestra en la ecuación (14)(14).

$$p_1 = p_p - (0.052 * \rho_m * L_{fondo \text{ de pozo} - base \text{ columna de gas}}) - pf \quad (14)$$

Donde

p_p : Presión de poro [psi].

ρ_m : Densidad del lodo [ppg].

$L_{fondo\ de\ pozo-base\ columna\ de\ gas}$: Distancia fondo de pozo a la base de la columna de gas [ft].

p_f : Caída de presión por fricción entre el tope de la columna de gas y la cabeza de pozo.

La caída de presión por fricción se puede calcular por medio de la ecuación (15).

$$p_f = \frac{dp_f}{dh} * L_{fondo\ de\ pozo-base\ columna\ de\ gas} \quad (15)$$

Fuente: Bourgoyne, A. T., Millhelm, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1991). Applied Drilling Engineering. SPE Textbook Series (Vol. 2).

4.2 Fuerza ejercida por los fluidos encima de la columna de gas:

Esta fuerza se puede calcular multiplicando la presión de los fluidos encima de la columna por el área de la base del cilindro de gas, como se muestra en la ecuación (16).

$$F_2 = p_2 * A_{base\ de\ la\ columna\ de\ gas} = p_2 * \pi * \frac{D_2^2 - D_1^2}{4} \quad (16)$$

Donde

p_2 : Presión al frente de la columna de gas.

$A_{base\ del\ cono}$: Área de la base de la columna de gas.

D_1 : Diámetro menor.

D_2 : Diámetro mayor.

La presión al frente de la columna de gas se puede expresar en términos de presión de casing (SICP), caída de presión y el cambio de presión debido al cambio de energía potencial utilizando la ecuación (17)

$$p_2 = p_{casing} + 0.052 * \rho_m * L_{cabeza\ de\ pozo-tope\ columna\ de\ gas} - p_f \quad (17)$$

Donde

p_{casing} : Presión de Casing [psi].

ρ_m : Densidad del lodo [ppg].

$L_{fondo\ de\ pozo-base\ columna\ de\ gas}$: Distancia de cabeza de pozo al tope de la columna de gas [ft].

p_f : Caída de presión por fricción entre el tope de la columna de gas y la cabeza de pozo [psi].

El cálculo de la caída de presión es similar al de la caída de presión entre fondo de pozo y la base de la columna de gas, realizada mediante la ecuación (18)

$$p_f = \frac{dp_f}{dh} * L_{cabeza\ de\ pozo-tope\ columna\ de\ gas} \quad (18)$$

(Bourgoyne et al., 1991)

4.3 Fuerza gravitacional ejercida por la columna de gas

Esta fuerza se mantiene constante durante la migración del gas y se calcula por medio de la ecuación (19)

$$F_G = \rho_{g,BH} * V_{gas\ kick,BH} * g \quad (19)$$

$$\rho_{g,BH} = \frac{p_p * M}{z * R * T_{BH}} \quad (20)$$

Donde

M : Peso molecular del gas [lb/lb-mol].

R : Constante universal de los gases $\left[\frac{psi*ft^3}{lb-mol*R} \right]$

z : Factor de desviación del gas

T_{BH} : Temperatura en fondo de pozo [°R].

$\rho_{g,BH}$: Densidad del gas en fondo de pozo $\left[\frac{lb}{ft^3} \right]$.

Con el fin de calcular la aceleración de la columna de gas, se utiliza la ecuación (21)

$$a = \frac{F_{net}}{m_g} = \frac{F_{net}}{\rho_{g,BH} * V_{gas\ kick,BH}} \quad (21)$$

Para obtener la fuerza neta, se reemplaza (14), (16), (19), y (20) en (12), obviando las pérdidas por fricción, y arroja la ecuación (22).

$$F_{net} = \pi * \frac{D_2^2 - D_1^2}{4} * (p_1 - p_2) - \rho_{g,BH} * V_{gas\ kick,BH} * g \quad (22)$$

Sustituyendo la ecuación (22) en la ecuación (21), se obtiene la aceleración de la columna de gas como se observa en la ecuación (23).

$$a = \frac{\pi * \frac{D_2^2 - D_1^2}{4} * (p_1 - p_2)}{\rho_{g,BH} * V_{gas\ kick,BH}} - g \quad (23)$$

La complejidad en el modelado de procesos de control se encuentra en el comportamiento compresible del gas y el cambio de las propiedades de este al cambiar la presión y temperatura. El modelo matemático base planteado por Ling (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015) es el modelo a seguir en este trabajo, el cual ha sido modificado con el fin de representar un comportamiento más cercano a la realidad y simplificar el tiempo de cálculo. Este modelo funciona bajo dos principios: i) mantener una presión de fondo constante y ii) calcular la posición de la base del influjo con la aceleración de la columna de gas usando la ecuación (23). Dentro de las consideraciones que se deben hacer, aparte de las propuestas anteriormente por Ling (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015) son:

- a. Estado dinámico.
- b. Broca o punta de tubería de trabajo en fondo de pozo cuando ocurre el influjo.
- c. Efecto de boyanza se ignora.
- d. Pozo vertical sin ángulo de inclinación.

A continuación, se plantea una metodología para calcular la distribución de fluidos en el anular y la presión a la cual están sometidos. El procedimiento por seguir es el siguiente:

i. Se calcula la aceleración a la cual está sometida la columna de influjo utilizando la ecuación (23).

ii. Seleccionar un paso de tiempo Δt y calcular la velocidad de la columna de gas al final del paso usando la ecuación (24).

$$u_g^i = a * \Delta t + u_g^{i-1} \quad (24)$$

iii. Calcular la distancia que se desplazó la columna de gas $L_{migrated}$ usando la ecuación (25).

$$L_{migrated} = a * \frac{t^2}{2} + u_g^i * t \quad (25)$$

iv. Calcular la ubicación de la base de la columna de gas $h_{gas\ base}$ usando la ecuación (26).

$$h_{gas\ base}^i = h_{gas\ base}^{i-1} - L_{migrated} \quad (26)$$

v. Se asume un nuevo volumen de gas, el cual es mayor que el volumen del gas a condiciones a fondo de pozo.

vi. Se calcula la altura la columna de gas $L_{gas\ column}$ utilizando el volumen asumido en el paso anterior.

vii. Calcular la presión promedio de la columna de gas $\bar{p}_{gas}$ utilizando la altura de la columna que se calculó en el paso anterior junto con la ecuación (27).

$$\bar{p}_{gas} = p_p - 0.052 * h_{lodo\ original\ debajo\ de\ la\ columna\ de\ gas} * \rho_{m\ old} - 0.052 * h_{gas} * \rho_{gas} - 0.052 * h_{lodo\ de\ matado} * \rho_{lodo\ de\ matado} \quad (27)$$

viii. Utilizando la ley de gases reales, se calcula el volumen de gas a condiciones del tope de la columna utilizando la ecuación (28).

$$V_{gas\ kick} = \frac{z * T_x * p_p * V_{gas\ kick, BH}}{z_{BH} * T_{BH} * \bar{p}_{gas}} \quad (28)$$

- Si el volumen de gas calculado con el paso (viii) es diferente al asumido en el paso (v), repetir del paso v al viii hasta que los valores converjan.

ix. Con la localización de la base de la columna de gas, se calcula la aceleración de la columna de gas usando la ecuación (23).

x. Seleccionar el segundo paso de tiempo y calcular la velocidad y distancia que migra la columna de gas.

xi. Repetir del paso (v) al (x) hasta que la base de la columna alcance la superficie.

4.4 Cálculo de la presión de la columna de gas

Para el cálculo de la presión promedio de la columna de gas se tienen la ecuación (30) y (31).

$$SICP = p_p - 0.052 * (\rho_m * (D - h_x) - \rho_{gas} * (h_x)) \quad (29)$$

Donde

$SICP$: Presión de cierre de Casing. [psi]

p_p : Presión de poro. [psi]

ρ_m : Densidad del lodo [ppg].

D : Profundidad del pozo [ft]. (ft)?? Siempre que describa variables colocar unidades

h_x : Altura de la columna de gas [ft].

ρ_{gas} : Densidad del gas [ppg].

$$SICP = \bar{P} - 0.052 * \rho_m * X \quad (30)$$

Donde

$\bar{P}$: Presión de la columna de gas [psi].

X : Distancia entre el tope de la columna de gas y la superficie [ft].

Igualando las ecuaciones (29) y (30) obtengo la ecuación (31).

$$\begin{aligned} \bar{P} = p_p - 0.052 * h_{\text{lodo original debajo de la columna de gas}} * \rho_{\text{lodo original}} - 0.052 \\ * h_{\text{gas}} * \rho_{\text{gas}} - 0.052 * h_{\text{lodo de matado}} * \rho_{\text{lodo de matado}} \end{aligned} \quad (31)$$

4.5 Cálculo de presiones de cierre

Con la ubicación de la base y la altura de la columna de gas obtenidas con la metodología anterior, se calcula las presiones de cierre del Casing y tubería (SICP y SIDPP respectivamente) utilizando las ecuaciones (32) y (33)

$$SICP_i = p_p - 0.052 * \rho_m * (D - h_{x_i}) - 0.052 * \rho_{\text{gas}} * (h_{x_i}) \quad (32)$$

Donde

$SICP_i$: Presión de cierre de Casing a la iteración i [psi].

p_p : Presión de poro [psi].

ρ_{m_i} : Densidad del lodo [ppg].

h_{x_i} : Altura de la columna de gas a la iteración i [ft].

$$SIDPP_i = p_p - 0.052 * \rho_m * D \quad (33)$$

Donde

$SIDPP_i$: Presión de cierre de tubería a la iteración i [psi].

p_p : Presión de poro [psi].

ρ_m : Densidad del lodo [ppg].

D : Longitud del pozo [ft]

4.6 Procedimiento iterativo

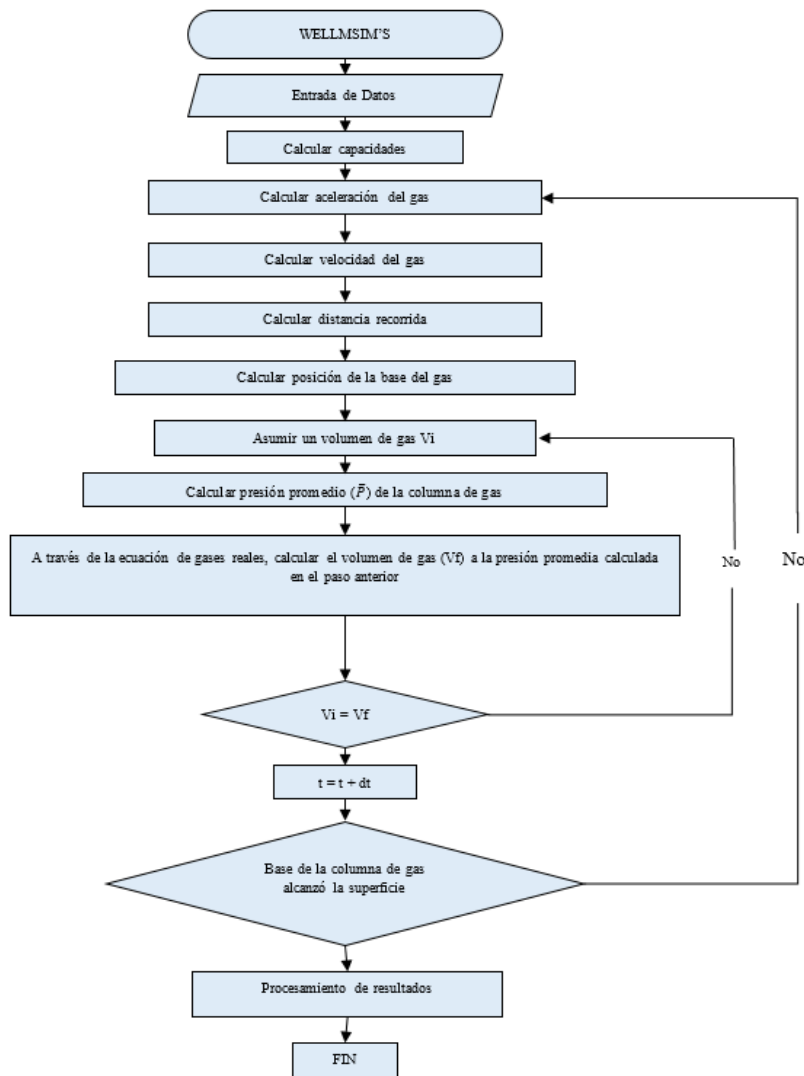


Figura 5. Diagrama de flujo de la herramienta

5. Diseño de la herramienta

5.1 Generalidades del programa

La herramienta “WellSim’s” es una herramienta con énfasis académico que permite al usuario predecir el comportamiento de un influjo de gas durante un proceso de control de pozo. Por medio de un análisis de presiones al anular, la herramienta permite conocer la distribución de fluidos dentro del anular del pozo, y predecir que presiones se presentaran en el pozo.

Esta herramienta es práctica y facilita los cálculos, a diferencia de otras herramientas. Otra de las funciones que tiene la herramienta es que permite una mejor proyección de resultados de manera inmediata, favoreciendo así la efectividad del proceso.

Como ya se mencionó anteriormente, la función principal de la herramienta es modelar el comportamiento de un influjo de gas, además de conocer la distribución de fluidos dentro del anular. La herramienta se alimenta de tres tipos de datos: Estado Mecánico, Propiedades de los Fluidos e Inicialización, tal como se muestra en la Figura 6.

En cada una de las entradas de datos se recomienda validar los datos haciendo clic en el respectivo botón. Una vez se han ingresado y validado todos los datos, se debe seleccionar por cuál método se realizará el control del pozo y dar clic en el botón correr. La herramienta empieza a procesar la información y al momento de terminar se despliega una ventana para guardar los resultados.

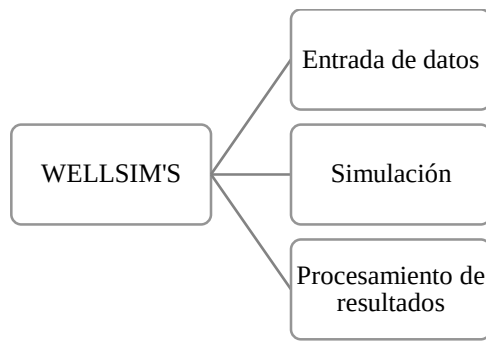


Figura 6. Esquema general de la herramienta

5.1.1 Módulos de ingreso. La interfaz de la herramienta se divide en tres módulos, en los que cada uno de ellos maneja un grupo de datos particular, y se divide como se evidencia en la Figura 7.

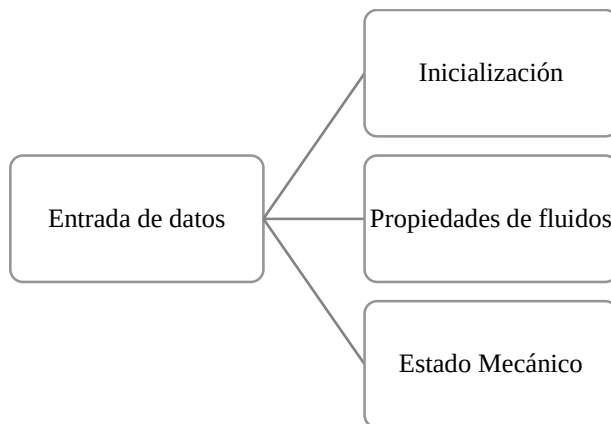


Figura 7. Módulos de ingreso de la herramienta.

5.1.2 Estado Mecánico. Se define por medio de una serie de pestañas que indican el orden en el que van las secciones de tubería que conforman el ensamble de fondo de pozo y el completamiento del pozo tal como se observa en la Figura 8. Se debe ingresar el diámetro externo, el diámetro interno y la longitud de cada una de las secciones.

The screenshot displays a software interface with three tabs at the top: 'ESTADO MECÁNICO' (selected), 'PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS', and 'INICIALIZACIÓN'. The 'ESTADO MECÁNICO' tab is divided into two main sections: 'TUBERÍA' and 'CASING'. Each section contains a row of five radio buttons for selecting the section number (e.g., #1, #2, #3, #4, #5 for tubing). Below these are three input fields labeled 'OD [in]', 'ID [in]', and 'LONGITUD [ft]'. A 'VALIDAR' button is positioned between the two sections.

Figura 8. Ingreso de datos al módulo de estado mecánico.

Una vez se presiona el botón validar, la herramienta almacena los datos y procede a calcular la capacidad interna de cada sección de tubería, la cantidad de capacidades en el anular y en la tubería. La Figura 9 muestra un esquema general del procesamiento que realiza la herramienta al dividir el pozo en varias capacidades.

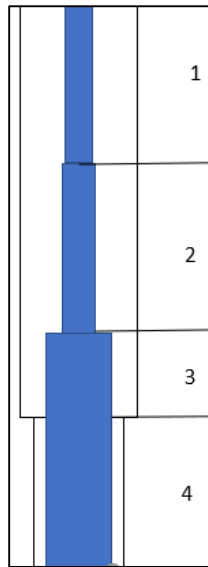
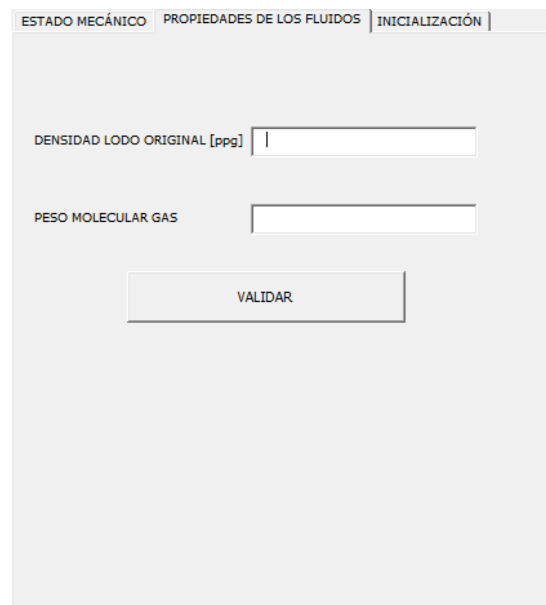


Figura 9. Esquema general del procesamiento de capacidades

5.1.3 Propiedades de los Fluidos. De manera similar al estado mecánico, se ingresan los datos de densidad de lodo original y peso molecular del gas de influjo como esta en la Figura 10. Con el peso molecular del gas se obtienen la presión y temperatura pseudocríticas, fundamentales para determinar el factor de compresibilidad del gas durante la migración de este. Estos valores la herramienta los calcula automáticamente.



The screenshot shows a software interface with three tabs at the top: 'ESTADO MECÁNICO', 'PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS', and 'INICIALIZACIÓN'. The 'PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS' tab is active. Below the tabs, there are two input fields. The first is labeled 'DENSIDAD LODO ORIGINAL [ppg]' and has a text box with a vertical cursor. The second is labeled 'PESO MOLECULAR GAS' and also has a text box. Below these fields is a button labeled 'VALIDAR'.

Figura 10. Ingreso de datos al módulo de Propiedades de los Fluidos

5.1.4 Inicialización. El tercer módulo en el que se divide la herramienta corresponde a los datos necesarios para calcular los datos de arranque de esta, como se observa en la Figura 11. Dependiendo de la información y la calidad de esta que se disponga, se puede seleccionar si se inicializa a través del volumen de lodo o por medio de los valores de presiones de cierre. Además de estos datos, se debe ingresar la velocidad de bombeo de lodo, el delta de tiempo con el que trabajará la herramienta y la temperatura de superficie del caso.

Para ingresar los datos a la herramienta, se oprime el botón “VALIDAR”. En este momento ya se tienen cargados los datos necesarios para correr la herramienta. Después solo se debe seleccionar por cual método se va a controlar el pozo, ya sea el del perforador o “Wait and Weight”.

Figura 11. Ingreso de datos al módulo de Inicialización



Figura 12. Datos en la inicialización por Volúmenes de Lodo

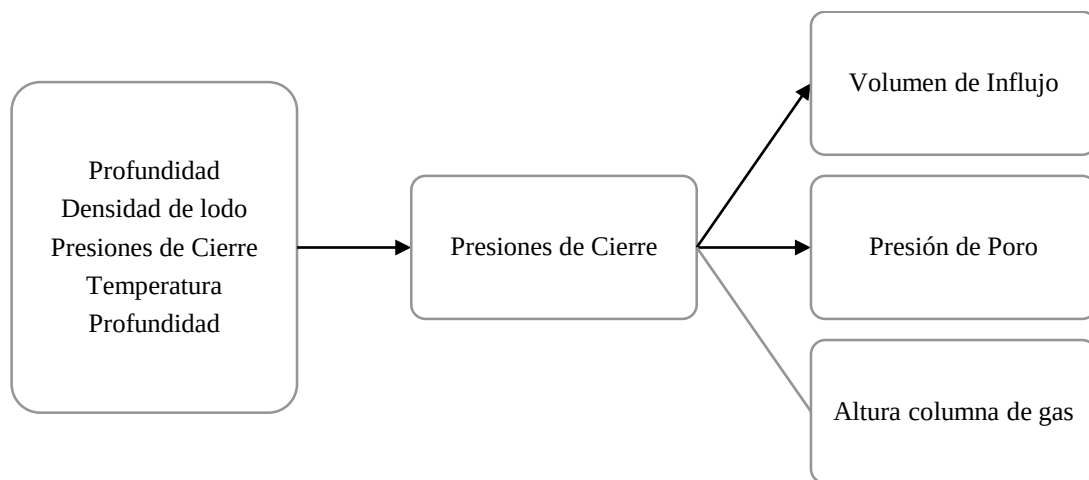


Figura 13. Datos en la inicialización por Presiones de Cierre

De manera automática, la herramienta calcula el gradiente de temperatura del pozo, y en el caso de inicialización por presiones de cierre, calcula volumen de gas en fondo, la altura de la columna de gas y la presión de poro utilizando la profundidad que ya se ingresó en el módulo de estado mecánico; en el caso de inicializar por volúmenes de lodo, la herramienta calcula las presiones de cierre usando la presión de poro y la profundidad y calcula además la altura de gas. Esto se puede detallar en la Figura 12 y la Figura 13. Después de esto, solo se debe oprimir en “CORRER”, y la herramienta empezará a funcionar.

5.2 Procesamiento de la información

Después de haber realizado la corrida, se despliega un mensaje con el tiempo total de corrida y se muestran cuatro hojas: los resultados finales y las gráficas de presiones de cierre, presión del gas y ganancia de tanques, todos en contra del tiempo. Además, se desplegará un mensaje en el

que se preguntará al usuario si desea generar los perfiles de presión de la totalidad del pozo a través del tiempo.

5.2.1 Cálculo Perfiles de Presión. Para obtener los perfiles de presión se genera una matriz de valores $(D+1, t_s)$ en la que D es la profundidad del pozo en pies y t_s es la cantidad de pasos de tiempo que se obtuvieron al terminar de correr la herramienta. En cada una de las posiciones de la matriz se tiene la presión en el tiempo t y la profundidad i como se muestra en la siguiente figura.

$$\begin{pmatrix} P(i=0, t=0) & P(i=0, t=t_a + \Delta t) & \cdot & \cdot & P(i=0, t=t_s) \\ P(1, t=0) & P(1, t=t_a + \Delta t) & \cdot & \cdot & \cdot \\ P(2, t=0) & P(2, t=t_a + \Delta t) & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ P(i=D, t=0) & P(i=D, t=t_a + \Delta t) & \cdot & \cdot & P(i=D, t=t_s) \end{pmatrix}$$

Figura 14. Matriz de perfiles de Presión

Esta matriz se empieza a llenar fila por fila, empezando en el tiempo cero. En la distancia igual a cero, el valor es igual a la presión de cierre de casing, y mientras se va aumentando la profundidad, se le suma presión hidrostática de los fluidos que se encuentran encima de esa profundidad. Esto se realiza a la totalidad del pozo, a excepción de la zona en la que se encuentra el influjo de gas, en la que la presión es igual a la presión de este. Luego de completarse la matriz, para obtener el valor de presión se selecciona que profundidad y a que tiempo se requiere conocer y la herramienta arrojará el resultado. Este procesamiento de resultados tiene aplicación hasta para veinte mil pies de profundidad y tres mil pasos de tiempo.

6. Validación de la herramienta

De la revisión bibliográfica realizada en este trabajo solo se encontraron dos casos de estudio que permitieron validar la aplicación del presente trabajo. Entre las razones para escoger estos casos se definió: i) Cantidad y calidad de los datos de entrada, es decir, se suministra la cantidad suficiente de datos que concuerden y sean lógicos para correr la herramienta. ii) El pozo sea lo más vertical posible. iii) El estado mecánico tenga igual o menos componentes de los que recibe la herramienta (completamiento triple y hasta seis variaciones de diámetros en la tubería).

Los casos base seleccionados son los que se evidencian en los trabajos de (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015) y (Hoferock & Stanbery, 1981).

6.1 Caso #1 (Hoferock & Stanbery, 1981)

En este trabajo se realiza un análisis dinámico de la presión y se desarrolla un modelo matemático para calcular la presión de cierre de Casing y la ganancia en tanques. Para la validación de este modelo, se utiliza un pozo de prueba ubicado en Louisiana, con un estado mecánico como se muestra en la Tabla 6 y Tabla 7. Para obtener los datos de campo, se realiza la inyección de nitrógeno hasta que se observa una ganancia de tanques de 10 bbl y se cierra el pozo hasta que se alcanza una presión de cierre de Casing de 500 psi (Hoferock & Stanbery, 1981). Los datos ingresados en la herramienta se detallan en la Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10 respectivamente.

Tabla 6.

Configuración de tubería Caso #1

#	ID [in]	OD [in]	TOPE [ft]	BASE [ft]
1	8,825	5 1/2	0	6011

Tabla 7

Configuración de Casing Caso #1

#	ID [in]	OD [in]	TOPE [ft]	BASE [ft]
1	2.438	2 7/8	0	6011

Tabla 8.

Propiedades de los Fluidos Caso #1

Propiedad de los fluidos	
Densidad lodo original	8.6 ppg
Peso molecular gas	28 lb/lb-mol

Tabla 9.

Datos de presión de cierre del Caso #1

Iniciación por Presiones de Cierre	
SIDPP [psi]	266
SICP [psi]	500
Temperatura [° F]	140

Tabla 10.

Datos de Inicialización

Iniciación	
Tasa de Matado [bbl/min]	≈2.29
dt [s]	5
Temperatura de Superficie [° F]	80

Resolviendo por el método para matar el pozo denominado del perforador e inicializando por presiones de cierre, los resultados obtenidos se pueden observar en la Figura 15 y la Figura 16.

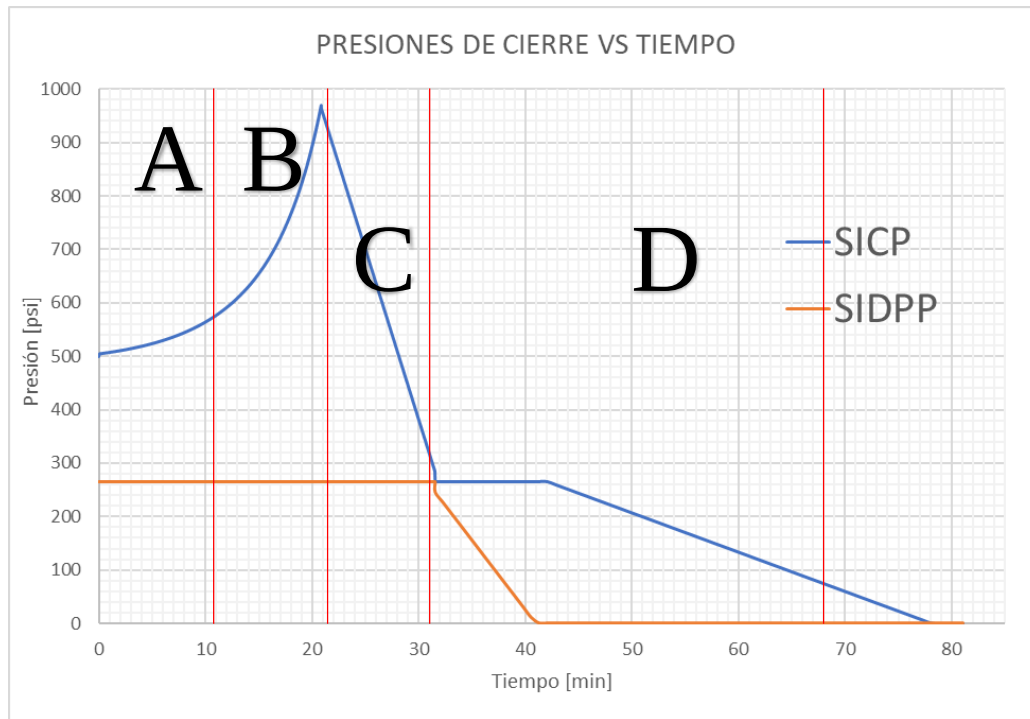


Figura 15. Presiones de Cierres Caso #1 Método del perforador

En la Gráfica 1 se puede apreciar el comportamiento de las presiones de cierre tanto de Casing como de tubería a través del proceso de matado de pozo utilizando el método del perforador. Este método se puede dividir en cuatro etapas que son las siguientes:

a) Desplazamiento del gas al tope del pozo y expansión de este. Al estar desplazando el gas con el lodo original, la presión de cierre de tubería se mantiene constante mientras que la presión de cierre de Casing disminuye.

b) Desplazamiento del gas afuera del pozo. En este paso la presión de cierre de Casing va disminuyendo conforme se va desplazando el gas y la presión de cierre de Casing permanece constante.

c) Desplazamiento del lodo de matado de superficie al fondo del pozo a través de la tubería. La presión de cierre de tubería disminuye hasta que se alcanza el fondo del pozo mientras que la presión de cierre de Casing permanece constante.

d) Desplazamiento del lodo de matado de fondo de pozo a través del anular. La presión de cierre de Casing disminuye hasta que el pozo se encuentra totalmente lleno del lodo de matado.

Respecto al comportamiento de la presión del gas respecto al tiempo, en la que se aprecia una declinación uniforme mientras se encuentra en la primera fase del proceso, pero que cambia durante la fase de desplazamiento del gas afuera del pozo, como se muestra en la Figura 16, descendiendo más despacio que la etapa anterior.

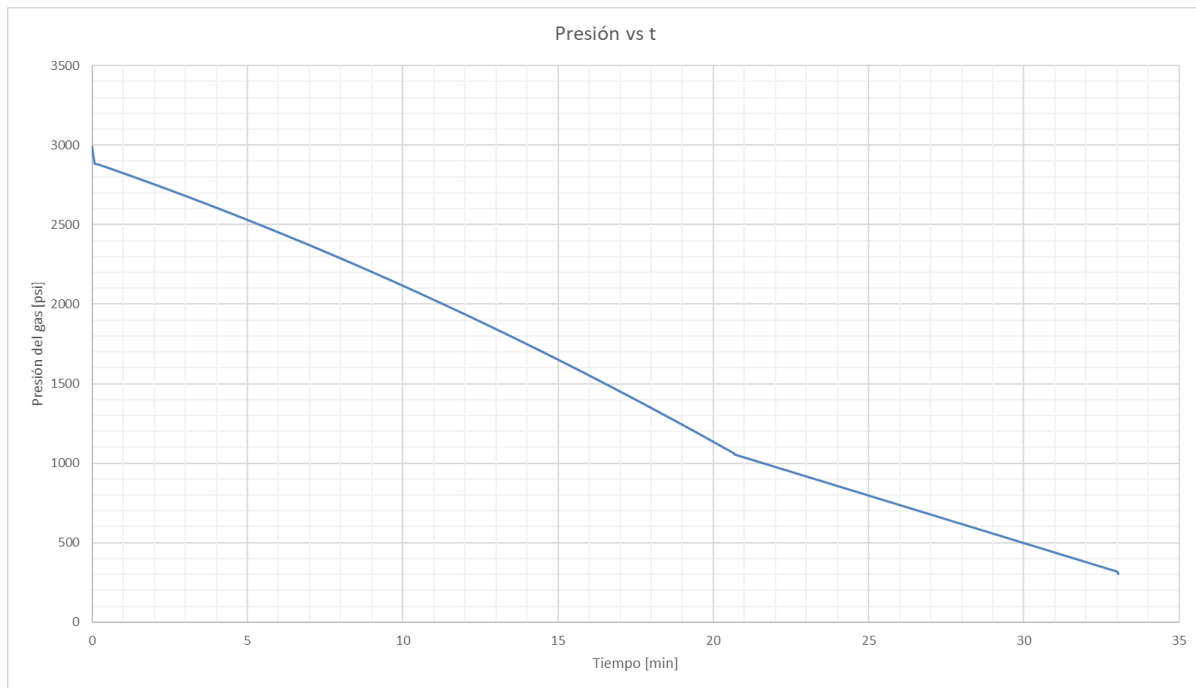


Figura 16. Presión del gas vs t. Caso #1 Método del perforador

Para la validación de la herramienta se comparan las ganancias de tanques con los resultados que se obtienen de la herramienta y los datos de campo que están en el trabajo de (Hoberock & Stanbery, 1981). La comparativa de los resultados se encuentra en la Figura 17.

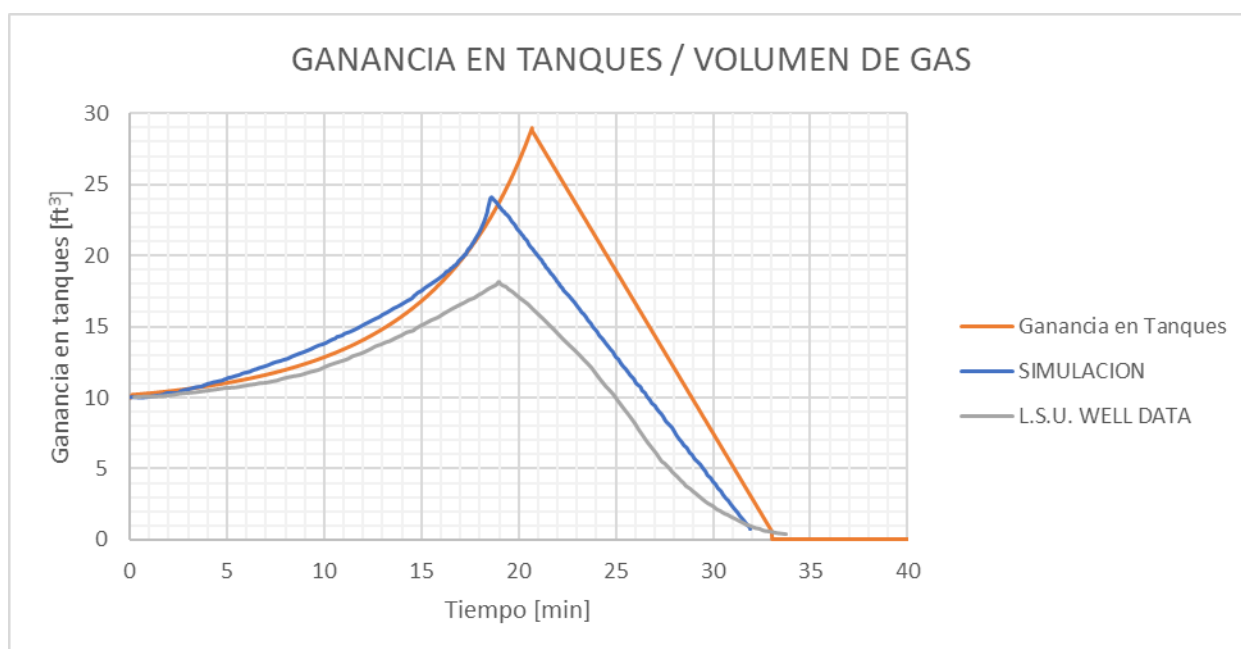


Figura 17. Comparativo ganancias en tanques Caso #1 Método del perforador

Los resultados más relevantes se encuentran en la Tabla 11.

Tabla 11.

Resultados relevantes Caso #1 Método del perforador

Variable	L.S.U. Well Data	Simulación Hoberock & Stanbery	WellSim's	% de Diferencia
Máx. Ganancia en Tanques	17,76 bbl	23,86 bbl	28,75 bbl	61,88
Tiempo de llegada del gas al tope	19,46 min	18,78 min	21,09 min	8,38
Tiempo de salida total del gas	33,77 min	31,71 min	33,03 min	2,19

Los valores de la ganancia de tanques que se obtienen de la simulación realizada con la herramienta son congruentes con el comportamiento de un gas expandiéndose de manera controlada en un proceso de matado de pozo usando el método del perforador, pero difieren con

datos del pozo del caso base de (Hoferock & Stanbery, 1981) en un 61,88 % respecto al volumen de ganancia de tanques, un 8,38 % respecto al tiempo de llegada del gas al tope del pozo y un 2,19 % respecto al tiempo de salida total del gas. Esta diferencia se presenta porque en el trabajo de (Hoferock & Stanbery, 1981) no se mantiene una presión de fondo constante e igual a la presión de formación, sino que se elevó hasta casi 200 psi por encima de la presión de formación. Al aumentar de esta manera la presión de fondo de pozo y cumpliendo con la ley de conservación del momento en la que se basa este modelo, la presión de cierre de casing y tanto el volumen como difieren, la SICP será como se muestra en la Figura 18 y el gas se expandirá más lentamente. La presión adicional también se evidencia en la presión de cierre en casing después de haber retirado el gas del pozo.

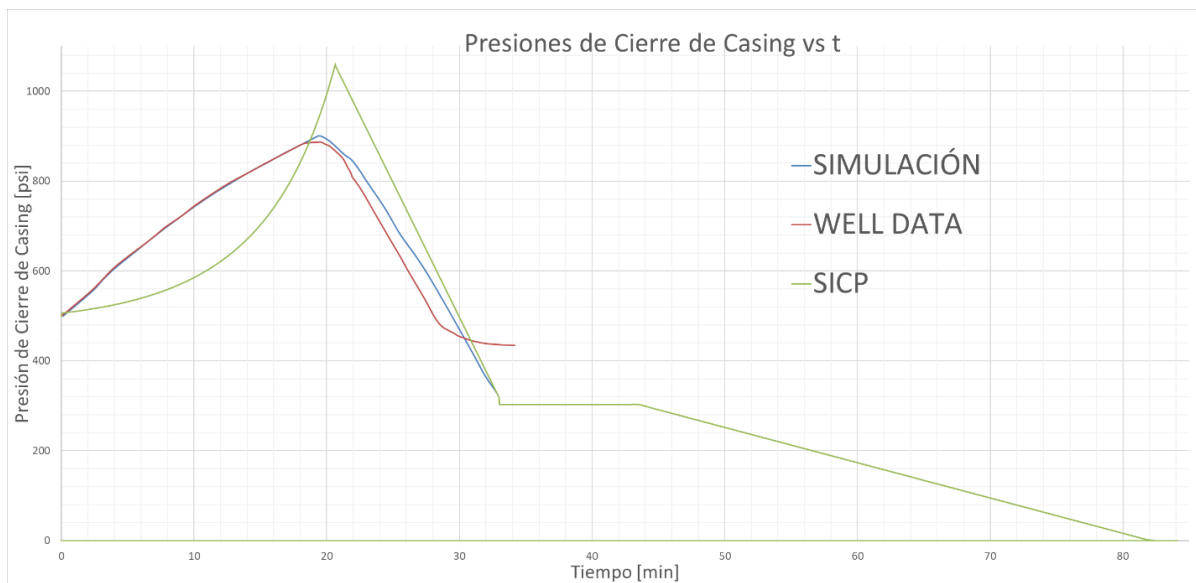


Figura 18. Comparativo presiones de cierre de casing Caso #1 Método del perforador

Además de validar el funcionamiento de la herramienta comparando los resultados de esta con datos encontrados en la literatura, se puede analizar el comportamiento de un influjo de gas en un proceso de control de pozo utilizando el método “Wait and Weight”. En la Gráfica 6 se detalla y el comportamiento de las presiones de cierre respecto al tiempo, y en la Figura 19 el comportamiento de la presión del gas respecto al tiempo.

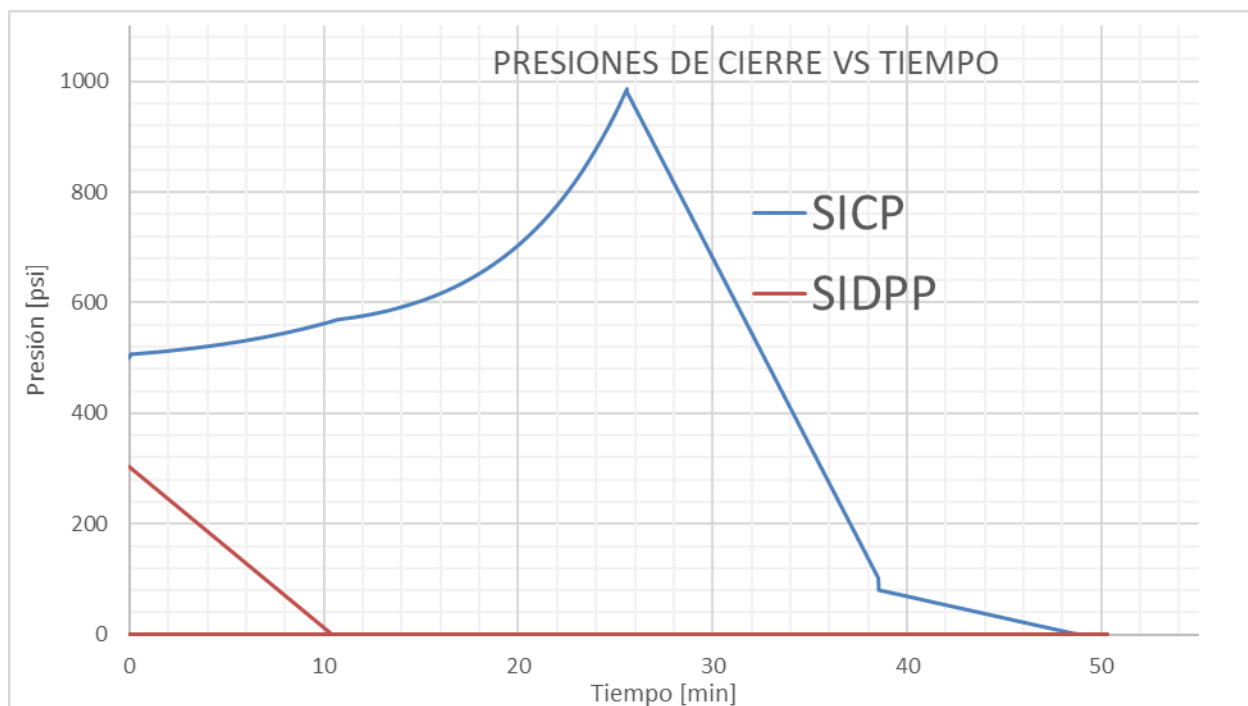


Figura 19. Presiones de cierre Caso #1 Método Wait and Weight

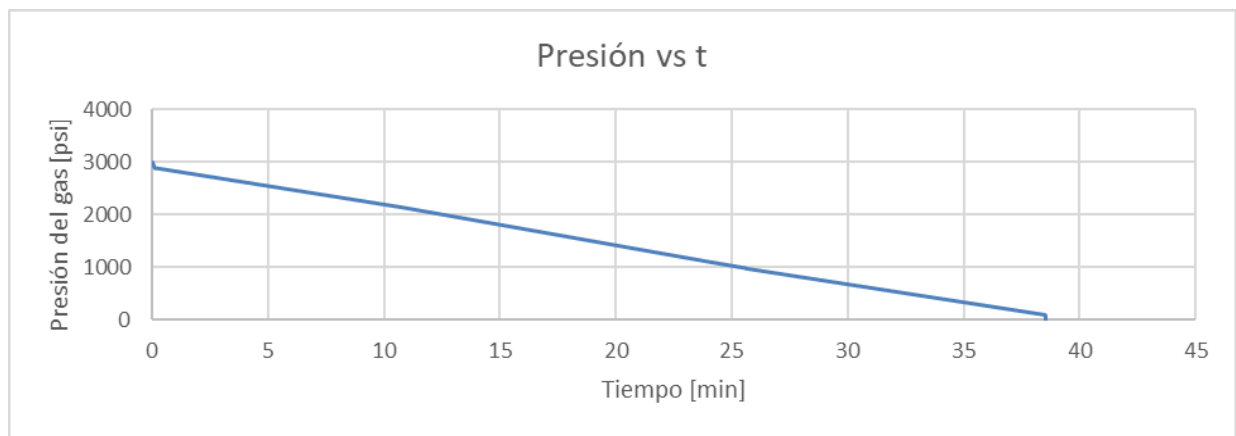


Figura 20. Presión del gas vs tiempo Caso #1 Método Wait and Weight

Utilizando el método “Wait and Weight”, el comportamiento de las presiones de cierre respecto al tiempo, al igual que con el método del perforador, se divide en cuatro fases, pero el comportamiento es muy diferente.

- a) Se empieza a bombear el lodo de matado a través de la tubería, disminuyendo la presión de cierre de esta y aumentando de manera paulatina la de Casing, hasta que el lodo de matado llega a fondo de pozo, dejando la presión de cierre de tubería en cero.
- b) El lodo de matado empieza a ascender por el anular, permitiendo la expansión del gas de forma controlada y el aumento de la SICP hasta que el gas llega al tope del pozo.
- c) Se desplaza el gas afuera del pozo, disminuyendo la presión del anular de forma medianamente abrupta.
- d) Se desplaza el último bache de lodo original afuera del pozo, teniendo una caída suave de la presión de cierre del anular hasta que llega a cero.

Además, la declinación de la presión del gas es casi idéntica durante todo el proceso, sin sufrir de cambios abruptos.

6.2 Caso #2 (Ling et al., 2015)

Para la validación de los resultados, se toman los datos que se encuentran en el trabajo de (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015), que se encuentra en la Tabla 12, Tabla 13, Tabla 14, Tabla 15 y Tabla 16, respectivamente. Para obtener la temperatura de superficie se utiliza el gradiente de temperatura y la profundidad del pozo.

Tabla 12

Configuración de casing Caso #2

#	OD	TOPE	BASE
1	8 1/2	0	9975

Tabla 13.

Configuración de tubería Caso #2

#	OD	TOPE	BASE
1	4 1/2	0	9445
2	6.25	9445	9975

Tabla 14.

Propiedades de los fluidos Caso #2

Propiedades de los Fluidos	
Densidad Lodo Original	11.7 ppg
Peso Molecular Gas	20 lb/lb-mol

Tabla 15.

Datos de volumen de lodo Caso #2

Iniciación por Volúmenes de Lodo	
Volumen Entrada [bbl]	0
Volumen Salida [bbl]	13.6
Presión de Poro [psi]	2954
Temperatura [° F]	180

Tabla 16.

Datos de iniciación Caso #2

Iniciación	
Tasa de Matado [bbl/min]	≈2.29
dt [s]	5
Temperatura de Superficie [° F]	80

En la Gráfica 8 se aprecia los resultados de la simulación realizada con la herramienta. En este caso hay una disminución del volumen del gas (a la vez que una disminución de la SICP) debido a un cambio de diámetros del anular, como se muestra en la Figura 21, aunque después de estar la totalidad del gas en una misma sección de diámetros el gas vuelve a aumentar en su desplazamiento a superficie. Con la herramienta se obtuvo un tiempo de desplazamiento y expulsión del gas fuera del pozo de aproximadamente 122,9 min. Comparando con los resultados obtenidos en el trabajo

de (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015) en los que los datos de campo arrojan un tiempo de circulación de 129,3 min, arrojando un error del 4,9 %. Los resultados son muy parecidos a los obtenidos con el modelo originalmente planteado por (Ling, He, Ge, Pei, & Shen, 2015), aunque se haya omitido parte de este. Una de las principales razones por las que los resultados difieren es la falta de exactitud de los datos suministrados, que no permiten una inicialización correcta de la herramienta, además del pozo probablemente poseer una pequeña desviación que hace variar los tiempos de circulación.

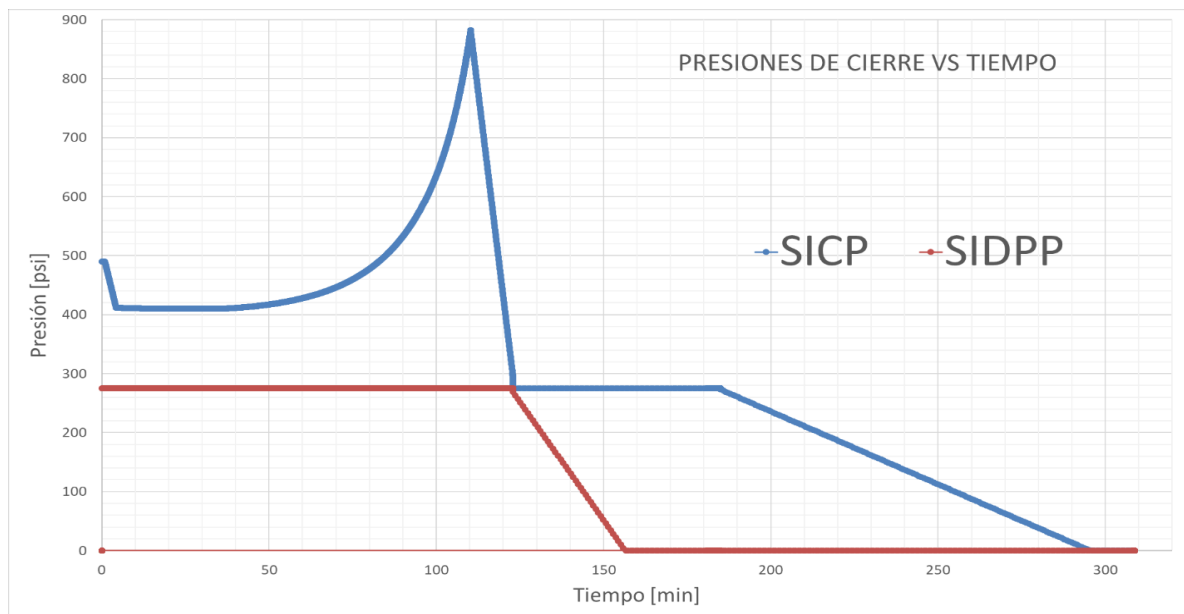


Figura 21. Presiones de cierre Caso #2

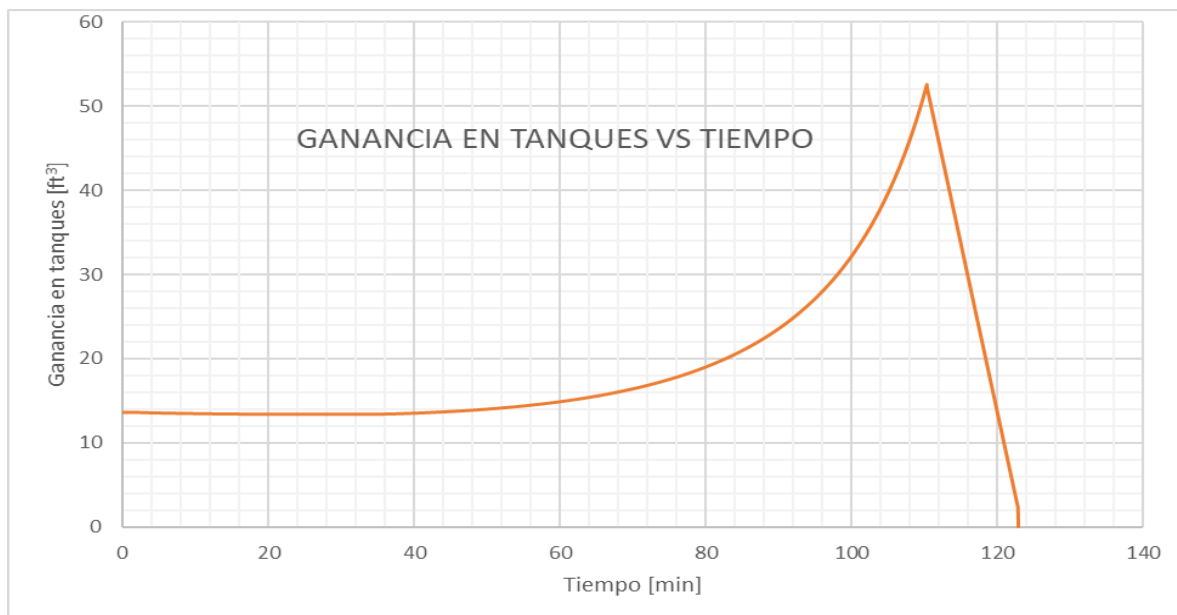


Figura 22. Ganancia en tanques Caso #2

6.3 Efecto de los DrillCollars

En la Figura 22 se puede observar como la presión de cierre empieza a disminuir al inicio de la circulación, al igual que el volumen del influjo. Esto se debe al efecto de los drill collars que se encuentran al final del arreglo de tubería, que disminuyen el área de flujo e incrementan la altura de la columna de gas. Este aumento ocasiona que la presión de cierre de Casing sea mayor, pero ira disminuyendo hasta que la columna de gas supere los drill collars. Para validar esta información, se extrae el caso del trabajo de (Grace & L., 2004, págs. 14-51) y se le agregan secciones de drill collars de a cien pies cada una. Los datos de ingreso inicial se pueden encontrar en la Figura 23.

Iniciación por Presiones de Cierre	
SIDPP [psi]	200
SICP [psi]	300
Temperatura [° F]	180

Figura 23. Inicialización validación DrillCollars

#	OD	ID	TOPE	BASE
1	4 ½	4	0	10000

Figura 24. Ensamble de tubería validación DrillCollars

Propiedades de los Fluidos	
Densidad Lodo Original	9,6 ppg
Peso Molecular Gas	20 lb/lb-mol

Figura 25. Propiedades de los fluidos validación DrillCollars

#	OD	ID	TOPE	BASE
1	9	8.625	0	2000
2	7,875		2000	10000

Figura 26. Ensamble de casing validación DrillCollars

Iniciación	
Tasa de Matado [bbl/min]	3
dt [s]	5
Temperatura de Superficie [° F]	80

Figura 27. Datos de iniciación validación DrillCollars

Después de correr la herramienta con todas las variaciones en DrillCollars, se obtiene la y. En estas dos se puede observar como la presión de cierre inicial aumenta y luego se normaliza, hasta obtener el mismo comportamiento. La curva se va desplazando hacia la izquierda debido a que, al haber menor espacio anular, se va a necesitar menos tiempo de circulación para sacar la patada e ingresar el lodo de matado.

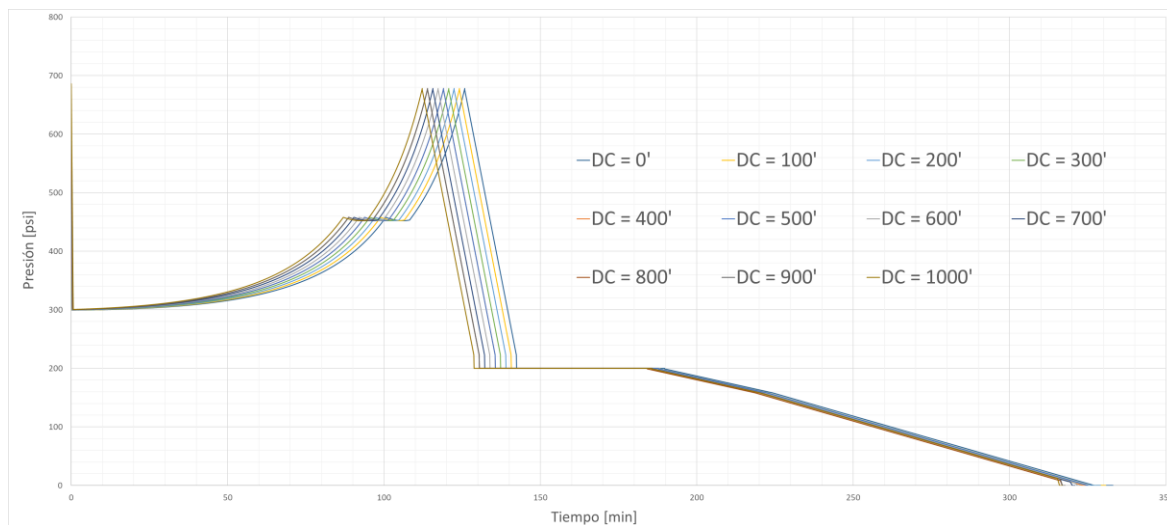


Figura 28. Presión de cierre de casing validación DrillCollars.

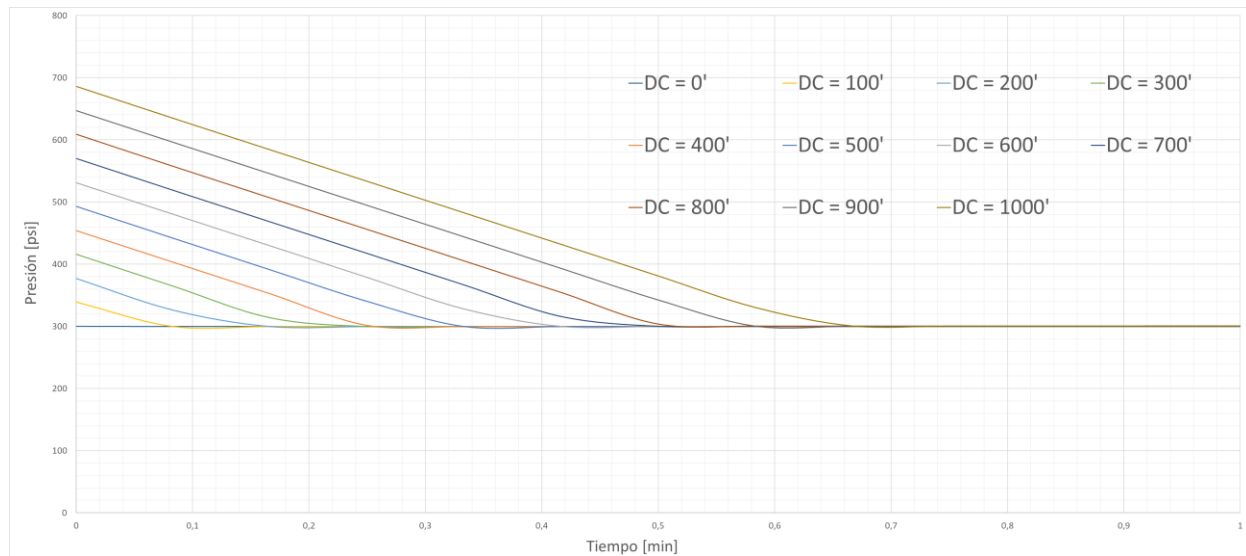


Figura 29. Presión de cierre de casing validación DrillCollars de 0 a 1 minuto.

7. Conclusiones

- A partir del análisis e investigación realizado, se logró desarrollar la herramienta computacional nombrada “WellSim’s”, la cual permite realizar un análisis completo del comportamiento de un influjo de gas durante un proceso de control de pozo, ya sea a través del método del perforador o “Wait and Weight”.
- La herramienta fue validada al simular dos casos encontrados en la literatura, al comparar los resultados se encontró que uno de ellos se modelaba de una forma muy similar a lo que la literatura expresa, donde los valores encontrados no presentaban un error mayor al 5% que es de esperarse debido a que los valores modelados de manera teórica no tienen en cuenta algunos aspectos que intervienen en la manera experimental; de igual forma al comparar otro caso se

encuentran que por el manejo que se le dio a la presión de fondo no se ajusta al modelamiento desarrollado en este programa.

- Se puede resaltar que la desviación del pozo tiene una alta influencia en los resultados de la herramienta dado que está hecha para una verticalidad absoluta. Entre mayor sea la desviación del pozo, mayor error se presentará en los resultados.

- Las variables a resaltar en este modelo son la temperatura y la presión de poro, siendo la primera una variable crítica que solo varía en función de la profundidad, pero no en el tiempo, influyendo en el comportamiento PVT del influjo del gas; la importancia de la segunda radica en que de ella se desprenden todos los cálculos e influye en todas las demás variables dependientes del tiempo.

8. Recomendaciones

- Desarrollar un programa que tenga en cuenta la presión de operación de las bombas y las pérdidas por fricción en tubería y anular.

- Modelar el comportamiento del gas en el anular asumiendo un patrón de flujo multifásico distinto.

- Desarrollar un programa que permita predecir el tipo de influjo que se presenta y trabajar con este.

- Desarrollar un modelo que permita el uso de un lodo base aceite.

Referencias bibliográficas

- Aberdeen Drilling Schools. (2002). *Well Control*.
- Bourgoyne, A. T., Millhelm, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1991). *Applied Drilling Engineering*. SPE TEXTBOOK SERIES (Vol. 2).
- Bowers, G. L., & others. (1995). *Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction*. SPE Drilling & Completion, 10(02), 89–95.
- Duarte, C. A., & Niño, J. R. (2004). *Introducción a la mecánica de fluidos*. Univ. Nacional de Colombia.
- Eaton, B. (1972). *The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs*. *Journal of Petroleum Technology*. 24(8), 929–934. <https://doi.org/10.2118/3719-PA>
- Eaton, B. A. (1975). *The equation for geopressure prediction from well logs: Society of Petroleum Engineers Paper 5544*. In 50th Annual Fall SPE-AIME Meeting, Dallas, Texas, September.
- Grace, R. D., & Shursen J. L. (2004). *Drilling Practices*. PetroSkills. 14-51.
- Hoberock, L., & Stanbery, S. (1981). *Pressure Dynamics in Wells During Gas Kicks: Part 2 - Component Models and Results*. *Journal of Petroleum Technology*, 33(8). <https://doi.org/10.2118/9822-PA>
- Hottmann, C. E., Johnson, R. K., & others. (1965). *Estimation of formation pressures from log-derived shale properties*. *Journal of Petroleum Technology*, 17(06), 717–722.
- LeBlanc, J., & Lewis, R. (1968). *A Mathematical Model of a Gas Kick*. *Journal of Petroleum Technology*. <https://doi.org/10.2118/1860-PA>

- Ling, K., He, J., Ge, J., Pei, P., & Shen, Z. (2015). *A rigorous method to calculate the rising speed of gas kick*. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(1), 81–89.
<https://doi.org/10.1007/s13202-014-0111-4>
- Nickens, H. V. (1985). *A Dynamic Computer Model of a Kicking Well*, (June), 159–173.
- Schlumberger. (2012). *Manual de Control de pozos*.
- Thomas, D. C., Lea, J. F., & Turek, E. A. (1984). *Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids: Effects on Kick Detection*. *Journal of Petroleum Technology*, 36(06), 959–968.
<https://doi.org/10.2118/11115-PA>
- Well Control International. (2012). *Manual de Control de pozos*.
- Well Control School. (2003). *Well Control Manual*, 577.
- Zhang, J. (2011). *Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches*. *Earth-Science Reviews*, 108(1–2), 50–63.
<https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>
- Zhang, J., Standifird, W. B., Lenamond, C., & others. (2008). *Casing ultradeep, ultralong salt sections in deep water: A case study for failure diagnosis and risk mitigation in record-depth well*. In SPE annual technical conference and exhibition