

APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA EVALUACIÓN DE
PRESIONES DE SUABEO Y SURGENCIA DURANTE OPERACIONES DE
PERFORACIÓN.

ANDRÉS FERNANDO AGUILAR JEREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2018

APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA EVALUACIÓN DE
PRESIONES DE SUABEO Y SURGENCIA DURANTE OPERACIONES DE
PERFORACIÓN.

ANDRÉS FERNANDO AGUILAR JEREZ

Trabajo de grado para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos

Director

EMILIANO ARIZA LEÓN

Ph D en Ingeniería Química

Codirector

HELMUTH ESTEBAN PORTILLA RODRIGUEZ

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2018

DEDICATORIA

A Dios

*Por acompañarme en este camino, haciéndome tomar las mejores decisiones.
Todo lo que le he pedido, me lo ha concedido.*

A mis Padres

*A mi madre, por infundirme el carácter necesario para no desfallecer ante la
adversidad y siempre poder contar con sus palabras de apoyo.*

*A mi padre, por enseñarme que con la constancia y la disciplina se pueden
alcanzar las metas.*

A Diana mi amor

*Por todo el apoyo incondicional, sus palabras, su paciencia, estar a mi lado
impulsándome y ayudándome a ser mejor persona y por sobre todo brindarme su
amor.*

A mis Hermanos

Cristian y Jorge siempre puedo contar con ustedes.

A mi familia

Por dedicar un momento de sus vidas, para enseñarme algo.

A mis amigos

El trabajo en equipo es más fácil y gratificante.

ANDRÉS FERNANDO AGUILAR JEREZ

AGRADECIMIENTOS

A Ecopetrol S.A y al grupo de investigación Estabilidad de pozo, por sus orientaciones y guía en el desarrollo de este trabajo.

Al Doctor Emiliano Ariza León y al Ingeniero Helmuth Esteban Portilla Rodríguez, por dedicar su tiempo y conocimientos en pro de esta investigación.

A los ingenieros Diego Vargas y Carlos Reyes, por su colaboración durante la elaboración de este trabajo.

A mis dos grandes amigos, Fabián García y Andrea Corredor, por dedicar tanto tiempo estudiando, construyendo sueños y conocimiento.

A todas las personas que me acompañaron en este camino, que con su apoyo y tiempo hicieron de esto una realidad.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DE SUABEO Y SURGENCIA	16
1.1 TEORÍA DE LAS SURGENCIAS.....	16
1.1.1. Suabeo y Surgencia.....	16
1.1.2. Causas del suabeo y surgencias.....	18
1.1.3. Factores que afectan el suabeo y surgencia.....	19
2. FUNDAMENTOS SOBRE MODELAMIENTO MATEMÁTICO	21
2.1 PRINCIPIOS DEL MODELAMIENTO MATEMÁTICO	21
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS	24
2.3 ETAPAS DEL MODELAMIENTO	26
2.3.1 Construir el Modelo.....	27
2.3.2 Estudiar el Modelo.....	29
2.3.3 Probar el Modelo.....	31
2.3.4 Usar el modelo.....	32
3. MODELO MATEMÁTICO PARA EL SUABEO Y SURGENCIA.....	33
3.1 TUBERÍA EXTREMO ABIERTO- CERRADO.....	34
3.1.1 Primer paso	35
3.1.2 Segundo paso.....	37
3.1.3 Tercer paso.....	39
3.1.4 Cuarto paso.....	39
3.2 COMPARACIÓN CON OTROS MODELOS.....	41
3.2.1 Comparativo para tubería abierta. Modelo BAKER HUGHES INTEQ.....	41

3.2.2 Comparativo para tubería cerrada. Modelo LAPEYROUSE.....	48
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	57
4.1. SENSIBILIDAD MODELO TUBERÍA EXTREMO ABIERTO- CERRADO	57
4.1.1 Pérdidas de presión alrededor de la sarta.....	58
4.1.2 Pérdidas de presión alrededor del Drill Collar.	64
5. MANUAL DEL APLICATIVO SaPIR	69
5.1 TUBERÍA DE EXTREMO ABIERTO- CERRADO.....	69
6. APLICACIÓN EN POZOS DE ECOPETROL.	73
6.1. POZO 1	73
6.2. POZO 2	81
6.3. POZO 3	85
7. CONCLUSIONES.....	88
8. RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFÍA.....	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Proceso de suabeo	17
Figura 2: Proceso de surgencia	17
Figura 3: Primer orden de modelos matemáticos	23
Figura 4: Ejemplo de las jerarquías animales	25
Figura 5: Etapas de desarrollo de un modelo	27
Figura 6: Esquema de estado mecánico.....	34
Figura 7: Diagrama de flujo. Tubería extremo abierto – cerrado.	40
Figura 8: Diagrama de flujo Modelo Tubería abierta.....	47
Figura 9: Diagrama de flujo. Modelo Lapeyrouse	54
Figura 10 Velocidad Máxima del Drillpipe.....	59
Figura 11: Diámetro de DrillPipe	59
Figura 12: Diámetro del pozo.....	60
Figura 13: Exponente ley de la potencia.....	60
Figura 14: Comportamiento Constante de Consistencia.....	61
Figura 15: Comportamiento Longitud de Drillpipe.....	62
Figura 16: Sensibilidad DrillPipe	63
Figura 17: Velocidad Máxima Drillpipe.....	64
Figura 18: Diámetro del pozo.....	65
Figura 19: Diámetro del Drillcollar.....	65
Figura 20: Exponente Ley de potencia	66
Figura 21: Longitud del Drillcollar.....	66
Figura 22: Constante de Fluidez.....	67
Figura 23: Sensibilidad DrillCollar	67
Figura 24: Ventana Data SaPIR Swab and Surge	69
Figura 25: Pestaña “Curves”	71
Figura 26: Pestaña GRAPHICS.....	72
Figura 27: Presiones de Suabeo y Surgencia Sección 17 ½	75
Figura 28 Presiones de Suabeo y Surgencia Sección 12 ¼.....	77

Figura 29 Comportamiento de los viajes de tubería.....	78
Figura 30 Presiones de Suabeo y Surgencia Sección 8 ½	79
Figura 31 Presiones de Suabeo y Surgencia. Total de secciones.....	80
Figura 32 Presiones de Suabeo y Surgencia. Total de secciones.....	83
Figura 33 Presiones de Suabeo y Surgencia. Total de secciones.....	87
Figura 34 Comportamiento de viajes de tubería del pozo 3.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Ejemplos de modelos deterministas y estocásticos	25
Tabla 2 Datos de entrada. Comparación de modelos: Tubería extremo abierto-cerrado y Baker Hughes.	48
Tabla 3 Resultados de comparación de modelos. Tubería extremo abierto- cerrado y Baker Hughes.	48
Tabla 4 Datos de pozo. Sección 8 1/2 in.	55
Tabla 5 Resultados de la comparación de modelos para tubería cerrada.	55
Tabla 6 Valores base del modelo.....	58
Tabla 7 Valores operacionales. Sección 17 ½.....	74
Tabla 8 Valores operacionales, Modelo 1 Sección 12 ¼	76
Tabla 9 Valores operacionales, Sección 8 ½.....	79
Tabla 10 Valores operacionales, Modelos Sección 17 ½	82
Tabla 11 Valores operacionales, Modelos Sección 12 ¼	82
Tabla 12 Valores operacionales, Modelos Sección 8 ½:	83
Tabla 13 Generalidades pozo 3.	85
Tabla 14 Generalidades pozo 3. Secciones y Profundidades.....	85
Tabla 15 Generalidades Pozo3.....	86

RESUMEN

TÍTULO: APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA EVALUACIÓN DE PRESIONES DE SUABEO Y SURGENCIA DURANTE OPERACIONES DE PERFORACIÓN.*

AUTOR: ANDRÉS FERNANDO AGUILAR JEREZ **

PALABRAS CLAVE: SUABEO, SURGENCIA, PRESIÓN HIDROSTÁTICA, MODELO MATEMÁTICO, SENSIBILIDAD, VARIABLE, DIFERENCIA DE PRESIÓN.

DESCRIPCIÓN:

En la construcción de los pozos petroleros, se conjuga un sin número de variables que deben ser monitoreadas, debido a que cumplen una tarea fundamental en el desarrollo de las operaciones de perforación. Además, se presentan un sin número de fenómenos que afectan el progreso normal de las actividades de perforación. Dos de estos fenómenos son el suabeo y surgencia.

El estudio y análisis de los fenómenos de suabeo y surgencia, se hace mediante el uso de modelos matemáticos, los cuales esbozan el comportamiento de estas presiones. De esta forma una serie de ecuaciones y parámetros, se engranan para producir una estructura completa, que hace que el estudio e investigación de este fenómeno se haga de una manera más precisa y sencilla. Las variables en estos modelos son analizadas para poder determinar la importancia de cada una de ellas y su efecto en el modelo. Posterior a esto son validadas mediante la interacción de cada una de ellas dentro del modelo. A esto se le denomina análisis de sensibilidad. Para finalizar, se realizó la aplicación de estos modelos, para el cálculo de las presiones de suabeo y surgencia en pozos de Ecopetrol, mediante la construcción de un aplicativo informático, que se programó en lenguaje C#, de esta forma se pudo validar y verificar la veracidad del modelo.

* Trabajo de Grado.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ph.D Emiliano Ariza León.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF MATHEMATICAL MODELS FOR THE EVALUATION OF SWAB AND SURGE PRESSURES DURING DRILLING OPERATIONS.*

AUTHOR: ANDRÉS FERNANDO AGUILAR JEREZ **

KEYWORDS: SWAB, SURGE, HYDROSTATIC PRESSURE, MATHEMATICAL MODEL, SENSITIVITY, VARIABLE, PRESSURE DIFFERENCE.

DESCRIPTION:

In oil wells construction, a number of variables are combined that must be monitored, because they fulfill a fundamental task in the development of drilling operations. In addition, there are a number of phenomena that affect the normal progress of drilling activities. Two of these phenomena are swab and surge.

The study and analysis of the swab and surge phenomena is done through the use of mathematical models, which sketch the behavior out of these pressures. In this way, a series of equations and parameters, are geared to produce a complete structure, which makes the study and investigation of this phenomenon is done in a more precise and simple way. The variables in these models are analyzed in order to determine the importance of each of them and their effect on the model. After this, they are validated through the interaction of each of them within the model. This is called sensitivity analysis.

To finalize, the application of these models, for the calculation of the pressures of swab and surge in wells of Ecopetrol, by means of the construction of a computer application, which was programmed in C # language, thus this way it was possible to validate and verify the veracity of the model.

* Bachelor Tesis..

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ph.D Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

Las presiones de suabeo y surgencia son usualmente generadas durante muchas fases de la construcción del pozo como en los viajes de tubería, corriendo casing y en operaciones de cementación. Las presiones de suabeo y surgencia pueden llevar a un gran número de problemas costosos durante la perforación como pérdida de circulación, daño a la formación, injlujo de fluidos, patadas de pozo y reventones. El estudio de este fenómeno es de vital importancia económica para la industria del petróleo. Estudios teóricos y de campo indican que las surgencias dependen de la velocidad de viaje de la sarta, la geometría del pozo, el régimen del flujo, la reología del lodo y si la tubería está cerrada o abierta.

Según estudios de campo ¹ que se llevaron a cabo para investigar los efectos de las propiedades del fluido y la geometría del pozo², las presiones de suabeo y surgencia aumentan con la velocidad de viaje de la sarta y la profundidad del pozo. Esto fue reafirmado por estudios recientes³ donde muestran que las variables que impactan en gran medida estas presiones son la velocidad de viaje, la geometría del pozo, el régimen de flujo, la reología del lodo.

Hasta hoy se han hecho un gran número de estudios de modelos con los cuales se analiza el comportamiento de este fenómeno y se han tenido en cuenta diferentes variables, en este trabajo se realizó una estimación y análisis de las presiones de suabeo y surgencia haciendo uso de diferentes modelos matemáticos, además del

1 CLARK, R. K. y FONTENOT, J. E., Field Measurements of the Effects of Drillstring Velocity, Pump Speed, and Lost Circulation Material on Downhole Pressures, 1974. SPE Paper 4970 presented at the 49 Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, Texas (6-9 October).

2 WAGNER R. R, et al. Surge Field Tests Highlight Dynamic Fluid Response. 1993. SPE Paper 25771 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Amsterdam (23-25 February).

3 CRESPO, Fredy; AHMED, Ramadan. . A simplified surge and swab pressure model for yield power law fluids. Octubre 2012. ELSEVIER Journal of petroleum Science and Engineering, no 101.,p 12-20.

estudio de las variables que están inmersas en las operaciones de perforación cuando se realizan viajes de tubería.

Es necesario la programación software que pueda estimar las presiones de Suabeo y Surgencia, de esta manera poder estudiar y controlar de forma más eficiente las velocidades de viaje evitando tiempos no productivos, costos por problemas posteriores, asimismo proporcionando más seguridad y confianza cuando se desarrollan estas operaciones.

A partir de datos suministrados por la empresa estatal ECOPETROL S.A, de algunos pozos, se validaron, los cálculos y simulaciones efectuadas y de esta manera se observó la variabilidad y la viabilidad de las predicciones, para poder realizar ajustes que contribuyen con el mejoramiento de este trabajo.

1. GENERALIDADES DE SUABEO Y SURGENCIA

1.1 TEORÍA DE LAS SURGENCIAS

Cuando se realizan operaciones de perforación, la tubería realiza movimientos axiales, entrando y saliendo del pozo, esto puede ocasionar la entrada no deseada de fluidos de la formación hacia el pozo, o el aumento de la presión bajo la tubería la cual se denomina Surgencia y Suabeo respectivamente, esto genera un desplazamiento del fluido en el tope del pozo. Modelar estas variables ayuda al ingeniero a evitar salir de la ventana de presión de poro y presión de fractura durante operaciones de viaje, sin ralentizar más de lo necesario⁴. El Control de estos eventos en las operaciones es muy importante puesto que de lo contrario acarrearía grandes problemas como reventones, derrumbes, fracturamiento y pérdidas de fluido de perforación en la formación.⁵

1.1.1. Suabeo y Surgencia. Cuando se mueve la sarta a través del fluido, aparecen las fuerzas de Pistoneo (Suabeo) y Compresión (Surgencia). En la dirección en que se mueve la sarta indica cuál es la fuerza dominante, el Suabeo o la Surgencia, pueden ocurrir en típicas operaciones de perforación en algunos casos es más difícil controlarlas que en otros, por ejemplo, en aguas profundas. 6

Suabeo: Cuando la tubería viaja hacia arriba (sacando tubería), la presión de Suabeo predomina (Figura 1), puesto que el fluido no se desliza hacia abajo entre la tubería y la pared del pozo tan rápido como la tubería está siendo extraída, por

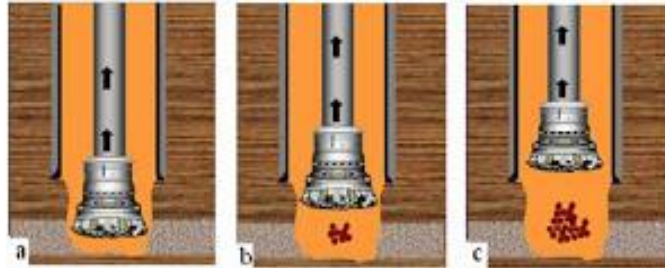
4BJORKEVOLL, Kristian, et al. Field data verification of transient surge swab model for critical Wells applications. 2003. Presented at Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy.

5 TANG; Ming, et al. Simplified surge pressure model for yield power law fluid in eccentric annuli. Mayo 2016 ELSEVIER Journal of petroleum Science and Engineering. no 145., p. 346-356.

6 BYBEE, Keith. Compensation of Surge and Swab Pressures in Floating Drilling Operations. 2008. SPE 0208-0052.

tanto se reduce la presión debajo de la tubería permitiendo que los fluidos de la formación llenen este vacío hasta que esta presión sea igualada. ⁷

Figura 1: Proceso de suabeo



Fuente: La comunidad petrolera. Yacimientos de gas condensado. ⁸

Surgencia: Ocurre cuando se realizan viajes de tubería a fondo (bajando tubería), el fluido de perforación debe desplazarse alrededor de la sarta y hacia arriba del pozo, si la tubería se mueve muy rápido no todo el fluido podrá relegarse a los costados, así se genera un aumento en la presión bajo la tubería y fractura de la formación, llevando a pérdidas del fluido y pérdida de la columna hidrostática⁹.

Figura 2: Proceso de surgencia



Fuente: La comunidad petrolera. Yacimientos de gas condensado. ¹⁰

7 WELL CONTROL SCHOOL. Well Control Manual. Harvey, Louisiana, USA: WCS 2001.

8 LA COMUNIDAD PETROLERA. Problemas de hoyo. En línea. Junio 22 de 2009. Revisado Noviembre 5 de 2017. Disponible en internet: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/problemas-de-hoyo.html>

9 WOLSKI, Antonio; JUNQUEIRA, Silvio; NEGRAO, Cesar. A steady-state approach for evaluation of surge and swab pressures in flows with free Surface boundary conditions. Julio 2014. ELSEVIER Journal of petroleum Science and Engineering, no. 122., p 208-215.

10 CLARK, R. K. y FONTENOT, J. E. Op. cit.

1.1.2. Causas del suabeo y surgencias. Un número de estudios, fueron emprendidos para investigar el efecto de las propiedades del fluido y la geometría del pozo en las presiones de Suabeo y Surgencia¹¹. Algunas de las causas que generan estos problemas son:

- Densidades insuficientes del fluido
- Llenado deficientes durante las maniobras.
- Pérdida de circulación
- Presiones anormales
- Obstrucciones en el pozo
- Operaciones de cementación.

Situaciones especiales que incluyen:

- Velocidad de perforación excesiva en las arenas del gas.
- Pérdidas dentro del pozo adyacente.
- Obstrucciones del pozo
- Proyectos de recuperación secundaria
- Pruebas de formación (DST)
- Pistoneo y Compresión.

A continuación, se describen algunas de las causas nombradas anteriormente.

1.1.2.1 Densidades Insuficientes del Fluido. Una causa de las surgencias es la densidad insuficiente del fluido, es decir, un fluido que no tiene la densidad suficiente para controlar la formación. Perforar inesperadamente dentro de formaciones con presiones anormalmente altas es una causa común de densidad insuficiente del fluido. Esta situación resulta cuando se encuentran condiciones geológicas impredecibles, como perforar a través una falla que cambia abruptamente la formación que se está perforando. Manipular de forma inadecuada los fluidos en superficie, como agregar más agua de la deseada, lavar las zarandas con un flujo muy grande de agua, e ingreso de agua lluvia al sistema de circulación.

¹¹ CRESPO, F., y AHMED R. Op. cit.

1.1.2.2 Llenado deficiente durante las maniobras. Es muy frecuente que las surgencias resulten de las maniobras sacando tubos fuera del pozo. Diferentes variables intervienen durante una maniobra de estas. Un factor que no es tomado en cuenta es la fuerza de fricción ejercida contra la formación por el fluido durante su circulación. Esta fuerza es llamada de pérdida de carga anular (ΔPL), y podría presentar una densidad equivalente de circulación (ECD) en exceso de más de 1ppg (120kg/m^3) de material densificante¹². Esta reducción en la presión de fondo podrá permitir que el pozo comience a causar un influjo.

1.1.2.3 Pérdidas de Circulación. Cuando realizamos una operación de perforación y se bombea una cantidad de lodo, se espera que el lodo retorne a superficie, si esto no sucede es debido a que la broca de perforación encuentra fisuras, fracturas o cavernas naturales y el lodo fluye dentro de este nuevo espacio disponible. La pérdida de circulación también se puede dar cuando se fractura la formación debido a que se perfora con presión sobrebalanceada, que excede la resistencia de las rocas, de esta manera se crean grandes fracturas por donde el lodo fluye, con lo cual, se alivia la columna de lodo, disminuyendo la presión hidrostática permitiendo, que la formación empiece a aportar fluido.

1.1.2.4 Presiones anormales. Cuando la presión de la formación o presión de poro excede a la presión de formación esperada o normal (presión que ejerce una columna de agua salada), se dice que se está en presencia de una presión anormal. Debido a esto, se puede incurrir en surgencias, al fluido de perforación no tener la suficiente columna hidrostática para poder soportar la presión generada por la formación¹³.

1.1.3. Factores que afectan el suabeo y surgencia. Tres Factores afectan al Suabeo y la Surgencia: el espacio entre la tubería y pozo (espaciamento anular), las propiedades del fluido y la velocidad de movimiento de la tubería.

1. Espaciamento anular.

12 WELL CONTROL MANUAL (2002). Op. cit., 12p

13 Ibid 14p

Cuanto menor es el espacio entre la tubería (drillpipe, drillcollar, estabilizadores u otras herramientas) y la pared del pozo abierto o revestido, mayor es la restricción que el fluido encontrará para desplazarse, los pozos con zonas angostas, trayectoria angular (pata de perro), formaciones hinchables, formaciones frágiles y pozos que embolen las herramientas reducen el espacio aumentando la probabilidad de pistonear la formación. Otros factores que afectan el espaciamiento son formaciones de sal y formaciones hinchables, embotamiento, levantando, longitud de conjunto de fondo, número de estabilizadores y herramientas de fondo.

2. Propiedades del fluido

Las propiedades del fluido de perforación son críticas, ya que el pistoneo depende del levantamiento y el flujo de fluido, de esta manera las propiedades que más influyentes son: viscosidad, resistencia de gel, densidad y filtrado.

3. Velocidad de movimiento de la tubería.

Las posibilidades de realizar un Suabeo incrementan con la velocidad de la maniobra. A mayores velocidades de la sarta de perforación, mayores son las presiones de Suabeo o de Surgencia y es mayor el potencial de generar un influjo¹⁴.

¹⁴ Ibíd 15p

2. FUNDAMENTOS SOBRE MODELAMIENTO MATEMÁTICO

El modelamiento se usa para describir como los objetos o fenómenos de interés se comportan. Hay muchas formas donde estos comportamientos pueden ser descritos, podemos usar palabras, dibujos, esquemas, modelos físicos, programas de computador o fórmulas matemáticas. De esta forma se puede decir que el modelamiento es una actividad que podemos hacer en varios lenguajes, a menudo simultáneamente¹⁵. En este caso, el interés que se tiene en los modelos matemáticos es debido que este tiene muchas ventajas tales como:

- La matemática es una ciencia muy precisa. Esto ayuda a formular ideas y a identificar ideas subyacentes.
- Las matemáticas son un lenguaje conciso, con reglas muy bien definidas.
- Todos los resultados matemáticos que se han probado están dispuestos para realizar un estudio.
- Los computadores pueden ser usados para realizar cálculos numéricos.

Se puede decir que un modelo matemático es una representación en términos matemático del comportamiento de un objeto o un fenómeno real.

2.1 PRINCIPIOS DEL MODELAMIENTO MATEMÁTICO

El modelamiento matemático es una actividad que tiene principios y métodos que pueden ser usados exitosamente. Los principios son la meta formulados como preguntas sobre las intenciones y los propósitos que tiene el modelamiento. Estos principios se describirán en la siguiente lista de preguntas y respuestas:

¿Por qué? ¿Qué se está buscando? Identificar la necesidad del modelo.

¿Encontrar? ¿Qué queremos saber? Hacer una lista de los datos buscados.

¹⁵ ARIS, Rutherford. Mathematical Modeling. A chemical Engineer's Perspective. 1st Edition. Process systems engineering. 1999. 3-4 p.

¿Dado? ¿Qué sabemos? Identificar los datos relevantes disponibles.

¿Asumir? ¿Qué podemos asumir? Identifique las circunstancias que se aplican.

¿Cómo? ¿Cómo debemos mirar este modelo? Identificar los principios físicos que gobiernan.

¿Predecir? ¿Qué predijo nuestro modelo? Identificar las ecuaciones que se usarán, los cálculos que serán hechos y las respuestas que resultarán.

¿Valido? ¿Son válidas las predicciones? Identificar las pruebas que se pueden hacer para validar el modelo, es decir, es consistente con sus principios y suposiciones.

¿Verificado? ¿Son buenas las predicciones? Identificar las pruebas que se pueden hacer para verificar el modelo, es decir, es útil en términos de la razón por la que fue hecho.

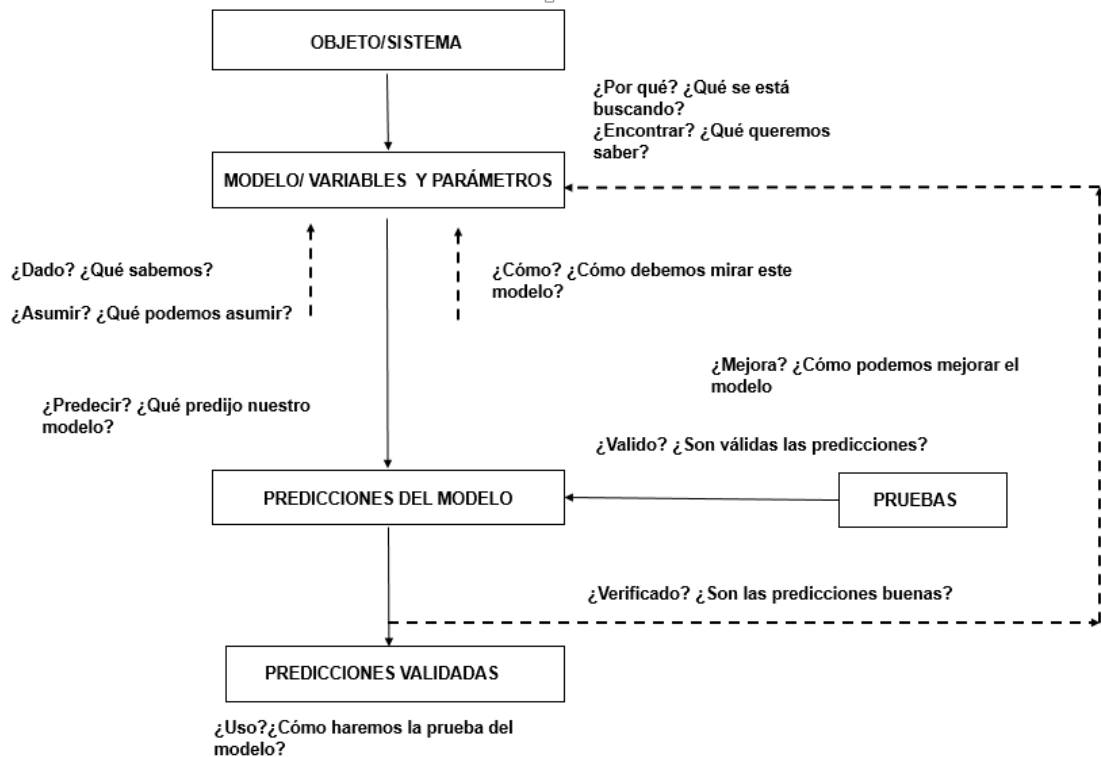
¿Mejora? ¿Se puede mejorar el modelo? Identificar los valores de los parámetros que no son adecuadamente conocidos, variables que puedan ser incluidos, y/o asunciones/restricciones que puedan ser quitadas. Implementar las iteraciones que podemos llamar “Modelo-Validación-Verificación-Mejora-Predicción”

¿Uso? ¿Cómo se prueba el modelo? ¿Qué hacer con el modelo?¹⁶

En la figura 3 se presenta un diagrama explicativo del modelo de primer orden de los modelos matemáticos.

16 Ibid 6 p

Figura 3: Primer orden de modelos matemáticos



Fuente: CARSON, Ewart.¹⁷

Los modelos matemáticos de primer orden muestran cómo las preguntas formuladas en un enfoque para la construcción de un modelo se relacionan con el desarrollo de ese modelo¹⁸.

Si el modelo es inadecuado o si falla en algún punto, se entra en un bucle iterativo en el cual se regresa a una etapa anterior de la construcción del modelo y se reexaminan las hipótesis, los parámetros, los principios escogidos, las ecuaciones usadas, los medios de cálculo. Este proceso iterativo es esencial porque es la única forma de mejorar, corregir y validar los modelos matemáticos.

17 CARSON, Ewart. et al. Modeling Methodology for physiology and medicine. A volume in Biomedical Engineering. 1 st Edition. 2000. 9 p.

18 Ibíd 8 p

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS

Cuando se realiza un modelado es importante saber las categorías de los modelos, de esta forma se puede inferir sus estructuras y es más sencillo realizar el desarrollo del modelo. Se pueden dividir los modelos en dos grupos basados en el tipo de dato de salida que prediga. Los modelos determinísticos ignoran la variación aleatoria, y siempre predice la misma salida para una dato de partida dado. Por otro lado, los modelos pueden ser más estadísticos y puede predecir la distribución de posibles resultados. A estos modelos se les llama estocásticos¹⁹.

Otra forma de diferenciar los modelos es considerar el nivel de comprensión en que se basa el modelo. Por ejemplo se puede considerar la jerarquía de las estructuras organizacionales dentro del sistema que está siendo modelado. Una de las jerarquías se puede observar en la figura 4.

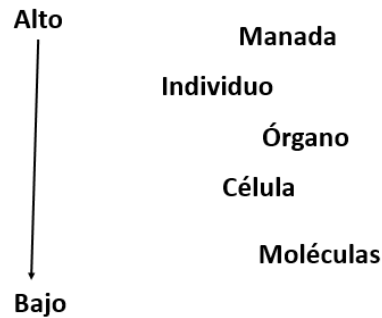
Un modelo que utiliza una gran cantidad de información teórica generalmente describe lo que pasa a un nivel en la jerarquía al considerar procesos en niveles inferiores, estos son llamados modelos mecanicistas, porque tienen en cuenta los mecanismos a través de los cuales producen los cambios. En modelos empíricos, no se tiene en cuenta el mecanismo por el cual se producen los cambios en el sistema, en cambio, si sólo se observa que ocurre, y el modelo trata de contabilizar cuantitativamente los cambios asociados con diferentes condiciones.

Las dos divisiones anteriores, determinística/ estocástica y mecanicista/ empírica, representan dos extremos de un rango de tipos de modelos. En medio hay un espectro de tipos de modelos.

Además los métodos de clasificación son complementarios. Por ejemplo, un modelo determinístico puede ser mecanicista o empírico (pero no estocástico).

¹⁹ GLENN, Marion. An Introduction to Mathematical Modelling. Bioinformatics and Statistics Scotland 2008. 1 p.

Figura 4: Ejemplo de las jerarquías animales



Fuente: GLENN, Marion.²⁰

Ejemplos de las cuatro amplias categorías de modelos implicados por el método de clasificación se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1 Ejemplos de modelos deterministas y estocásticos

	Empírico	Mecanicista
Determinista	Predecir el crecimiento del ganado, a partir de una relación de regresión con la ingesta de alimento.	Movimiento planetario, basado en la mecánica Newtoniana (Ecuaciones diferenciales)
Estocástico	Análisis de la varianza de diversas cosechas sobre sitios y años.	Genética de poblaciones pequeñas basado en la herencia mendeliana (ecuaciones probabilísticas.

Fuente: GLENN, Marion.²¹.

²⁰ *Ibíd* 2 p.

²¹ *Ibíd* 2 p

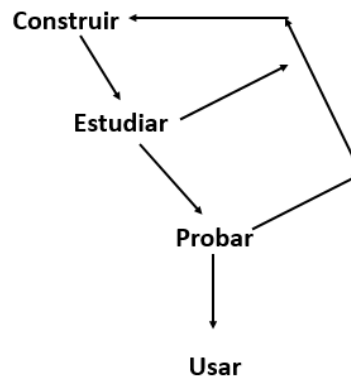
Otro tipo de modelo en el sistema, es construido a partir de una serie de sub-modelos, cada uno de los cuales describe la esencia de algunos componentes que interactúan. El método anterior de clasificación se refiere más apropiadamente a los sub-modelos: los diferentes tipos de sub-modelos pueden ser usados en un solo sistema. Gran parte de la literatura de modelado, se refiere a “modelos de simulación” ¿Por qué no están incluidos en la clasificación? La razón de esta omisión es que la “simulación” se refiere a la forma en que los cálculos del modelo son hechos, es decir, mediante simulación por computador. El modelo actual del sistema no se modifica por la forma en que se realiza la matemática, aunque nuestra interpretación del modelo puede depender de la exactitud numérica de cualquier aproximación.

2.3 ETAPAS DEL MODELAMIENTO

El proceso de modelamiento se divide en cuatro categorías llamadas: construir, estudiar, probar y usar. Los proyectos de modelado normalmente tienen mucho trabajo y obstáculos que superar cuando se construye un modelo, debido a que cuando se encuentra un defecto en el estudio del modelado, las etapas de prueba se corrigen volviendo a la fase de construcción. Si se hace alguna clase de cambio al modelo, se debe realizar nuevamente las etapas de estudio y prueba.

Una representación de las posibles rutas dentro de un proceso de modelado se presenta en la figura 5.

Figura 5: Etapas de desarrollo de un modelo



Fuente: GLENN, Marion²².

Este proceso de iteración es típico de los proyectos de modelado, y es fundamental en términos de mejorar la comprensión sobre cómo funciona el sistema.

2.3.1 Construir el Modelo. Antes de realizar la construcción de un modelo, es necesario plantear y tener claro los objetivos de este, esto determina el curso del proyecto de dos formas. Primero el nivel de detalle incluido en el modelo depende del propósito para el cual el modelo será usado.

En segundo lugar, se debe hacer una división entre el sistema a modelar y su entorno. Esta división está bien hecha si el ambiente afecta el comportamiento del sistema, pero el sistema no afecta al medio ambiente.

La construcción del modelo consta de tres pasos principales que son: análisis de los sistemas, escoger las ecuaciones matemáticas y resolver las ecuaciones.²³

1. Análisis de los sistemas

Una vez determinado el sistema a modelar, necesitamos construir el marco básico del modelo. Esto refleja nuestras asunciones y creencias sobre cómo funciona el

22 Ibíd 3 p

23 Ibíd 4 p

sistema. El análisis del sistema trata estos supuestos como verdaderos, pero los resultados del análisis son tan válidos como los supuestos. Si las suposiciones son suficientemente precisas, pueden conducir directamente a las ecuaciones matemáticas que rigen el sistema.

Cuando el sistema que se está modelando es muy complejo, no se puede inmediatamente ir a las ecuaciones. Se debe ser más metódico describiendo el sistema y realizando los supuestos. Los diagramas de flujo se pueden usar para este fin, debido a que son una ayuda visual, ayuda a ordenar y precisar el sistema. Estos diagramas consisten en una serie de figuras geométricas que representan las entidades físicas y están vinculadas por flechas que representan la forma en que estas entidades están relacionadas.

2. Escoger las ecuaciones matemáticas

Cuando se ha determinado la estructura del modelo, se deben elegir las ecuaciones matemáticas para describir el sistema. Vale la pena elegir estas ecuaciones con cuidado puesto que pueden tener efectos imprevistos en el comportamiento del sistema.

Cuando se eligen las ecuaciones puede que ya se hayan publicado, esto provee una ventaja y un punto de partida, pero se debe ser cuidadosos de no tener problemas como:

- Ecuaciones derivadas de datos con un rango de variables explicativas, que no contienen el rango requerido.
- Condiciones experimentales, difieren de las condiciones durante la aplicación del modelo.
- Las ecuaciones describen el comportamiento de la mayor parte de los datos sin intentar explicar las salidas conocidas al final del intervalo.

La física ha construido modelos matemáticos para describir un amplio rango de sistemas, se pueden especificar estos sistemas con precisión haciendo la aplicación

de las ecuaciones matemáticas. Hay casos donde se puede usar estos conocimientos para incluir ecuaciones en el sistema.

Cuando no existe información sobre la forma de una relación (entrada y salida), la única forma de avanzar es adquirir un conjunto de datos y hacer que las ecuaciones se ajusten a estos. Esto tiene una ventaja ya que estamos en control del análisis. De estas diversas formas podemos escoger las ecuaciones matemáticas²⁴.

3. Resolver las ecuaciones

La solución analítica a un modelo, permite realizar todas las manipulaciones implícitas por el modelo sin ningún problema. Si se tiene una solución analítica a un modelo estocástico, esto implica encontrar la distribución de resultados o para la media y desviación estándar. Esta forma de solución es difícil de encontrar y en casos especiales es posible obtener una solución matemática a un sistema de ecuaciones.

Cuando los métodos analíticos no dan respuesta, se hace uso de los métodos numéricos para dar solución, aunque no tienen la misma generalidad que las soluciones analíticas, pueden ser acertados en casos particulares. La solución numérica de las ecuaciones modelo generalmente imita a los procesos descritos en el modelo. Para las ecuaciones, la solución numérica es exacta, ya que se puede usar las reglas establecidas en las ecuaciones para seguir la evolución del sistema. Con un modelo estocástico, se puede simular los resultados usando un generador de número aleatorios y combinar un gran número de simulaciones para aproximar la distribución del resultado.

2.3.2 Estudiar el Modelo. El comportamiento de un modelo puede describirse de dos maneras. La descripción cualitativa, proporciona una respuesta a las preguntas sobre “Cómo”, mientras que la descripción cuantitativa responde a preguntas sobre “Cuánto”. En general, el comportamiento cualitativo será el mismo para familias enteras de modelos y por lo tanto es susceptible de resultados generales. Esto

24 Ibid 7 p

contrasta con el comportamiento cuantitativo, que sólo es relevante para una circunstancia individual.

Una forma de romper con las características cuantitativas de un modelo en particular es reescribir la ecuación, en términos de cantidades adimensionales. Esto reduce el número de parámetros en las ecuaciones, facilitando los estudios cualitativos y permitiendo comparaciones directas de los tipos de modelos.

Una forma de estudiar los modelos y cómo los parámetros influyen en la ecuación es realizando un análisis de sensibilidad. El objetivo del análisis de sensibilidad es variar los parámetros del modelo y evaluar los cambios asociados en los resultados. Este método es particularmente útil para identificar los puntos débiles del modelo. Estos pueden ser reforzados por la experimentación, o simplemente tomando precaución en cualquier aplicación. Si el modelo es simple, se puede diferenciar el resultado con respecto a cada parámetro a su vez. Las derivadas dan la tasa exacta de cambio de predicciones con respecto a los parámetros. Con modelos más complicados, es mejor evitar la diferenciación y métodos numéricos aplicados.

Para finalizar el estudio del modelo, se debe tener en cuenta la salida del modelo, la evaluación de modelos complejos toma mucho tiempo de iteración en la computadora, si se deben evaluar rápidamente, se incurre en pérdida de precisión al reducir el tiempo de evaluación, sin embargo, al ser el modelo una aproximación no es necesaria una gran precisión.

Hay dos maneras de proceder. La primera es desarrollar alguna aproximación por simplificación, o resumiendo el modelo matemáticamente, por ejemplo las ecuaciones de cierre se usan para resumir las estadísticas de un modelo estocástico. Por otro lado, Hay un enfoque alternativo más simple y más general, primero dejar a un lado las ecuaciones que interactúan en el modelo. En segundo lugar, realizar un experimento en el que puedan obtener predicciones del modelo para valores cuidadosamente seleccionados de las variables de control. El tercer paso es tratar las salidas como los resultados de un experimento diseñado y ajustar

una respuesta empírica generando una curva. Cuarto, usar la curva ajustada para estimar los resultados del modelo en el futuro²⁵.

2.3.3 Probar el Modelo. Después de estudiar el modelo, y se está satisfecho con el desempeño de este, se pasa a la prueba del modelo contra las observaciones de un sistema físico, a esto se le denomina validación. La palabra verificación es usada para referirse a los problemas no triviales de la comprobación y observar que las predicciones del modelo son fieles a la descripción del modelo. ¿Qué datos se deben usar para comprobar un modelo? No se deben usar los mismos datos que se han usado para la estimación de los parámetros, ya que el modelo podría dar mejores predicciones de las que realmente es capaz. En teoría, se deben probar las hipótesis, la estructura, los parámetros y predicciones. Es necesario asumir una forma funcional particular, debemos comprobar que esto no es importante en las predicciones.

Para probar las hipótesis, debemos comprobar si se hicieron las suposiciones correctas al traducir de un modelo verbal en un modelo matemático, se suele hacer con datos empíricos, ya que a menudo son modelos propios, si se detectan supuestos injustificados, el modelo matemático debe reestructurarse de tal manera que este se reajuste. Algunas suposiciones que pueden ser erróneas son: asumir linealidades, dinámicas determinísticas, mezcla espacial perfecta. Si todo está bien no habrá cambios cualitativos en las predicciones del modelo cuando se mitiguen estas asunciones.

La prueba de la estructura del modelo suele ser la parte más difícil de las pruebas, si se realiza un cambio en la metodología, por ejemplo en la reescritura del código o respaldar el trabajo analítico con resultados numéricos. Es importante comprobar que las características observadas en el modelo tengan conexión lógica y no se eligió un modelo defectuoso. No existe forma estándar para tratar los problemas de

25 Ibid 9 p.

la estructura del modelo, acatar las suposiciones mal fundamentadas sería un forma simple de atacar el problema.

La forma más persuasiva de probar un modelo es usarlo en la predicción de datos que no tengan conexión con los usados para la estimación de los parámetros, así evitamos que se generen coincidencias entre predicciones del modelo y los datos. Cuando se conoce el porqué de los errores de predicción, se pueden prever y solucionar. Hay tres razones de error, la variabilidad natural en el sistema y su entorno, el efecto de factores que se han ignorado y por último la mala especificación del modelo, que se debe a errores en la forma funcional o estimaciones de parámetros.

2.3.4 Usar el modelo. La forma de presentación de un modelo depende de cuánto el usuario conoce este, puesto que el usuario en algunas ocasiones sólo conoce detalles muy limitados, es necesario presentar toda la información relevante en la salida del modelo, esto permite al usuario, no al programador, hacer la interpretación. Es necesario comprobar si la predicción implica una extrapolación oculta. Dicha extrapolación puede tener lugar ya sea en relación con los datos utilizados para construir el modelo, o en relación con los datos utilizados para probar el modelo.

Si la salida de un modelo es un valor específico, se necesita conocer el grado de precisión de esta cantidad, para que el usuario tenga mayor seguridad cuando usa el modelo, sería mejor si la predicción viene acompañada de una estimación de la precisión, como un error estándar o un intervalo de confianza. Si se han estudiado los efectos de los errores en las estimaciones de los parámetros al estudiar el modelo, se puede estimar la precisión de la predicción resumiendo la distribución de los resultados potenciales. Las estimaciones del error pueden hacerse a partir de los errores de predicción analizados mientras se prueba el modelo.

3. MODELO MATEMÁTICO PARA EL SUABEO Y SURGENCIA.

Cuando la sarta de perforación se corre en el pozo, la fricción del fluido de perforación que se mueve contra la tubería hace que el fondo del pozo experimente un aumento de presión, el cual se denomina presión de surgencia. Al contrario, cuando la tubería se saca del pozo, el pozo experimenta una disminución en la presión total, la cual se denomina presión de suabeo.

Las dos presiones son de especial importancia en pozos con un pequeño margen entre la presión de poro y la de fractura. Al correr con la tubería en el hoyo de manera demasiado rápida, se pueden producir fracturas del pozo y pérdida de la circulación. Al sacar tubería del pozo rápidamente se puede ocasionar el influjo de los fluidos de la formación (arremetida), relleno excesivo en los viajes y otros problemas de inestabilidad del pozo.

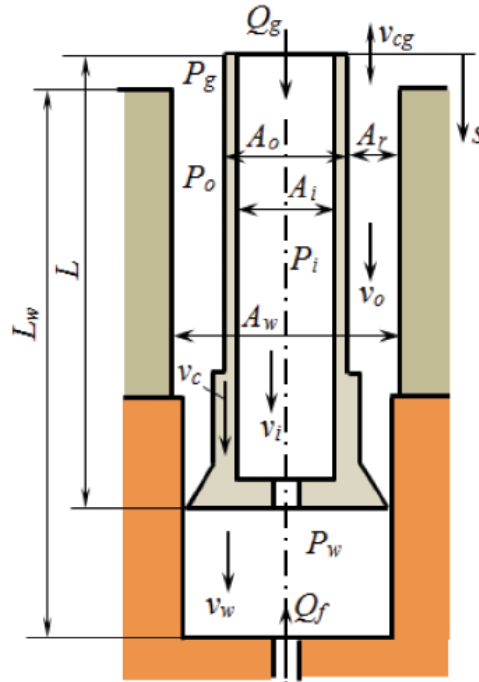
Los cálculos de las presiones de surgencia y suabeo se llevan a cabo convirtiendo la velocidad de viaje de la tubería a una velocidad anular, la cual se utiliza para calcular la caída de presión anular. La caída total de presión anular que se experimenta al introducir la tubería se convierte en una densidad equivalente de fluido (ENW). Esta se puede comparar con el peso del fluido de fractura o el peso del fluido necesario para mantener el hueco abierto y controlar las presiones subsuperficiales para determinar el efecto del movimiento de la tubería en el pozo²⁶.

La descripción del fenómeno hace más fácil el entendimiento y ayuda a abordar el modelamiento de una manera más eficiente. El modelo tiene dos secuencias de cálculos, independientes entre sí, la primera es el cálculo cuando se corre la tubería cerrada y el segundo cuando se corre la tubería abierta. Cuando se realiza la operación de perforación y se hace uso del BHA, se considera tubería cerrada, a pesar que el lodo este fluyendo por entre la tubería hacia el pozo. Cuando se realiza una operación de revestimiento se considera que la tubería está abierta.

26 WELL CONTROL MANUAL (2002). Op. cit., 10p

La siguiente figura esquematiza el fenómeno de suabeo y surgencia, cuando se realiza una corrida con tubería cerrada. En él, interactúan variables como los caudales, las presiones al interior de la tubería y en el anular, las velocidades de viaje, los diámetros de las tuberías y las longitudes de la tubería y pozo.

Figura 6: Esquema de estado mecánico



Fuente: TIKHONOV, Vadim²⁷

A continuación se describe un método de cálculo de las presiones de Suabeo y Surgencia.

3.1 TUBERÍA EXTREMO ABIERTO- CERRADO

Esta metodología de cálculo, se basa en el cálculo de 4 pasos principales²⁸.

Paso 1. Determinar la presión alrededor de la sarta de perforación.

27 TIKHONOV, Vadim. Et al. Development of Model and Software for Simulation of Surge- Swab Process at Drilling. SPE 181933-MS. 2016. 3 p.

28 LAPEYROUSE. Norton J. Formulas and Calculations for Drilling, Production, and Workover. All the formulas you need to solve Drilling and Production Problems. 2 ed. Gulf Professional Publishing. 2002.

Paso 2. Determinar las pérdidas de presión alrededor del Drill Collar

Paso 3. Determinar las pérdidas totales de presión

Paso 4. Calcular las presiones de Suabeo y Surgencia.

3.1.1 Primer paso Determinar la presión alrededor de la sarta de perforación.

1. Determinar n en la ley de las potencias.

Ec. 1

$$n = 3.23 \log \left(\frac{\theta 600}{\theta 300} \right)$$

Donde;

n: exponente en la ley de las potencias

$\theta 600$: Valor de lectura del viscosímetro a 600 RPM

$\theta 300$: Valor de lectura del viscosímetro a 300 RPM

2. Determinar K

Ec. 2

$$k = \frac{\theta 300}{511^n}$$

Donde;

K: valor de unidad de consistencia

$\theta 300$: Valor de lectura del viscosímetro a 300 RPM

n: exponente en la ley de la potencia

3. Determinar la velocidad del fluido alrededor de la sarta de perforación.

Para tubería cerrada

Ec. 3

$$V_{dp} = \left[0.45 + \frac{Dp^2}{Dh^2 - Dp^2} \right] \times V_p$$

Para tubería abierta

Ec. 4

$$V_{dp} = \left[0.45 + \frac{Dp^2 - Di^2}{Dh^2 - Dp^2 + Di^2} \right] \times V_p$$

Donde;

V_{dp} : Velocidad del fluido alrededor de la sarta de perforación (ft/min)

V_p : Velocidad de la sarta de perforación (in)

Dp : Diámetro de la sarta de perforación (in)

Dh : Diámetro del pozo (in)

Di : Diámetro interno de la sarta de perforación (in)

4. Velocidad máxima de la sarta

Ec. 5

$$V_m = V_{dp} * 1.5$$

Donde;

V_{dp} : Velocidad del fluido alrededor de la sarta de perforación (ft/min)

V_m : Velocidad máxima de la sarta de perforación (ft/min)

5. Pérdidas de presión alrededor de la sarta de perforación.

Ec. 6

$$P_{dp} = \left(\frac{2.4V_m}{Dh - Dp} \times \frac{2n + 1}{3n} \right)^n \times \frac{KL}{300(Dh - Dp)}$$

P_{dp} : Pérdidas de presión alrededor de la sarta.

n: exponente en la ley de la potencia

V_m : Velocidad máxima de la sarta de perforación (in)

K: valor de unidad de consistencia

D_p : Diámetro de la sarta de perforación (in)

D_h : Diámetro del pozo (in)

L: Longitud de la sarta (ft)

3.1.2 Segundo paso. Determinar las pérdidas de presión alrededor del Drill Collar
Se consideran las pérdidas de presión alrededor del Drill Collar debido a que hay diferentes OD los cuales crean presiones de Suabeo y Surgencia significantes.

1. Determinar la velocidad del fluido alrededor del Drill Collar

Para tubería cerrada

Ec. 7

$$V_{dc} = \left[0.45 + \frac{Dc^2}{Dh^2 - Dc^2} \right] \times V_p$$

Para tubería abierta

Ec. 8

$$V_{dc} = \left[0.45 + \frac{Dc^2 - Dci^2}{Dh^2 - Dc^2 + Dci^2} \right] \times V_p$$

V_{dc} : Velocidad del fluido alrededor del Drill Collar (ft/min)

V_p : Velocidad de la sarta de perforación (in)

D_c : Diámetro del Drill Collar (in)

D_h : Diámetro del pozo (in)

D_{ci} : Diámetro interno del Drill Collar (in)

2. Máxima velocidad de la sarta

Ec. 9

$$V_m = V_{dc} * 1.5$$

Donde;

V_{dc} : Velocidad del fluido alrededor del Drill Collar (ft/min)

V_m : Velocidad máxima de la sarta de perforación (ft/min)

3. Pérdidas de presión alrededor del Drill Collar

Ec. 10

$$P_{dc} = \left(\frac{2.4V_m}{D_h - D_c} \times \frac{2n + 1}{3n} \right)^n \times \frac{KL}{300(D_h - D_c)}$$

P_{dc} : Perdidas de presión alrededor del Drill Collar

n: exponente en la ley de las potencias

V_m : Velocidad máxima de la sarta de perforación (in)

K: valor de unidad de consistencia fluida

D_c : Diámetro del Drill Collar (in)

D_h : Diámetro del pozo (in)

L: Longitud de la sarta (ft)

3.1.3 Tercer paso. Determinar las pérdidas totales de presión

Ec. 11

$$\text{Pérdidas totales} = P_{dp} + P_{dc}$$

3.1.4 Cuarto paso. Calcular las presiones de Suabeo y Surgencia.

Para el cálculo de la presión de Surgencia se debe sumar a la presión hidrostática del lodo de perforación las pérdidas totales calculadas en el paso anterior.

Ec. 12

Presión de Fondo (Surge) = Presión Hidrostática + Pérdidas totales

Para el cálculo de la presión de Suabeo se debe restar a la presión hidrostática del lodo de perforación las pérdidas totales calculadas en el paso anterior.

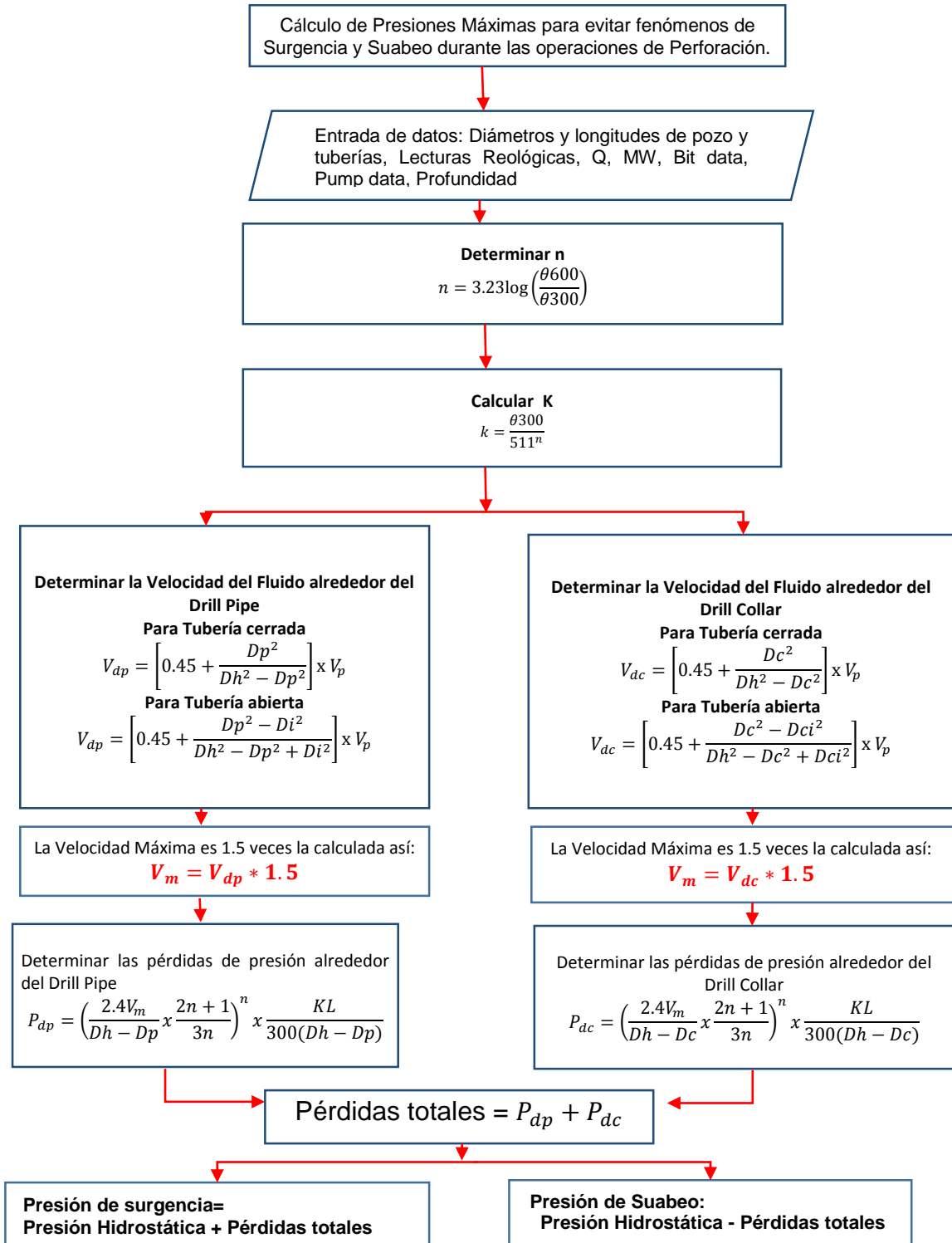
Ec. 13

Presión de Fondo (Swab) = Presión Hidrostática - Pérdidas totales

En la figura 7 se puede observar, un esquema del diagrama de flujo del modelo, donde se tiene en cuenta cada una de las variables explicadas anteriormente. Con el ánimo de observar la secuencia de pasos de una forma más integral y poder analizar y entender cómo se conectan y que función tiene cada una de las ecuaciones descritas anteriormente.²⁹

²⁹ LAYPEROUSE. Op. cit., P 215.

Figura 7: Diagrama de flujo. Tubería extremo abierto – cerrado.



Fuente: LAYPEROUSE, Norton.

El desarrollo del modelo en un aplicativo o software informático, se realizó en el lenguaje de programación C#.

C# es un lenguaje de programación que toma las mejores características de lenguajes preexistentes como Visual Basic, Java o C++ y las combina en uno solo. El hecho de ser relativamente reciente no implica que sea inmaduro, pues Microsoft ha escrito la mayor parte de la BCL usándolo, por lo que su compilador es el más depurado y optimizado de los incluidos en el .NET Framework SDK

3.2 COMPARACIÓN CON OTROS MODELOS.

Para tener certeza de la validez de los modelos, normalmente se realizan comparaciones con otros modelos usados en la industria o que se encuentren en la literatura, de esta forma miden los errores en la medición que se presenten, además se proporciona un estimado de la precisión de los cálculos o salidas de los modelos. El modelo expuesto anteriormente depende si la tubería está abierta o cerrada, de acuerdo a la opción que se requiera, con esto se realizó el comparativo con dos para cada caso respectivamente, estos modelos que se exponen a continuación.

3.2.1 Comparativo para tubería abierta. Modelo BAKER HUGHES INTEQ. En este caso se tienen en cuenta otras variables, pero la principal diferencia con el anterior modelo, se encuentra que ese tiene en cuenta el tipo de flujo que se presente alrededor de la tubería.

Paso 1. Determine la velocidad promedio del movimiento de la tubería (V_{pm}). Se puede emplear uno de los métodos siguientes:

Método 1:

- V_{pm} =velocidad promedio del movimiento de la tubería, ft/min
- L_s =longitud de la parada, ft
- t =tiempo de cuña en cuña, seg

Ec. 14

$$V_{pm} = \frac{60L_s}{t}$$

Método 2:

- L_j = longitud de la unión, ft
- t = tiempo de la unión a través de la mesa rotatoria, seg.

Ec. 15

$$V_{pm} = \frac{60L_j}{t}$$

Paso 2. Calcule la velocidad equivalente de fluido en el anular (V_m) para el primer intervalo de la geometría, donde:

- V_m = velocidad equivalente de fluido para el intervalo, ft/min
- D_2 = diámetro del hoyo, pulgadas
- D_1 = diámetro exterior de la tubería de perforación, pulgadas.

Ec. 16

$$V_m = \left[0.45 + \frac{D_1^2}{D_2^2 - D_1^2} \right] V_{pm}$$

Paso 3. A. Si han cambiado las propiedades reológicas de un fluido de perforación desde el último análisis hidráulico, calcule un nuevo anular (índice de comportamiento del flujo) para el intervalo, donde:

- n_a = índice de comportamiento del flujo anular (adimensional)
- θ_{300} = medidor V-G, lectura del cuadrante para 300 rpm
- θ_3 = medidor V-G, lectura del cuadrante para 3 rpm

Ec. 17

$$n_a = 0.51 \log \left(\frac{\theta_{300}}{\theta_3} \right)$$

Paso 3. B. Si han cambiado las propiedades reológicas de un fluido de perforación desde el último análisis hidráulico, calcule un nuevo K anular (factor de consistencia) para el intervalo anular, donde:

- K_a =factor de consistencia en el anular, poise
- θ_{600} =medidor V-G, lectura del cuadrante para 600 rpm

Ec. 18

$$K_a = \frac{5.11 (\theta_{300})}{511^{n_a}}$$

Nota: Si las propiedades del fluido no han cambiado, utilice los valores n y K anteriormente calculados. Continúe con el paso 4.

Paso 4. Calcule la nueva viscosidad efectiva (μ_{ea}) en el anular, utilizando V_m , donde:

- μ_{ea} =viscosidad efectiva en el anular, cP

Ec. 19

$$\mu_{ea} = 100K_a \left[\frac{144V_m}{D_2 - D_1} \right]^{n_a - 1}$$

Paso 5. Calcule el número de Reynolds (Re) para el intervalo anular, utilizando el nuevo μ_{ea} y V_m , donde:

- Re_a =número de Reynolds en el anular, adimensional
- ρ =densidad del fluido, lbs/gal

Ec. 20

$$Re_a = \frac{928 V_m (D_2 - D_1) \rho}{\mu_{ea} \left[\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right]^{n_a}}$$

Paso 6. A. Si han cambiado las propiedades reológicas de un fluido de perforación desde el último análisis hidráulico, calcule el número de Reynolds para el cambio del flujo laminar al transicional, para el intervalo, donde:

- Re_L = número de Reynolds para el cambio del flujo laminar al transicional (adimensional).

Ec. 21

$$Re_L = 3470 - 1370n_a$$

Paso 6. B. Calcule el número de Reynolds para el cambio de flujo transicional a turbulento para el intervalo, donde:

Re_T = el número de Reynolds para el cambio del flujo transicional al turbulento (adimensional).

Ec. 22

$$Re_T = 4270 - 1370n_a$$

Si no han cambiado las propiedades del fluido, utilice los valores antes calculados y proceda con el Paso 7.

Paso 7. Si $Re_a < Re_L$ utilice la ecuación de flujo laminar para calcular el factor de fricción.

- Si $Re_a > Re_T$ utilice la ecuación del flujo turbulento para calcular el factor de fricción.
- Si $Re_L < Re_a < Re_T$, utilice la ecuación del flujo transicional para calcular el factor de fricción, donde f_a = factor de fricción de Fanning anular (adimensional).

Flujo Laminar

Ec. 23

$$f_a = \frac{24}{Re_a}$$

Flujo de transición

Ec. 24

$$f_a = \left[\frac{Re_a - Re_L}{800} \right] \left[\frac{(\log n_a + 3.93) \div 50}{Re_L^{(1.75 - \log n_a) \div 7}} \right] - \frac{24}{Re_L}$$

Flujo Turbulento

Ec. 25

$$f_a = \frac{(\log n_a + 3.93) \div 50}{Re_L^{(1.75 - \log n_a) \div 7}}$$

Paso 8. Calcule la caída de presión (P) para el intervalo, donde:

P_a = caída de presión en el intervalo, psi

L = longitud del intervalo, pies

Ec. 26

$$P_a = \frac{(f_a)V_m^2(\rho)}{25.81(D_2 - D_1)} (L)$$

Paso 9. Los pasos 2 al 8 se repetirán para cada diferente geometría anular.

Paso 10. Calcule la pérdida total de presión en el anular (P_{aT}) en psi, sumando las caídas de presión individuales calculadas para cada intervalo.

Ec. 27

$$P_{aT} = \sum P_a$$

Paso 11.A. Si está entrando al hoyo, calcule la densidad equivalente de fluido debido a la presión de surgencia, sumando la densidad equivalente de la pérdida total de presión anular a la densidad del fluido, donde:

EMW =densidad equivalente del fluido, lbs/gal

Presión de surgencias EMW

Ec. 28

$$EMW = \frac{P_{aT}}{(0.052)(TVD)} + p$$

Paso 11.B. Si está saliendo del hoyo, calcule la densidad equivalente del fluido debido a la presión de succión, restando de la densidad del fluido la densidad equivalente de la caída de presión anular total.

Presión de suabeo EMW

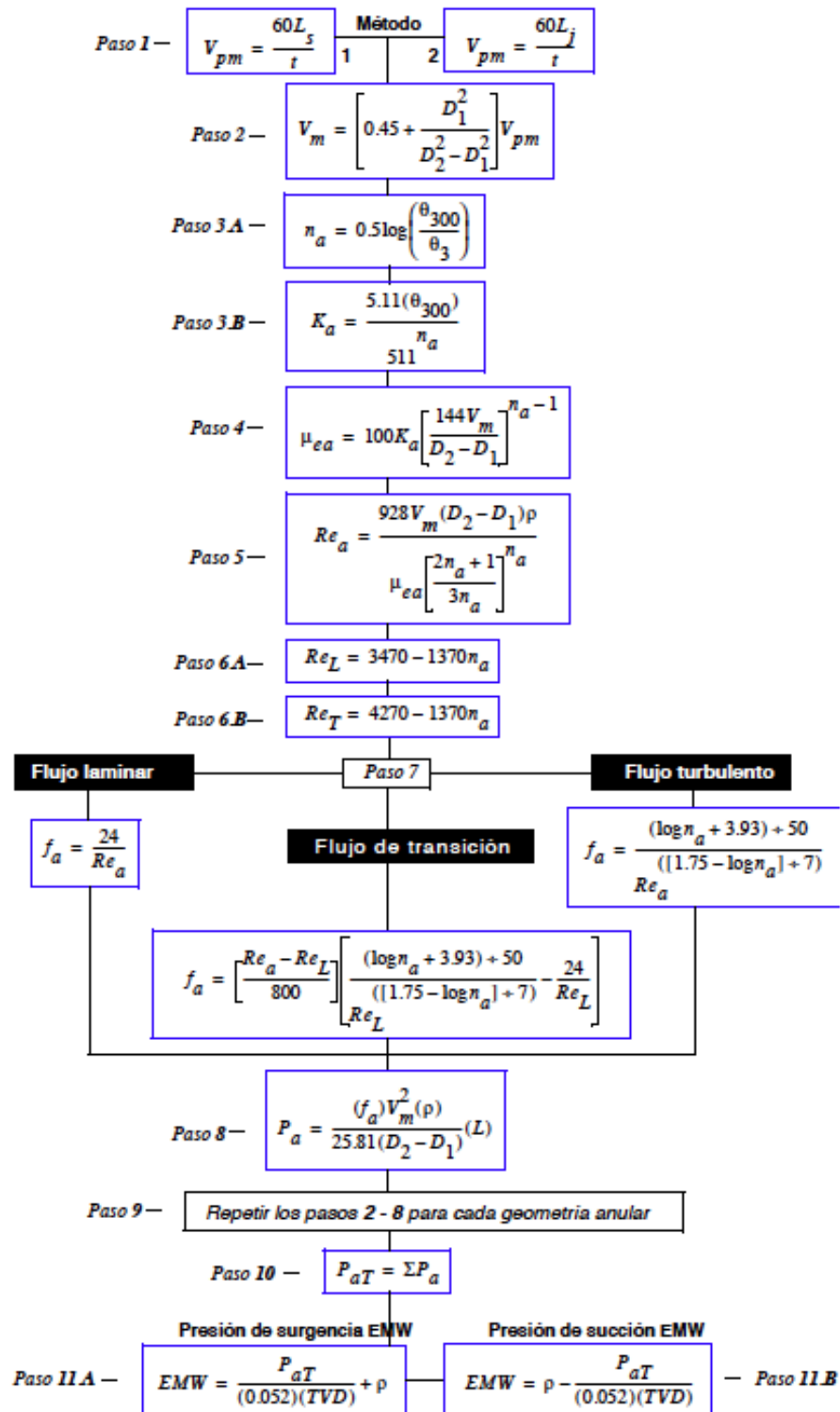
Ec. 29

$$EMW = p - \frac{P_{aT}}{(0.052)(TVD)}$$

A continuación, se presenta un diagrama de flujo para realizar el cálculo de las presiones de suabeo y surgencia. Figura 8.³⁰

³⁰ BAKER HUGHES INTEQ. Fluidos Manual de Ingeniería. Huston, Texas. Technical Communication Group. 1998. p 316- 325.

Figura 8: Diagrama de flujo Modelo Tubería abierta



Fuente: BAKER HUGHES INTEQ

A continuación se presentan en la tabla los datos de perforación de la sección de 17 ½ pulgadas de un pozo de Ecopetrol, con ellos se realiza el cálculo del valor de presiones de suabeo y surgencia, a una profundidad puntual y así se estima la diferencia en el cálculo, se comparan y se realiza el cálculo del error entre los dos modelos.

Tabla 2 Datos de entrada. Comparación de modelos: Tubería extremo abierto-cerrado y Baker Hughes.

VARIABLE	VALOR	VARIABLE	VALOR
Ø 300	50	Dp ID	2,81 in
Ø 600	74	Pulling speed	89 ft/hr
Hole diameter	17,5 in	DC length	796,69 ft
DC OD	8 in	Mud weight	9,7
DC ID	2 13/16 in	Ø 3	9
Dp OD	6 1/2	ROP	77,41 ft/hr

Fuente: Informe técnico Wheatherford

Los resultados obtenidos se comparan en la siguiente tabla, se estima el error porcentual entre los dos modelos matemáticos

Tabla 3 Resultados de comparación de modelos. Tubería extremo abierto- cerrado y Baker Hughes.

MODELO	Modelo Open- Close Ended Pipe	Modelo Baker Hughes	Error
P. Suabeo [psi]	504,04	482,1	4,34%
P. Surgencia [psi]	504,75	526,7	4,35%

Fuente: Autor

Se puede observar que para una profundidad puntual, en este caso de 1000 ft, los dos modelos no difieren en sus resultados por más del 5%, lo cual nos da un indicio que el modelo trabajado para el cálculo de las presiones para tubería abierta, en este trabajo presenta un grado de confiabilidad aceptable.

3.2.2 Comparativo para tubería cerrada. Modelo LAPEYROUSE. Con este método se tienen en cuenta 3 asunciones.

- Sarta de perforación Cerrada.
- Flujo laminar alrededor de la sarta de perforación.

- Flujo turbulento alrededor del Drill Collar.

Se basa en el cálculo de 4 pasos principales, difiere del anterior método porque ambas pérdidas de presión son calculadas por diferentes ecuaciones.

Paso 1. Determinar la presión alrededor de la sarta de perforación.

Paso 2. Determinar las pérdidas de presión alrededor del Drill Collar

Paso 3. Determinar las pérdidas totales de presión

Paso 4. Calcular las presiones de Suabeo y Surgencia.

A continuación se presenta el algoritmo de cálculo de este método.

Paso 1. Determinar la presión alrededor de la sarta de perforación.

1. Determine la velocidad del fluido alrededor de la sarta de perforación.

Ec. 30

$$V_{dp} = \left[0.45 + \frac{Dp^2}{Dh^2 - Dp^2} \right] \times V_p$$

V_{dp} : Velocidad del fluido alrededor de la sarta de perforación (ft/min)

V_p : Velocidad de la sarta de perforación (in)

Dp : Diámetro de la sarta de perforación (in)

Dh : Diámetro del pozo (in)

2. Máxima velocidad de la sarta

Ec. 31

$$V_m = V_{dp} * 1.5$$

V_{dp} : Velocidad del fluido alrededor de la sarta de perforación (ft/min)

V_m : Velocidad máxima de la sarta de perforación (in)

- Determinar n en la ley de las potencias.

Ec. 32

$$n = 3.23 \log \left(\frac{\theta 600}{\theta 300} \right)$$

Donde;

n: exponente en la ley de las potencias

$\theta 600$: Valor de lectura del viscosímetro a 600 RPM

$\theta 300$: Valor de lectura del viscosímetro a 300 RPM

- Determinar K

Ec. 33

$$k = \frac{\theta 300}{511^n}$$

Donde;

K: Valor de unidad de consistencia fluida

$\theta 300$: Valor de lectura del viscosímetro a 300 RPM

n: Exponente en la ley de las potencias

- Determine la tasa de corte del lodo de perforación alrededor de la Sarta de perforación.

Ec. 33

$$Y_m = \frac{2.4V_m}{Dh - Dp}$$

V_m : Velocidad máxima de la sarta de perforación (in)

Dp : Diámetro de la sarta de perforación (in)

Dh : Diámetro del pozo (in)

Y_m : Tasa de corte del lodo de perforación.

6. Determinar el esfuerzo de corte del lodo de perforación.

Ec. 34

$$T = K(Y_m)^n$$

T: Esfuerzo de corte del lodo de perforación.

K: Valor de unidad de consistencia fluida

Y_m : Tasa de corte del lodo de perforación.

n: Exponente en la ley de las potencias

7. Pérdidas de presión alrededor de la sarta de perforación.

Ec. 35

$$P_{dp} = \frac{3.33T}{Dh - Dp} \times \frac{Ldp}{1000}$$

T: Esfuerzo de corte del lodo de perforación.

P_{dp} : Perdidas de presión alrededor de la sarta.

Dp : Diámetro de la sarta de perforación (in)

Dh : Diámetro del pozo (in)

Lpd: Longitud de la sarta (ft)

Paso 2. Determinar las pérdidas de presión alrededor del Drill Collar

1. Velocidad del fluido alrededor del Drill Collar

Ec. 36

$$V_{dc} = \left[0.45 + \frac{Dc^2}{Dh^2 - Dc^2} \right] \times V_p$$

Donde;

V_{dc} : Velocidad del fluido alrededor del Drill Collar (ft/min)

V_p : Velocidad de la sarta de perforación (in)

Dc : Diámetro del Drill Collar (in)

Dh : Diámetro del pozo (in)

2. Máxima velocidad de la sarta

Ec. 37

$$V_m = V_{dc} * 1.5$$

V_m : Velocidad máxima de la sarta de perforación (in)

V_{dc} : Velocidad del fluido alrededor del Drill Collar (ft/min)

3. Determinar la tasa de fluido equivalente en gpm debido al movimiento de la sarta.

Ec. 38

$$Q = \frac{V_m(Dh^2 - Dc^2)}{24.5}$$

Q: tasa de fluido equivalente (gpm)

V_m : Velocidad máxima de la sarta de perforación (in)

Dc : Diámetro del Drill Collar (in)

Dh : Diámetro del pozo (in)

4. Pérdidas de presión alrededor del drill Collar.

Ec. 39

$$P_{dc} = \frac{0.000077xMW^{0.8}xQ^{1.8}xPV^{0.2}xL_{dc}}{(Dh - Ddc)^3x(Dh + Ddc)^{1.8}}$$

P_{dc} : Perdidas de presión alrededor del Drill Collar

MW: Peso del lodo (ppg)

Q: tasa de fluido equivalente (gpm)

PV: Viscosidad Plástica (cp)

D_{dc} : Diámetro del Drill Collar (in)

D_h : Diámetro del pozo (in)

Ldc: Longitud del Drill Collar (ft)

Paso 3. Determinar las pérdidas totales de presión

Ec. 40

$$\text{Pérdidas totales} = P_{dp} + P_{dc}$$

Paso 4. Calcular las presiones de Suabeo y Surgencia.

Para el cálculo de la presión de Surgencia se debe sumar a la presión hidrostática del lodo de perforación las pérdidas totales calculadas en el paso anterior.

Ec. 41

Presión de Fondo (Surge) = Presión Hidrostática + Pérdidas totales

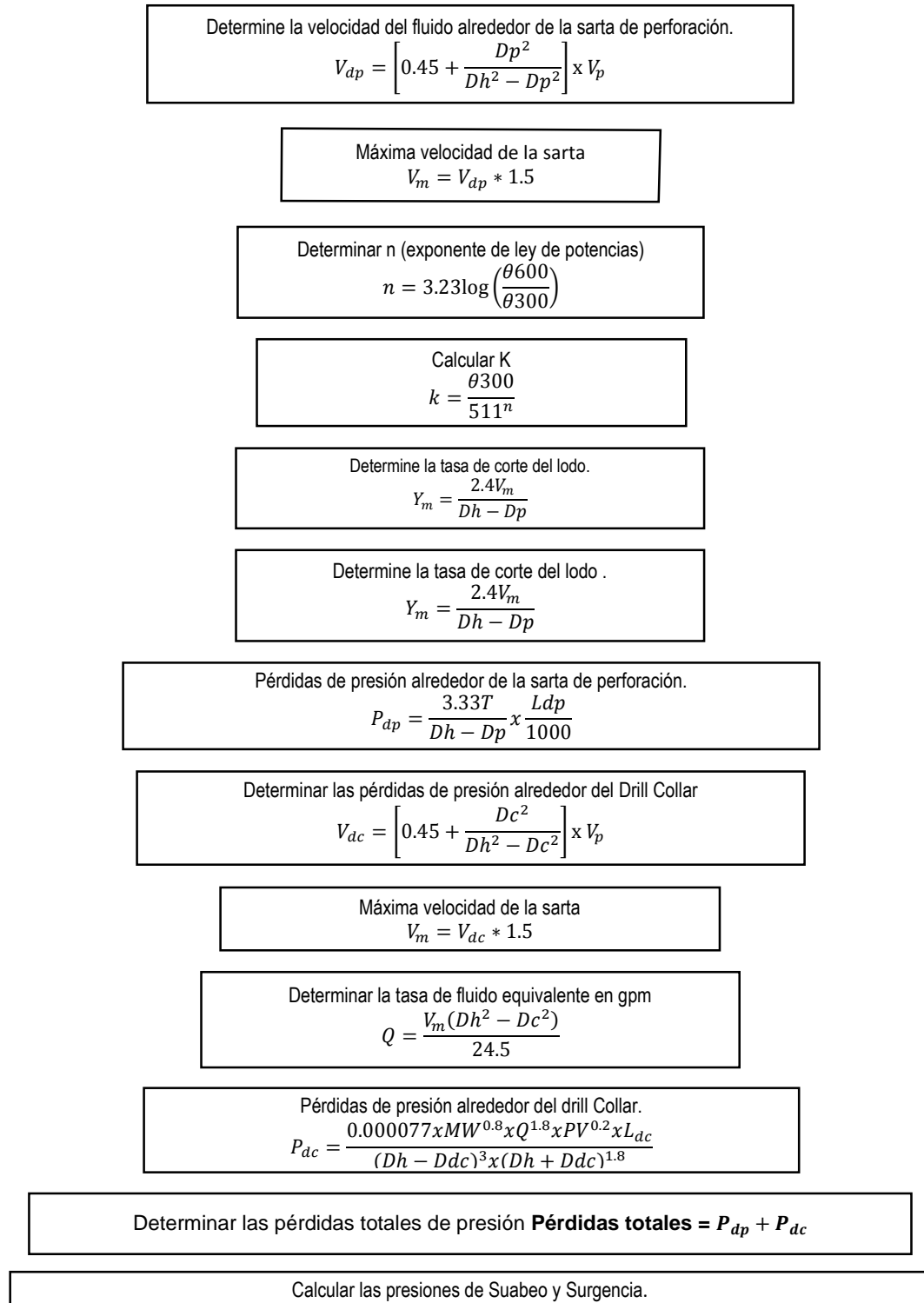
Para el cálculo de la presión de Suabeo se debe restar a la presión hidrostática del lodo de perforación las pérdidas totales calculadas en el paso anterior.

Ec. 42

Presión de Fondo (Swab) = Presión Hidrostática - Pérdidas totales. ³¹

³¹ LAYPEROUSE. Op. cit., p 225

Figura 9: Diagrama de flujo. Modelo Lapeyrouse



Fuente: LAYPEROUSE, Norton.

Haciendo uso de los datos suministrados en la perforación de una sección de un pozo de Ecopetrol, se realizó el cálculo de las salidas de los dos modelos para tubería cerrada, siguiendo cada uno de los procedimientos descritos anteriormente, se tomó una profundidad puntual al igual que en la comparación anterior, se efectuó la estimación de las presiones de suabeo y surgencia para esa sección y se calculó del error. Tanto los datos como los resultados se presentan en las siguientes tablas respectivamente.

Sección de 8 ½ de pulgada.

Tabla 4 Datos de pozo. Sección 8 1/2 in.

VARIABLE	VALOR	VARIABLE	VALOR
Ø 300	50	Dp ID	4,276 in
Ø 600	74	Pulling speed	49,32 ft/hr
Hole diameter	8,5 in	DC length	863,54 ft
DC OD	6,5 in	Mud weight	10,6 ppg
DC ID	3 in	DP length	6552,46 ft
Dp OD	5 in	Depth	7416 ft

Fuente: Informe técnico Weatherford

Tabla 5 Resultados de la comparación de modelos para tubería cerrada.

MODELO	Modelo Open- Close Ended Pipe	Modelo LAPEYROUSE	Error
P. Suabeo [psi]	4072,65	4078,4	0,14%
P. Surgencia [psi]	4102,74	4097	0,14%

Fuente: Informe autor

De igual forma se usaron los datos presentados en la tabla 4, para realizar la comparación de modelos para tubería abierta y poder observar cómo se comportaba el error, es decir si disminuía o aumentaba, se realizaron los respectivos cálculos y se halló que el error de las presiones de suabeo y surgencia fueron 0,086% y 0,086% respectivamente, lo cual nos indica que los dos modelos presenta resultados muy similares y esto da mayor confianza a la hora de usar uno u otro modelo.

En resumen, se comparó el modelo principal estudiado con dos modelos presentados en la literatura y ya probados, los resultados encontrados fueron muy concretos y convincentes, los errores porcentuales hallados entre sí fueron menores a en algunos casos menores al 1%.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad se usa para examinar cómo el cambio de una variable afecta un resultado. Esto es de mucha utilidad debido a que permite identificar cuáles son las variables más críticas o construir escenarios posibles que permiten analizar el comportamiento de un resultado bajo diferentes supuestos. Es decir, el análisis de sensibilidad permite medir el cambio en un resultado, dado un cambio en un conjunto de variables, tanto en términos relativos, como absolutos. Para realizar un análisis de sensibilidad se deben tener en cuenta algunos parámetros.

1. reconocer que el cambio en el resultado depende de cómo se haya construido en modelo y de los valores iniciales de las variables a analizar.
2. Los cambios en las variables deben ser iguales para todas de manera que se puedan comparar los resultados.
3. Se debe reconocer la posibilidad de que las relaciones entre las variables y los resultados no sean lineales.
4. Analizar la sensibilidad de las variables hay que hacerlo de una en una si se desea determinar cuáles de las variables son las más críticas.

El análisis de sensibilidad en últimas se debe realizar para identificar las variables más críticas y con base en ello, identificar donde se debe dedicar más esfuerzos tanto en el proceso de planeación, como en el proceso de control y seguimiento de una decisión. También es útil para identificar las variables que deben ser incluidas en los procesos de análisis de sensibilidad más amplio que se conoce como creación de escenarios o de simulación de Monte Carlo.

4.1. SENSIBILIDAD MODELO TUBERÍA EXTREMO ABIERTO- CERRADO

A continuación se realizará el análisis de sensibilidad de las ecuaciones más importantes del modelo que tiene en cuenta tanto el drillpipe como el drillcollar, y tubería abierta o cerrada.

Los valores base para el cálculo de sensibilidad se presentan en la tabla 2.

Tabla 6 Valores base del modelo

VARIABLES	Valor
Ø 300	50 Lb/100 ft ²
Ø 600	74 Lb/100 ft ²
Hole Diameter	8,5 in
Drill Collar OD	6,5 in
ID of Drill Collar	3 in
Drillpipe OD	5 in
ID of drill pipe	4,276 in
Average pipe running or pulling speed	0,822 ft/min
Drill Pipe Length	6552,46 ft
Drill Collar Length	863,54 ft
Current Mud Weight	10,6 ppg
Well TVD	7416 ft

Fuente: Informe técnico Wheatherford

Las ecuaciones de pérdida de presión tanto para drillpipe como para drillcollar se presentaron en el capítulo anterior. (Ecuacion 6 y 10).

4.1.1 Perdidas de presión alrededor de la sarta. El comportamiento de cada una de las variables dentro del modelo, da un indicio sobre cuales puntos son críticos y se deben tener en cuenta debido a su influencia. A continuación se muestra el comportamiento de cada una de las variables y su influencia en las pérdidas de presión en la ecuación 6 y 7.

La velocidad máxima de la sarta de perforación es un parámetro que está interrelacionado en la ecuación 7, según la figura 8, la velocidad tiene un comportamiento casi lineal, su influencia máxima se da cuando las velocidades son mayores, de esta manera se puede reafirmar que las velocidades de viaje, son uno de los parámetros que influyen el fenómeno de suabeo y surgencia.

El diámetro del drillpipe es otro de los parámetros que se encuentra integrado en esta ecuación, se puede observar que a medida que el diámetro, aumenta y llega a ser muy cercano al diámetro del pozo, muestra un comportamiento exponencial en

las pérdidas de presión, lo cual es de mucho cuidado a la hora de bajar un drillpipe en secciones delgadas. La figura 9, muestra específicamente el comportamiento de esta variable en el modelo.

Figura 10 Velocidad Máxima del Drillpipe

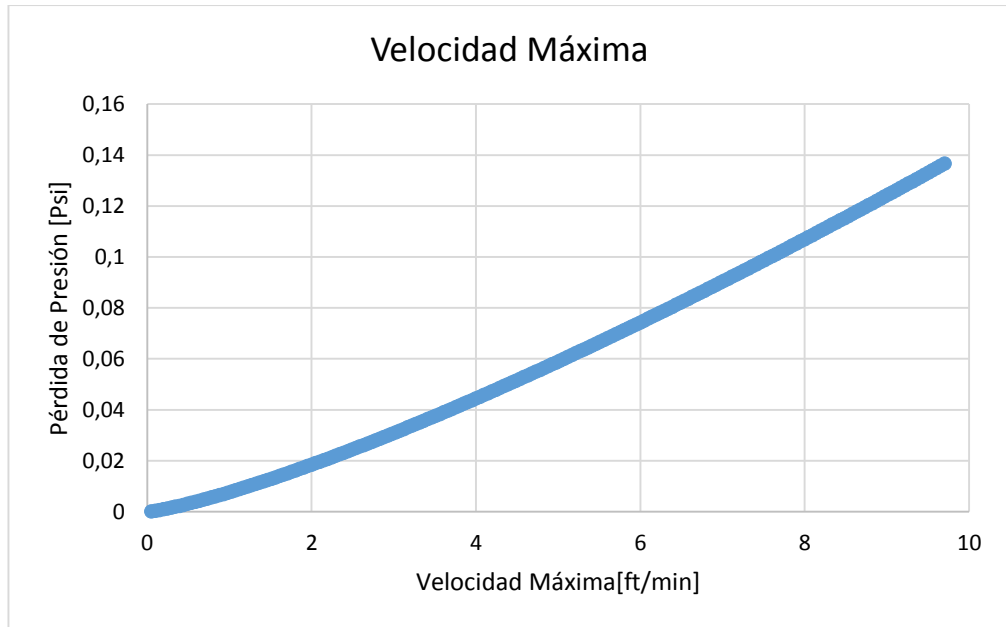
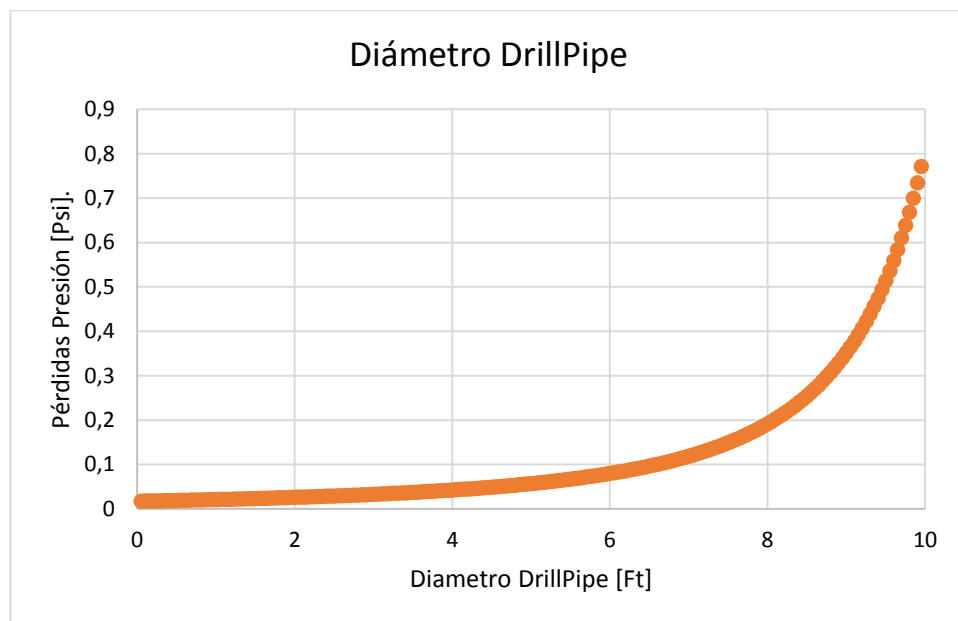
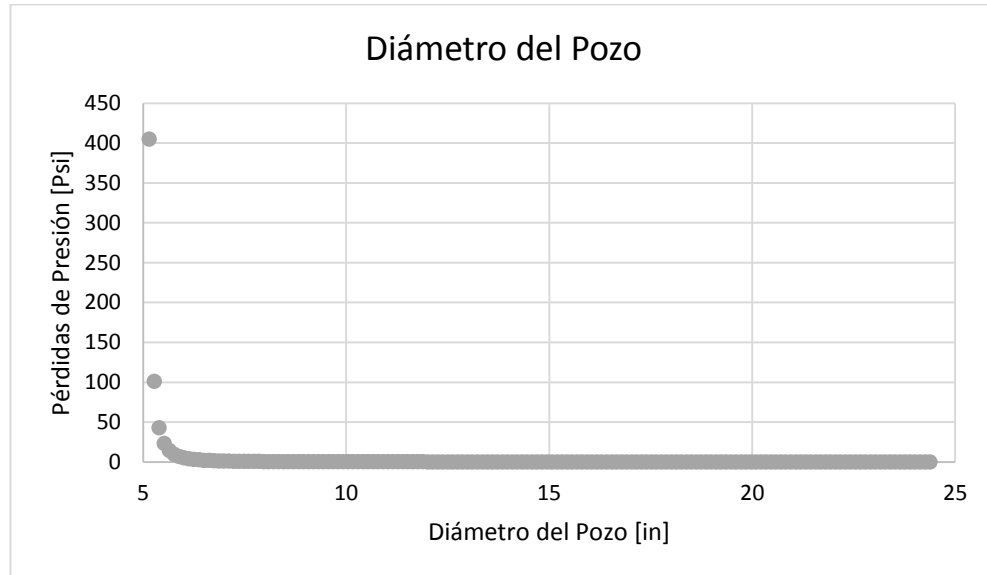


Figura 11: Diámetro de DrillPipe



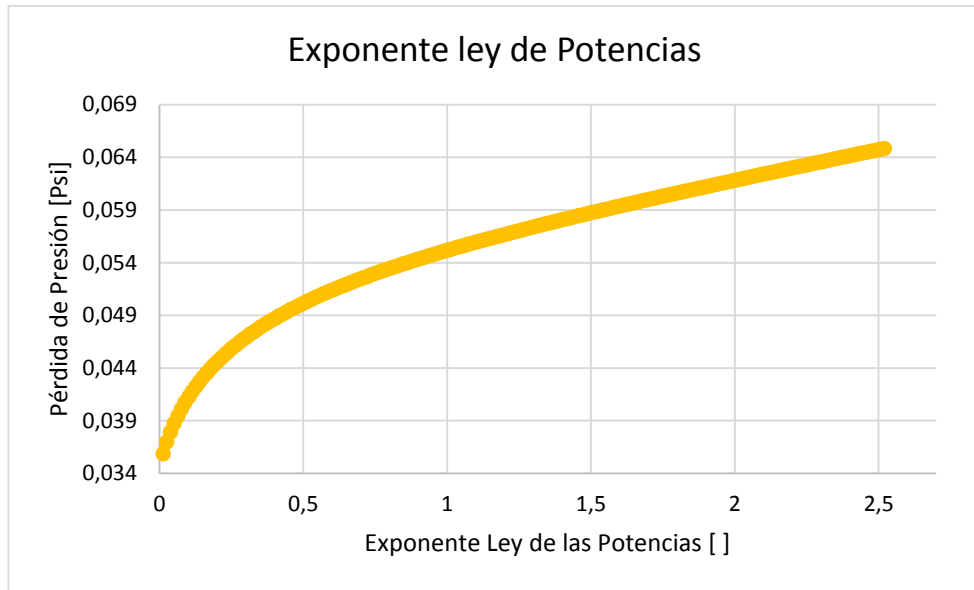
Continuando con nuestra secuencia de variables, se muestra el comportamiento del diámetro del pozo, en este caso a medida que esta variable desciende, casi hasta ser del diámetro del drillpipe, se observa nuevamente un comportamiento exponencial.

Figura 12: Diámetro del pozo.



El exponente “n” de la ley de la potencia, describe un comportamiento parabólico, muestra su mayor influencia, cuando aumenta. Figura 13.

Figura 13: Exponente ley de la potencia.



Tanto el índice de consistencia fluida K , como la longitud, muestran un comportamiento directamente proporcional, al aumentar estas variables, incrementan las pérdidas de presión.

Figura 14: Comportamiento Constante de Consistencia

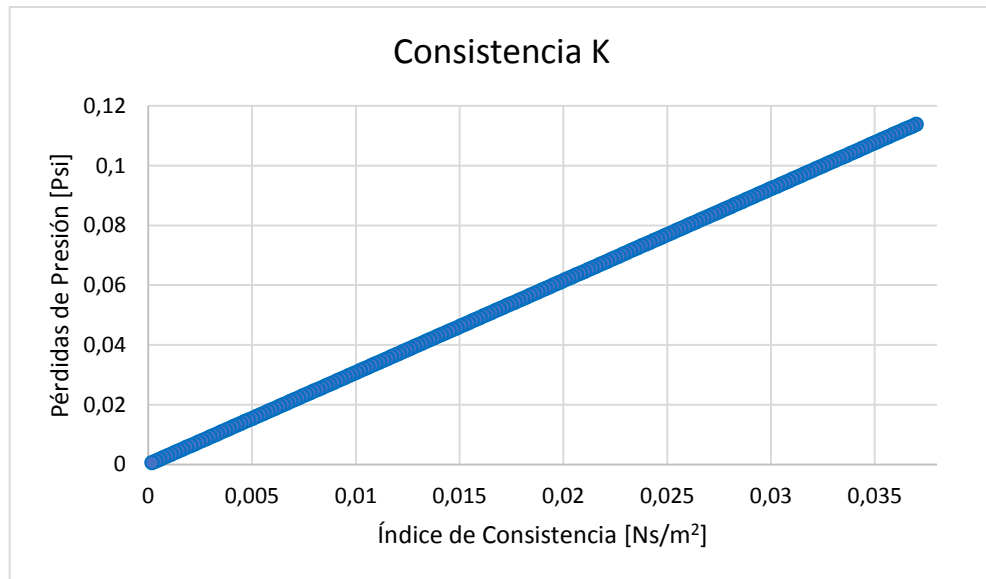
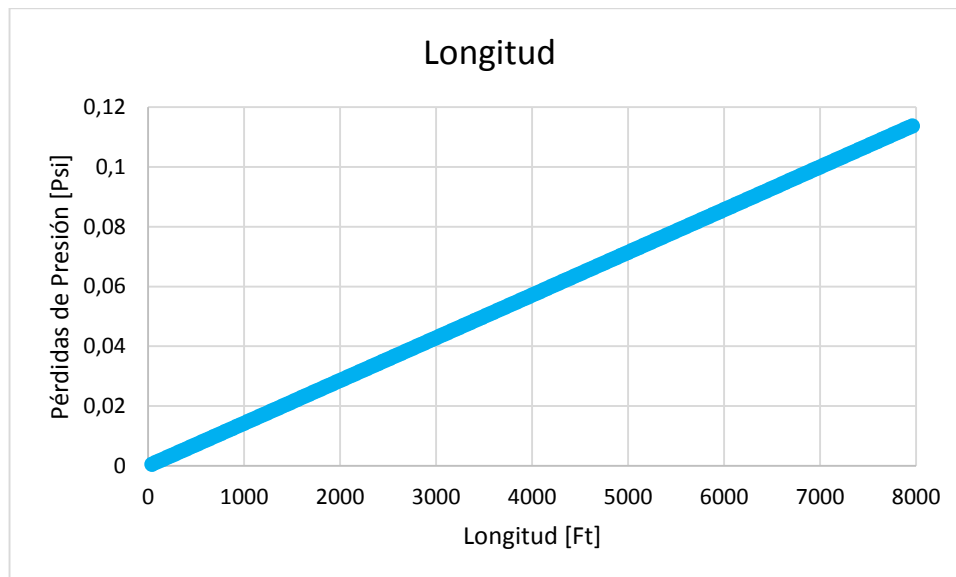


Figura 15: Comportamiento Longitud de Drillpipe



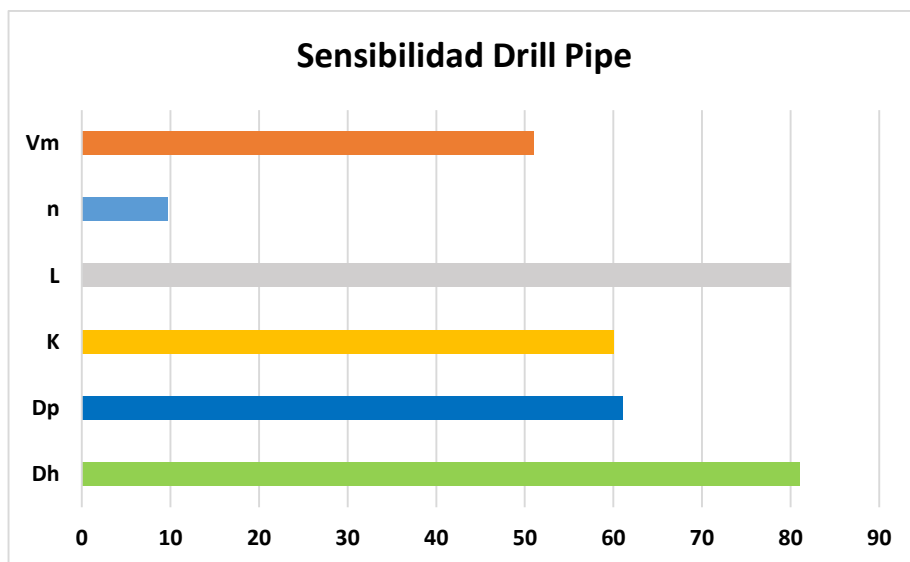
En la figura 15 se observa la influencia de todas las variables en un diagrama de barras. De acá se puede inferir cómo es el comportamiento de estas incógnitas en la ecuación de caída de presión para el drillpipe (Ecuación 6)).

Básicamente el cálculo de estas sensibilidades se elaboró dejando constantes los valores que influyen en la ecuación de pérdidas y solo un valor se deja variable, de esta manera se incrementa o disminuye porcentualmente la variable de estudio y se genera espectro de influencia sobre las pérdidas de presión, de esta manera se escoge el caso más crítico y se calcula el error sobre el valor base mostrado en la tabla 6, este procedimiento se desarrolla reiteradamente pero cambiando el valor variable.

Se observa que la variable que más influencia tiene en la ecuación es el diámetro del hueco, a medida que este se acerca al diámetro del drill pipe, se presenta una gran caída de presión que da como resultado un alto porcentaje de influencia. Se podría observar un comportamiento similar cuando el diámetro del drillpipe se acerca al del pozo, pero esto no es del todo tan cierto, debido a que los diámetros del drillpipe están establecidos en la industria y solo llega hasta un punto cercano de

influencia. En segundo lugar se tiene la longitud del Drill pipe o de la sarta de perforación, debido a que a mayor longitud de la sarta mayor contacto con el lodo de perforación esta tendrá y por ende se acentuarán los fenómenos de suabeo y surgencia. Según la sensibilidad se muestra en tercer y cuarto lugar de influencia el diámetro del drill pipe y la constante K de consistencia, esto es debido a que los diámetros cuanto más cerca estén más pérdidas generarán precisamente a su proximidad, ya que el fluido cada vez está más confinado y tiene menos movilidad y no puede desplazarse con facilidad. Aunque en este caso la velocidad máxima está en el cuarto puesto de influencia sobre las pérdidas, es esta una variable principal y muy importante dentro del estudio del fenómeno debido a que de esta depende el tiempo de perforación y los límites de viaje de la tubería. En el ejercicio de calcular la sensibilidad de la ecuación de pérdidas se aumentaba y disminuía porcentualmente la variable hasta alcanzar el doble de su valor inicial, por eso la velocidad máxima no generó mayor impacto en el modelo, pero esta puede crecer tanto como sea permitido en las operaciones de perforación y este porcentaje puede incluso llegar a ser el de más influencia en el modelo. Cabe resaltar que el cálculo de la velocidad máxima de la tubería depende de variables diametrales que son las que más afectan el modelo, por consiguiente, esta es muy susceptible a cambios.

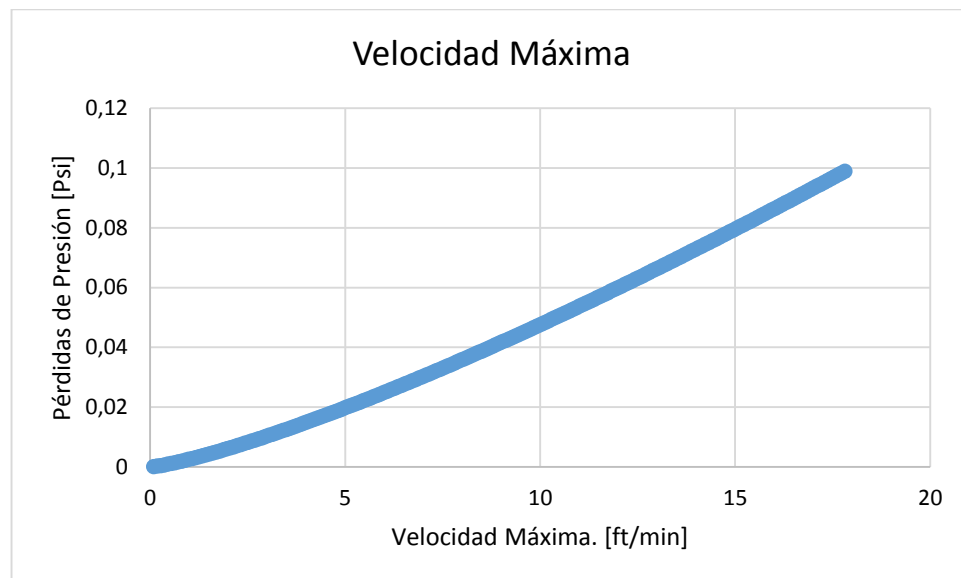
Figura 16: Sensibilidad DrillPipe



4.1.2 Pérdidas de presión alrededor del Drill Collar. Estas pérdidas son muy influyentes dentro del modelo y a pesar que la ecuación que modela estas pérdidas es muy similar, los valores que arroja son mayores. La ecuación 10 es la que modela las pérdidas de presión y fue discutida en el capítulo anterior. A continuación se mostrará el comportamiento de cada una de las variables dentro del modelo.

La velocidad máxima en este muestra un comportamiento parabólico, tendiendo a ser directamente proporcional, es decir, que a medida que esta aumenta, las pérdidas de presión también aumentan y esto es debido a la posición de esta velocidad dentro del modelo. Figura 17.

Figura 17: Velocidad Máxima Drillpipe



El diámetro del pozo y el diámetro del Drillcollar tienen un comportamiento muy similar, son exponenciales cuando la diferencia entre estos dos disminuye, aumentan las pérdidas de manera exorbitante

Al observar la figura 18 y 19, se analiza que en un segmento de la gráfica, las pérdidas debidas al diámetro del pozo y Drillcollar, son nulas, pero al llegar un punto donde la diferencia de los diámetros del pozo y Drillcollar, son menores a dos

pulgadas, un aumento en las pérdidas de presión son considerables. Siendo estas dos las variables de mayor influencia en el modelo.

Figura 18: Diámetro del pozo.

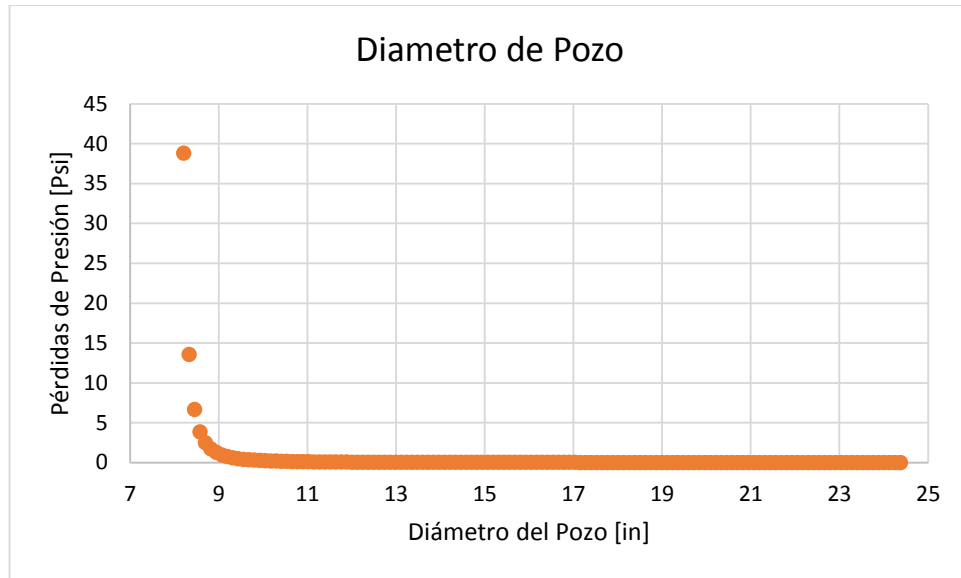
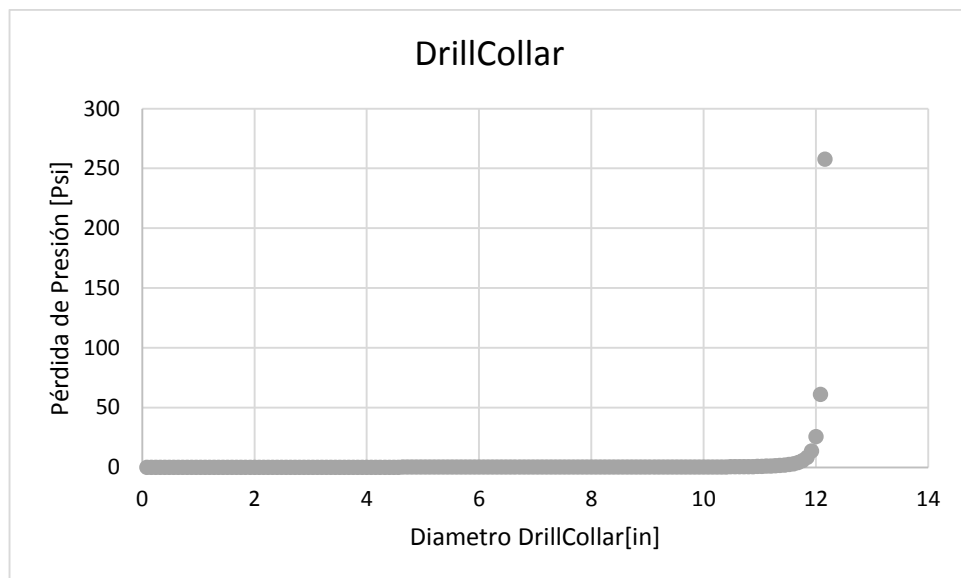


Figura 19: Diámetro del Drillcollar



Las últimas variables estudiadas muestran un comportamiento directamente proporcional, (Figuras 20, 21 y 22), en este caso se puede observar que la variable de más influencia es el exponente de la ley de potencias, en segundo lugar la longitud del drillcollar y por último La constante K de fluidez.

Figura 20: Exponente Ley de potencia

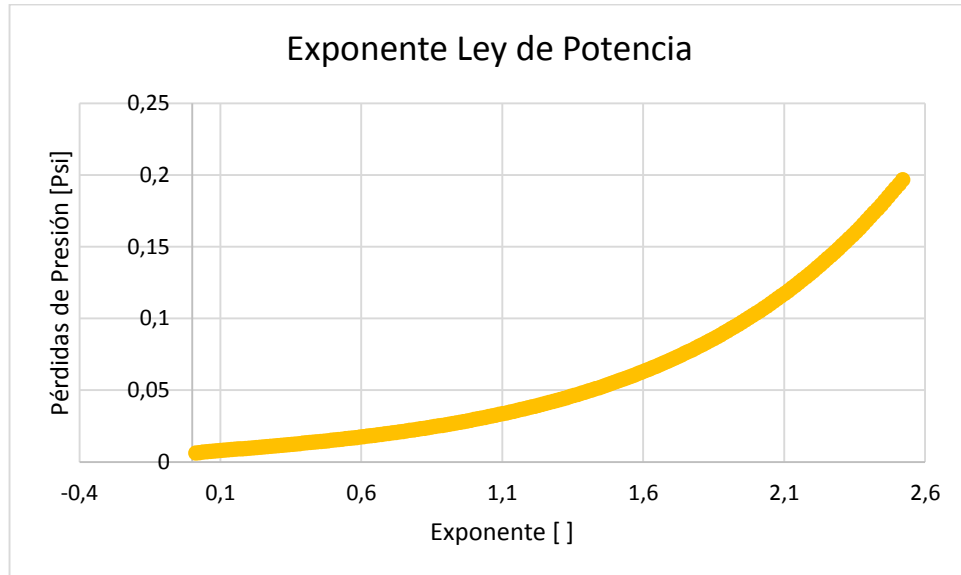


Figura 21: Longitud del Drillcollar

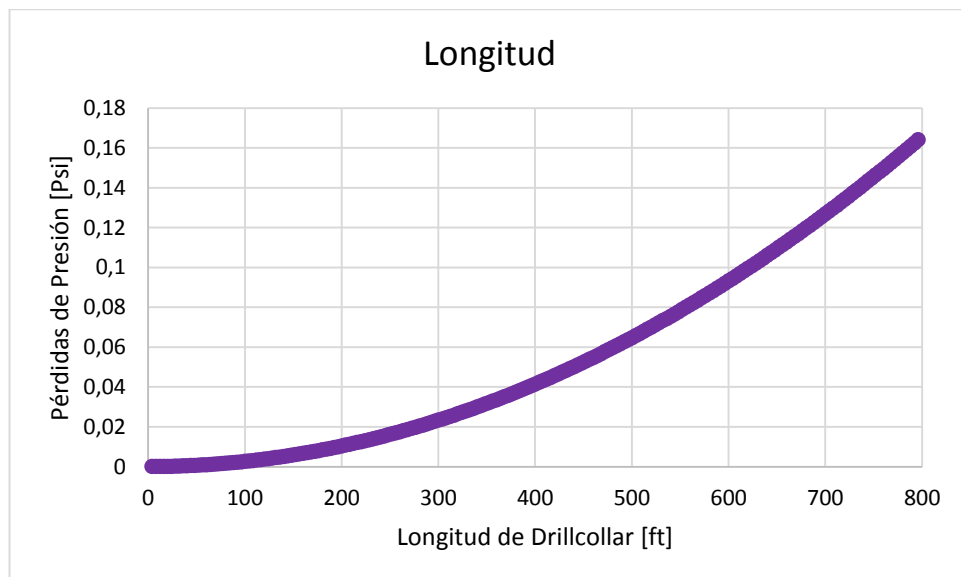
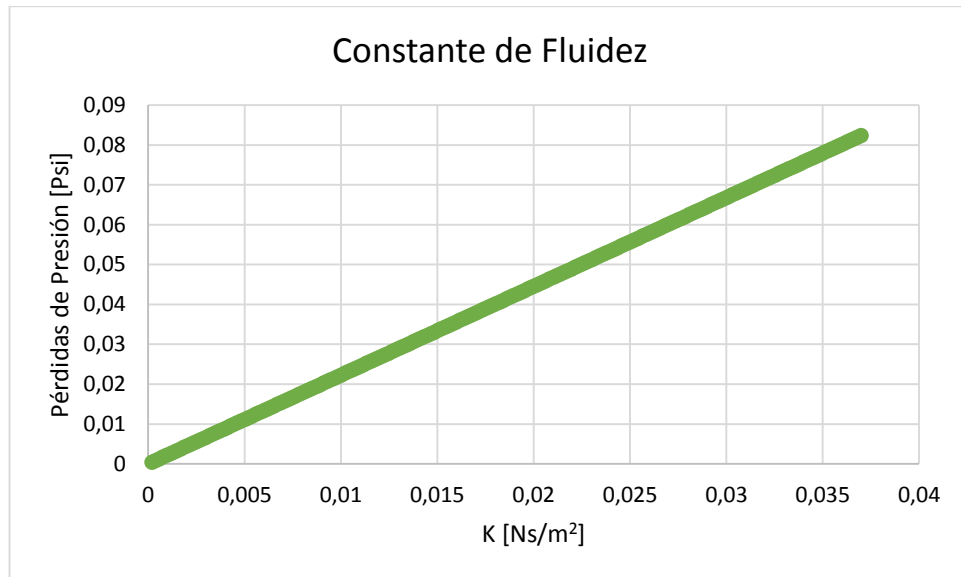
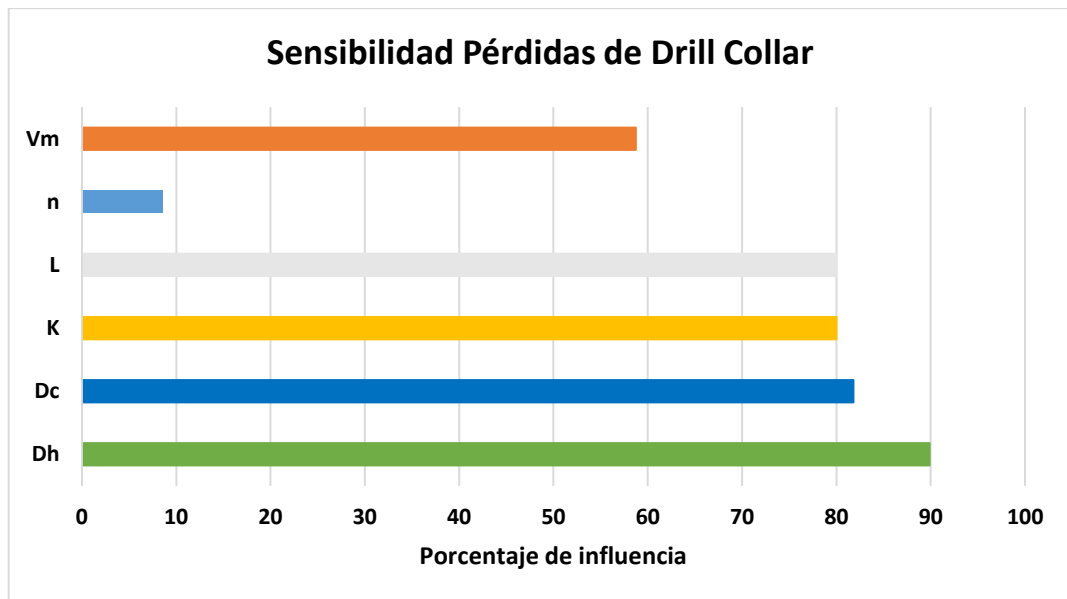


Figura 22: Constante de Fluidez



La ecuación que modela las pérdidas de presión como ya se comentó, tiene la misma estructura que la de pérdidas debido al drill pipe, por consiguiente se esperaría que las variables de mayor influencia sean las diametrales y de hecho son las que mayor porcentaje de dominio poseen. Como ya se discutió anteriormente la longitud y la velocidad presentan grandes porcentajes de influencia en el modelo.

Figura 23: Sensibilidad DrillCollar



Después de realizar un análisis de las influencias de las variables para cada uno de los modelos propuestos anteriormente, se observa cómo principalmente los diámetros del drillpipe y drillcollar, cuando se acercan al diámetro del pozo, interviene en gran medida a la caída de presión en el fondo lo cual lleva a que se produzca un subeo o una surgencia, dependiendo del viaje que se esté haciendo con la tubería.

Se observó cómo es el comportamiento de cada una de las variables dentro del modelo, esto es netamente matemático, debido a la posición de la variable dentro de la ecuación. Además se evidenció cuáles variables genera mayores pérdidas y errores en la medición cuando son modificadas porcentualmente, aumentando o disminuyendo dichas variables y dejado constantes el resto de parámetros, es decir lo que se llama un análisis de sensibilidad al modelo principal.

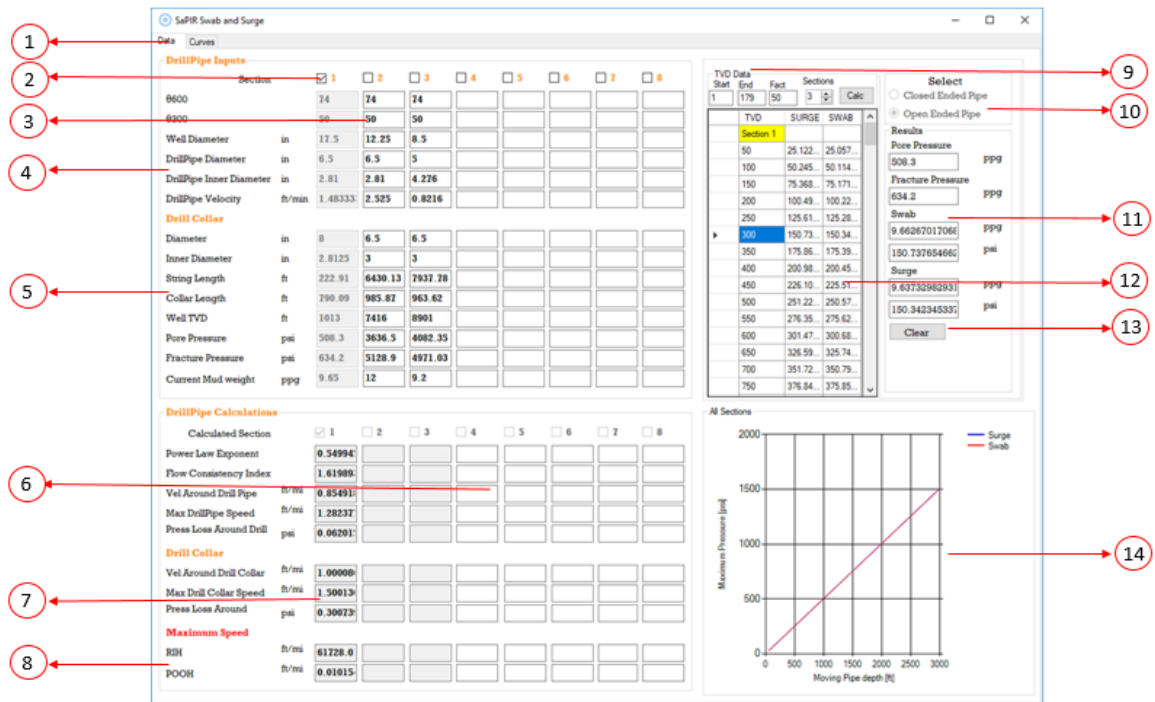
5. MANUAL DEL APLICATIVO SaPIR

En esta sección se mostrará el funcionamiento del aplicativo para el cálculo de las presiones de Suabeo y Surgencia, además de cada uno de los gráficos generados en el módulo.

En la figura 23 se muestra la ventana principal del aplicativo.

5.1 TUBERÍA DE EXTREMO ABIERTO- CERRADO.

Figura 24: Ventana Data SaPIR Swab and Surge

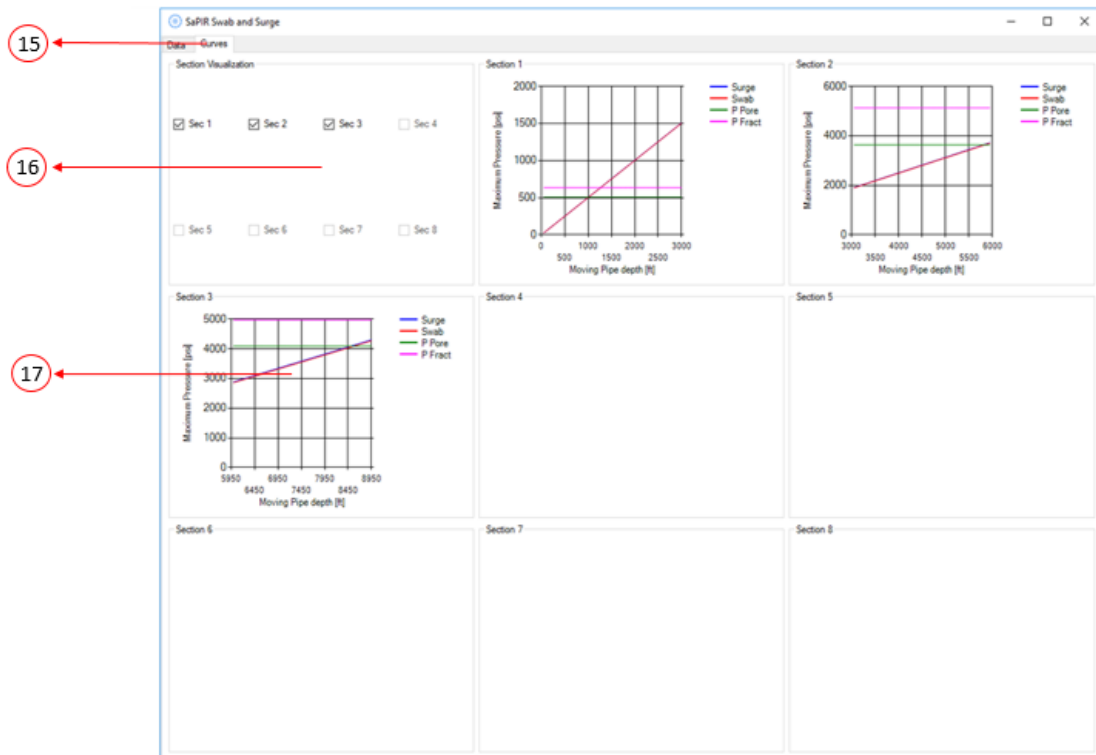


1. Pestañas de selección de ventanas para el ingreso de datos o para visualizar las diferentes gráficas construidas en SaPIR.
2. Seleccionador de sección, al seleccionar el marcador en el cuadro, automáticamente la sección de pozo deseada, se tendrá en cuenta para la realización de los cálculos, en este caso, hay 8 seleccionadores de sección. Los cálculos correspondientes para cada sección se realizan automáticamente al dar clic en el cuadro correspondiente.

3. En cada uno de los cuadros indicados, debajo de cada seleccionador, se introducirán los datos correspondientes para cada variable que hace parte del modelo, de esta forma, si se activa el seleccionador de sección, se tendrá que realizar el llenado por completo de todas las casillas para que así se tengan en cuenta a la hora de realizar los cálculos, si no se llena la columna correspondiente a la sección, los cálculos no se efectuarán, desplegando una ventana emergente de ¡error!
4. Esta sección muestra el nombre de cada una de las variables que se deben ingresar en el modelo con sus respectivas unidades, esto es para realizar el debido cambio de unidades si es necesario.
En esta sección se hace el ingreso de datos para el drillpipe
5. Esta parte muestra las variables que se deben ingresar, pero para el drillcollar.
6. En esta sección de la página principal de SaPIR, se muestran cada uno de los cálculos efectuados por la herramienta y se hace la visualización en cada uno de los cuadros, eso depende si se hace la selección de sección en el punto 2.
7. Se muestran los cálculos para cada una de las secciones, teniendo en cuenta si es drillpipe o drillcollar, estos cálculos son fundamentales para la visualización posterior de las presiones de suabeo y surgencia.
8. En esta parte se muestra la velocidad óptima de viaje de tubería, de acuerdo a cada una de las secciones.
9. En la aparato de TDV Data, se selecciona el inicio y fin del pozo, y el paso en que se quiere dividir esta sección para realizar el perfil de presiones de suabeo y surgencia.
10. En este punto de la aplicación, se selecciona si la tubería es de extremo abierto o cerrado.
11. De acuerdo al perfil de presiones generado en la sección, si se selecciona una de las casillas, se visualizarán las presiones de suabeo y surgencia, para ese punto específico.

12. En este cuadro se generan tres columnas: TVD, SURGE Y SWAB, así se puede visualizar cada uno de los cálculos de estas presiones a una profundidad estipulada.
13. Este botón se encarga de limpiar todos los datos ingresados, cálculos y gráficas generadas por el aplicativo.
14. Esta es la gráfica general del pozo, en ella se recopila el perfil completo de las presiones del pozo, a medida que se hace la selección de la sección del pozo, este gráfico se hace más completo.

Figura 25: Pestaña “Curves”



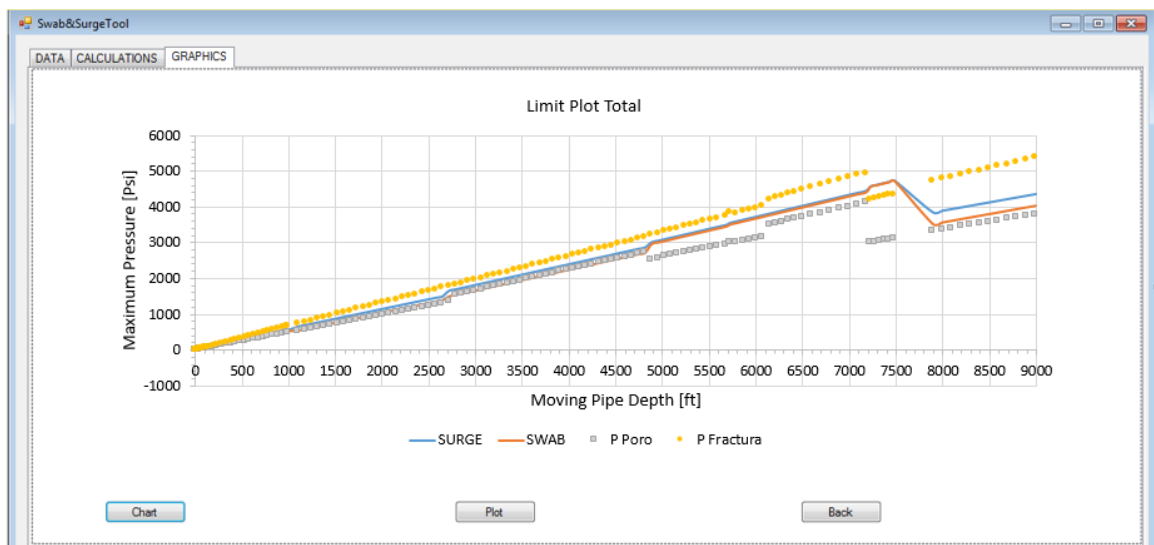
15. Al seleccionar la segunda pestaña en la página principal de SaPIR, se despliega la visualización de las curvas de cada una de las secciones seleccionadas.

16. En este aparte llamado “Section Visualization” se puede escoger cual es la sección que se quiere estudiar por aparte. Al seleccionar el cuadro aparecerá la sección que se quiera estudiar.

17. En cada uno de los espacios disponibles se visualizará una de las gráficas construidas por SaPIR

Por último si se desea generará una gráfica general diferente a la presentada en el aplicativo, se debe hacer uso de Excel, se debe copiar y pegar las columnas de la sección 12, dirigirse a Excel y realizar el correspondiente gráfico con cada una de las necesidades. En la figura 26 se muestra un ejemplo.

Figura 26: Pestaña GRAPHICS



6. APLICACIÓN EN POZOS DE ECOPETROL.

Finalizadas las fases de investigación de las generalidades, estudio de los modelos matemáticos, programación de los mismos, creación del aplicativo Suabe&SurgeTool, análisis de sensibilidades, se realizó la aplicación de los modelos propuestos en un caso real, para ello se seleccionaron 3 pozos de campos de Ecopetrol, que tuvieran problemas de pérdidas de retornos al ser perforados, se estudiaron todas las propiedades con las que fueron perforados y se realizó un modelamiento de las presiones de suabeo y surgencia, contrastándolas con las presiones de poro y fractura. De esta manera se pudo observar el comportamiento de estas presiones por intervalo perforado, realizando un análisis de los intervalos críticos y así calcular cual fue la velocidad de viaje recomendable evitando posibles problemas operacionales.

El análisis de cada pozo se realizó usando el modelo propuesto dependiendo si es usando tubería cerrada o por el contrario se realizó una operación de revestimiento (tubería abierta).

6.1. POZO 1

La perforación del pozo 1 se realizó en el departamento del Meta, en el 2015, el aplicativo Suabe&SurgeTool, se corrió, para comparar, analizar y constatar, las presiones de suabeo y surgencias, generados allí. Se plantearon diferentes objetivos para este, pero se enfatizó en los objetivos de perforación³².

Objetivos de Perforación

- Cumplir el programa de perforación planeado, para conseguir el objetivo principal en las coordenadas y profundidad PV requeridas.
- Optimizar la operación de forma que el costo y duración del pozo, estén de acuerdo al tiempo y AFE planeados y aprobados.

³² Weatherford y Ecopetrol. Informe Final de Perforación. 2015

La construcción del pozo se realizó en 3 intervalos como sigue:

Sección 17 ½: (40 ft - 1013 ft), **Sección 12 ¼:** (1013 - 7416), **Sección 8 ½:** (7416 - 8901)

Realizando un análisis por intervalo se puede estudiar las presiones de suabeo y surgencia, observar las variables operacionales implicadas y definir las zonas críticas en donde se presentan riesgos. A continuación se presenta el análisis de del modelo estudiado por intervalo.

Sección 17 ½: (40 ft - 1013 ft)

Se perforó la formación Guayabo conformada por gruesos paquetes de arenas con delgadas intercalaciones de arcillolita.

Las variables operacionales usadas en este modelo para el cálculo de las presiones de suabeo y surgencia en primera sección se presentan en la tabla 3:

Tabla 7 Valores operacionales. Sección 17 ½

VARIABLE	VALOR	VARIABLE	VALOR
Ø 300	50 lb/100 ft ²	Dp ID	2,81 in
Ø 600	74 lb/100 ft ²	Pulling speed	89 ft/hr
Hole diameter	17,5 in	DC length	796,69 ft
DC OD	8 in	Mud weight	9,7 ppg
DC ID	2 13/16 in	Densidad	9,65 ppg
		Equivalente de Poro	
Dp OD	6 ½ in	Densidad	12,04 ppg
		Equivalente de Fractura.	

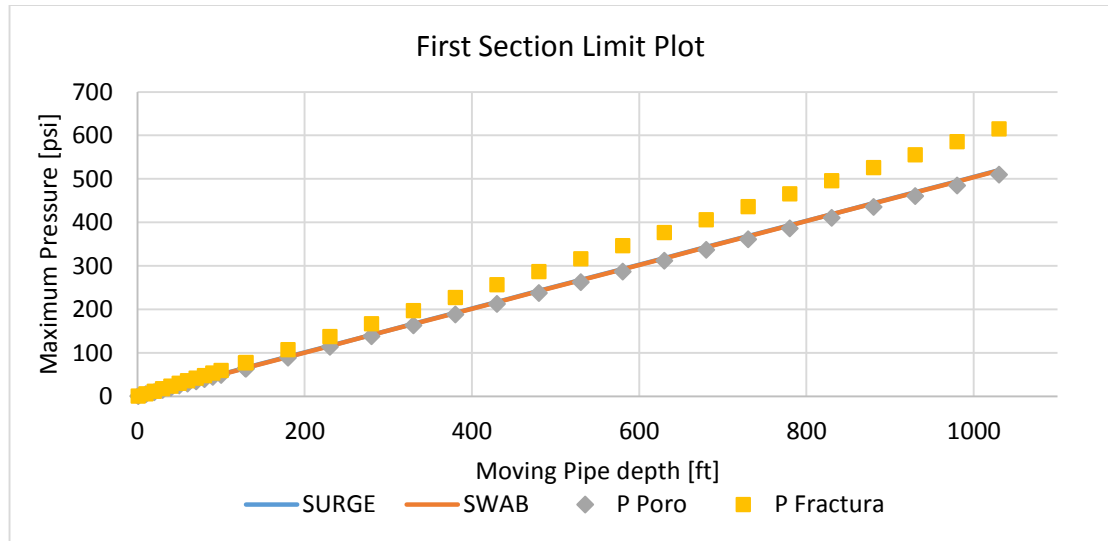
Fuente: Informe técnico Weatherford³³

Al realizar las operaciones no se encontraron problemas operacionales, por lo que la perforación de esta sección se realizó ningún problema. Las densidades equivalentes de las presiones de poro y fractura estimadas para este intervalo son 9,53 ppg y 11,49 ppg respectivamente. Al realizar la simulación en el aplicativo de estas

³³ Ibíd 36 p.

presiones contra las presiones de suabeo y surgencia se observa que se mantienen un rango óptimo y no presenta ninguna complicación operacional. En la figura 27 se presenta el comportamiento de las presiones en la sección 1.

Figura 27: Presiones de Suabeo y Surgencia Sección 17 ½



Sección 12 ¼: (1013 - 7416),

Litología: El intervalo perforado corresponde a las Formaciones Guayabo con un predominio arcilloso, intercalado con arenas y Formación Carbonera. Unidad Arenas Superiores fue predominantemente arcillosa, intercalada con arenas y localmente limolitas. Unidad Lutita E caracterizó por tener dominio arcilloso, con características lutíticas, intercalado con arenas y limolitas. Unidad C1 predominantemente arcillosa hacia el tope y con gruesos paquetes de arena y en menor proporción de limolita hacia la base. Unidad Areniscas de Carbonera el predominio de la unidad es arenoso. Unidad C2 tiene predominio arcilloso con niveles de lutita, limolita y arena. La Unidad E3 conformada por Lutita de color gris verdoso, intercalada con arcillolitas y en menor proporción con limolitas. La Unidad T1 caracterizada por paquetes gruesos de arena intercalada con arcillolitas, lutitas,

Se perforó sin inconvenientes operacionales, sin embargo, durante la bajada de CSG se presentó pérdida total de retornos a la altura de la Unidad Areniscas Carbonera. Aproximadamente 4035 pies³⁴.

La segunda sección se perforó teniendo en cuenta las variables operacionales mostradas en la tabla 8.

Tabla 8 Valores operacionales, Modelo 1 Sección 12 ¼

VARIABLE	VALOR	VARIABLE	VALOR
Ø 300	50	Dp ID	2,81 in
Ø 600	74	Pulling speed	151,5 ft/hr
Hole diameter	12,25 in	DC length	985,87 ft
DC OD	6,5 in	Mud weigth	12,0 ppg
DC ID	3 in	Densidad Equivalente de Poro	9,43-11,02 ppg
Dp OD	6 1/2	Densidad Equivalente de Fractura	11,19-13,3 ppg

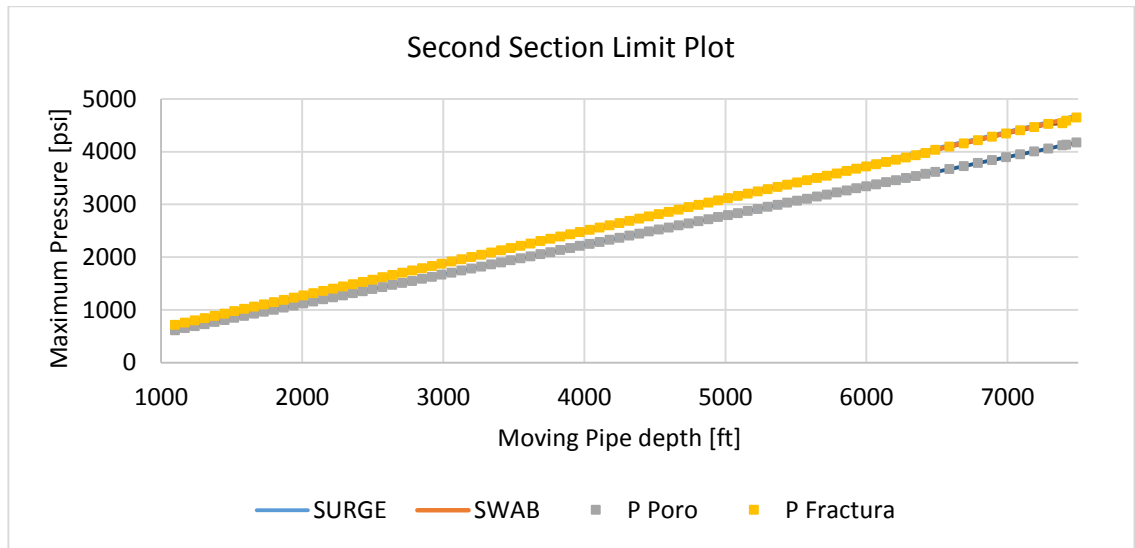
Fuente: Informe técnico Wheatherford³⁵

De acuerdo con las variables operacionales descritas anteriormente podemos observar el comportamiento generado por las presiones, como se muestra en la figura 28.

³⁴ Ibíd 48 p

³⁵ Ibíd 39 p

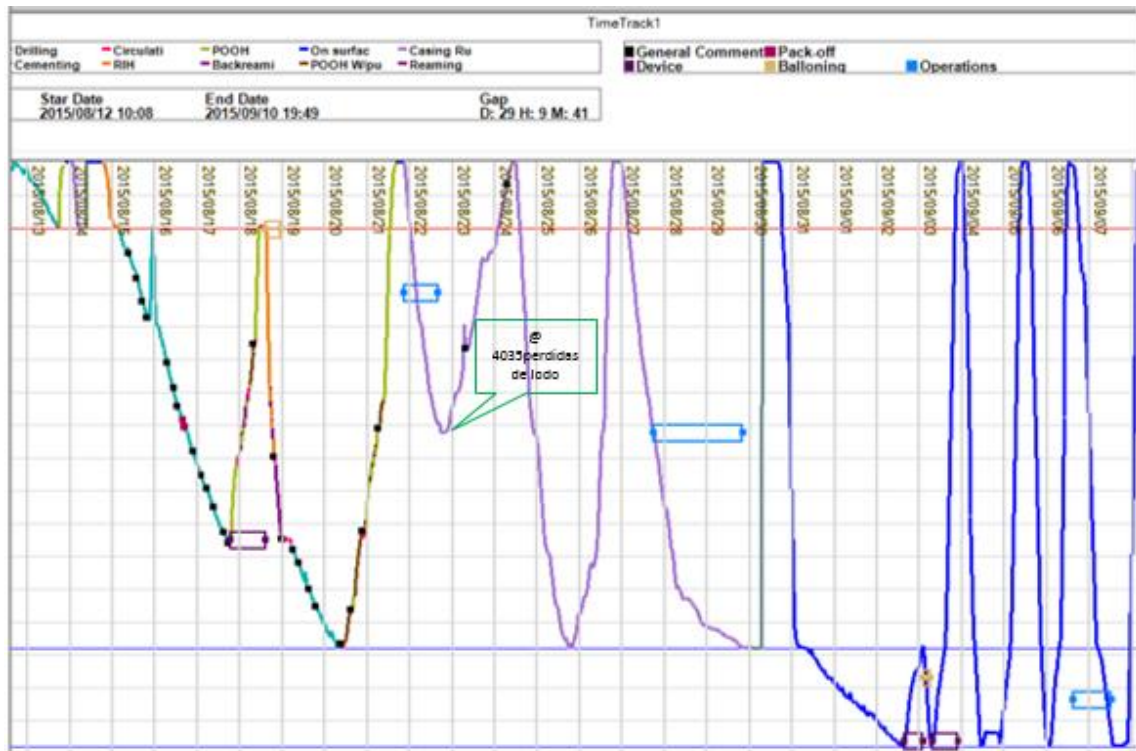
Figura 28 Presiones de Suabeo y Surgencia Sección 12 ¼.



El modelo muestra que cuando se alcanzó la profundidad de 4000 ft aproximadamente la presión de surgencia estaba igualando la presión de fractura, con lo cual se puede inferir que muy posiblemente cuando se corrió el casing se indujo una fractura sobre esta zona porque se sobrepasó la presión de fractura en este punto.

La figura 29 muestra el comportamiento del pozo con los viajes de tubería, acá podemos observar que a una profundidad de 4035 pies, se tuvieron las pérdidas de retornos y posible fractura inducida por presión de surgencia.

Figura 29 Comportamiento de los viajes de tubería



Fuente: Ecopetrol S.A³⁶

Sección 8 ½: (7416 - 8901)

Litología: El intervalo perforado corresponde a la Formación Unidad T2 compuesta por arena con intercalaciones de arenisca, limolita, arcillolita y lutita. Unidad K1 Superior compuesta principalmente por lutita con intercalaciones de arena, arenisca, y limolita; Unidad K1 Inferior compuesta por arena con intercalaciones de arenisca, lutita y limolita; Unidad K2 compuesta por arena de grano medio a grueso con trazas de hidrocarburo, intercalaciones de arenisca, lutita y limolita.

Durante la perforación no se presentaron problemas, sin embargo durante los viajes de acondicionamiento se observó restricciones en las zonas con inclinación mayor de 45° e intercalaciones de litologías muy duras (limolitas) con niveles más blandos (arcillas y lutitas), lo que generó tortuosidad en el diseño geométrico del hueco.

36 Ecopetrol. Presentación Análisis de ILT's. Grupo Geomecánica. 2015

La tercera sección se perforó teniendo en cuenta las variables operacionales que se presentan en la tabla 9.

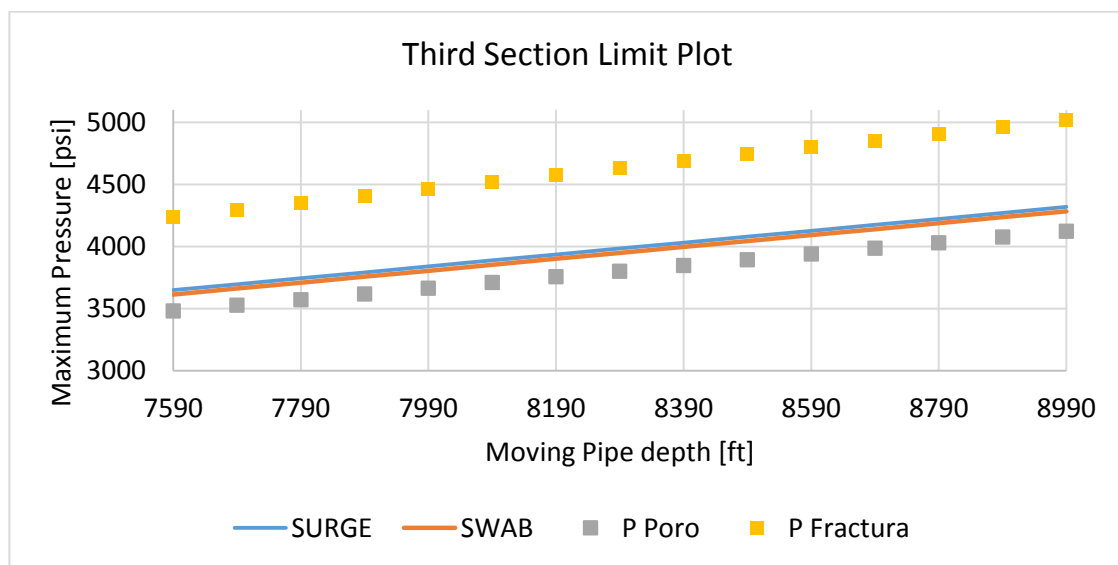
Tabla 9 Valores operacionales, Sección 8 ½

VARIABLE	VALOR	VARIABLE	VALOR
Ø 300	50	Dp ID	4,276 in
Ø 600	74	Pulling speed	49,3ft/hr
Hole diameter	8,5 in	DC length	963,22ft
DC OD	6,5 in	Mud weigth	9,2 ppg
DC ID	3 in	Densidad	8,82 ppg
		Equivalente de Poro	
Dp OD	5	Densidad	10,74 ppg
		Equivalente de Fractura	

Fuente: Informe técnico Weatherford ³⁷

Las presiones estimadas por el aplicativo se muestran en la figura 30.

Figura 30 Presiones de Suabeo y Surgencia Sección 8 ½



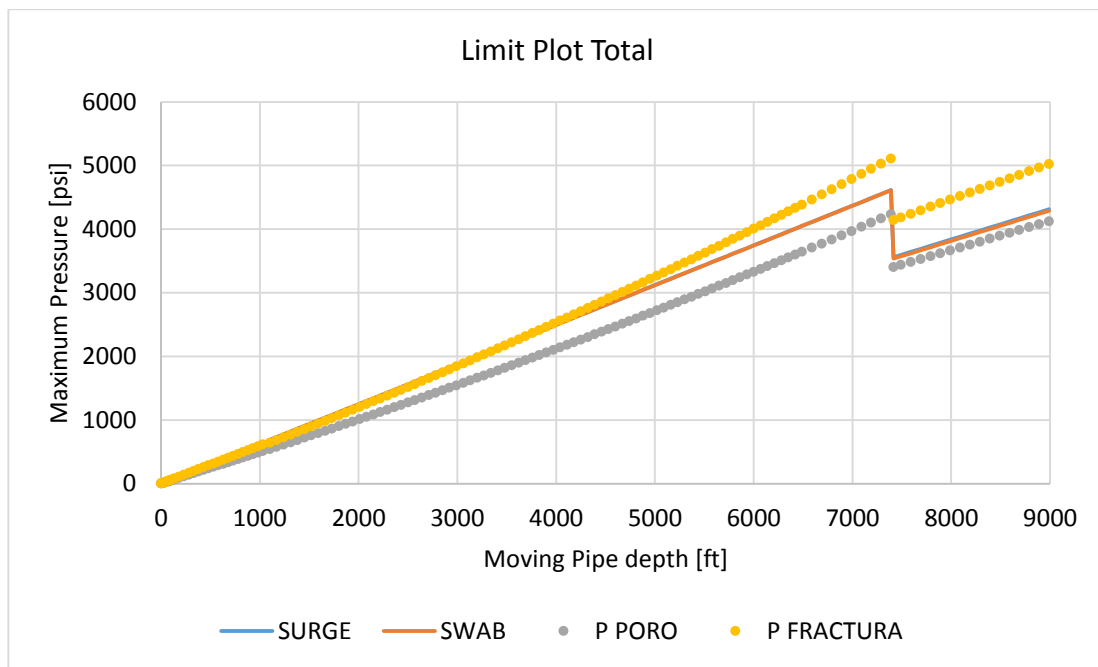
³⁷ Ibíd 39

Se puede observar que las presiones se mantienen en rango y no se presentan mayores complicaciones en la perforación del pozo.

La última sección perforada no tuvo ninguna complicación, las presiones se mantuvieron en rango y no hubo ningún incidente que alterara el normal desarrollo de la perforación del pozo.

Las tres secciones comparadas en una misma gráfica (figura 31) muestran el comportamiento completo de las presiones de suabeo y surgencia para las tres secciones del pozo.

Figura 31 Presiones de Suabeo y Surgencia. Total de secciones.



6.2. POZO 2

La perforación del pozo 2 se realizó en 3 intervalos como sigue:

Sección 17 ½: (45 ft - 1025 ft), **Sección 12 ¼:** (1025 - 7060), **Sección 8 ½:** (7060 - 8132)

Sección 17 ½: (45 ft - 1025 ft)

El intervalo perforado corresponde a la Formación Guayabo, compuesta por arena con intercalaciones de conglomerado.

Sección 12 ¼: (1025 - 7060)

Perforó parte inferior de La Formación Guayabo conformada por paquetes de Arena y menor parte arcillolita, la Formación Carbonera compuesta por la Unidad litoestratigrafica, Arenisca superiores, que corresponde a una secuencia Arenosa en su parte superior e intercalaciones de arena y arcillolita en su parte inferior, Lutita E conformada por intercalaciones de lutita y arcillolita principalmente, Unidad C1 predomina arcillolita con intercalaciones menores de arena y limolita, Arenisca Carbonera predomina principalmente

Sección 8 ½: (7060 - 8132)

Perforó la formación T2, conformada principalmente por arena, intercaladas con paquetes de arcillolita, lutita limolita y trazas de pirita. La formación K1 superior conformada principalmente por lutita intercalada con arenisca a lo largo de toda la unidad y niveles de arcillolita y limolita a la base. La formación K1 inferior conformada principalmente por arenisca intercalada con arcillolita y lutita. La formación K2 conformada principalmente por Arena intercalada con Lutita en menor parte.

Una vez estudiadas todas las variables operacionales y realizados todos los cálculos podemos tener las estimaciones de las presiones de Suabeo y Surgencia,

en todas las secciones. A continuación se muestran estas estimaciones en las tres secciones.³⁸

En la tabla 10, 11 y 12 se resumen los valores operacionales que fueron usados en el modelo, en cada una de las secciones.

Sección 17 ½:

Tabla 10 Valores operacionales, Modelos Sección 17 ½

VARIABLE	VALOR	VARIABLE	VALOR
Ø 300	63	Dp ID	4,778 in
Ø 600	76	Pulling speed	95 ft/hr
Hole diameter	17,5 in	DC length	161,08 ft
DC OD	8 in	Mud weigth	10,4 ppg
DC ID	2 11/16 in	PP	9,51 ppg
Dp OD	5,5	PF	14,28 ppg
ROP	95 ft/hr	D1	8 in
D2	17,5	Ø 3	11

Fuente: Informe técnico de Perforación Weatherford y Ecopetrol³⁹

Sección 12 ¼:

Tabla 11 Valores operacionales, Modelos Sección 12 ¼

VARIABLE	VALOR	VARIABLE	VALOR
Ø 300	63	Dp ID	4,276 in
Ø 600	74	Pulling speed	88,79 ft/hr
Hole diameter	12,25 in	DC length	963,22ft
DC OD	6,5 in	Mud weigth	10,5-12,2 ppg
DC ID	3 in	Densidad	9,46 ppg
		Equivalente de	
		Poros.	
Dp OD	5	Densidad	14,59 ppg
		Equivalente de	
		Fractura.	

Fuente: Informe técnico de Perforación Weatherford y Ecopetrol

³⁸ Weatherford y Ecopetrol. Informe final de perforación. Septiembre. 2015. 23 p

³⁹ Ibíd 23 p

Sección 8 ½:

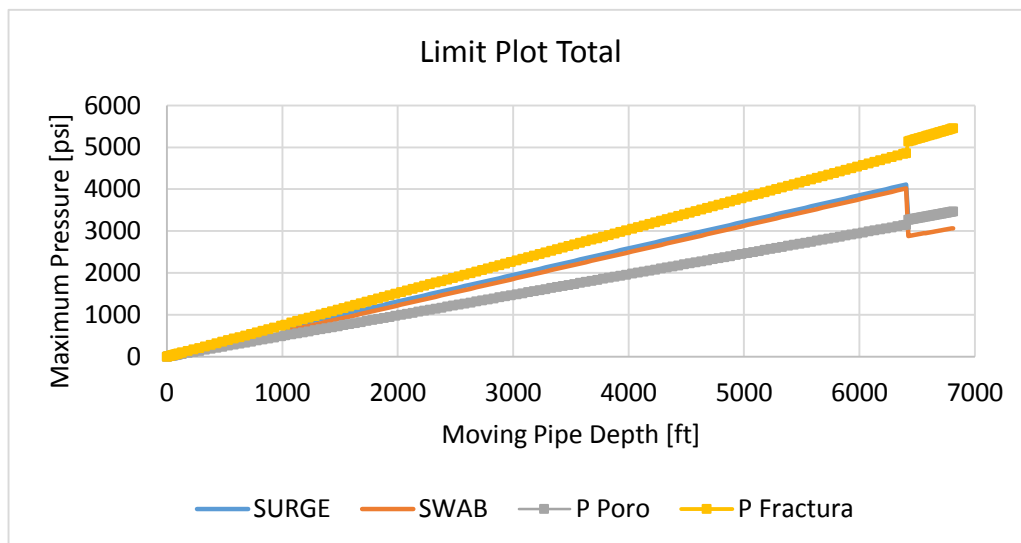
Tabla 12 Valores operacionales, Modelos Sección 8 ½:

VARIABLE	VALOR	VARIABLE	VALOR
Ø 300	63	Dp ID	4,276 in
Ø 600	74	Pulling speed	49,3ft/hr
Hole diameter	8,5 in	DC length	963,22ft
DC OD	6,5 in	Mud weigth	9,0-9,2 ppg
DC ID	3 in	Densidad	8,27-9,78 ppg
		Equivalente de Poro.	
Dp OD	5 in	Densidad	15,4-16 ppg
		Equivalente de Fractura.	

Fuente: Informe técnico de Perforación Weatherford y Ecopetrol⁴⁰

En la figura 32, se muestra el compilado de todas las secciones perforadas en una misma ilustración, acá podemos ver los cambios de diámetros y si estuvieron las presiones de suabeo y surgencias óptimas.

Figura 32 Presiones de Suabeo y Surgencia. Total de secciones.



⁴⁰ Ibíd 28 p

En las estimaciones anteriores se puede observar que los cálculos obtenidos por cada el modelo no varía sustancialmente, se puede constatar según la gráfica que no hubo ningún problema operacional mientras se realizó la operación de cada sección, las presiones de fractura y poro, estuvieron alejadas de las presiones de suabeo y surgencia estimadas por el aplicativo, lo que nos quiere decir que en este programa de perforación no hubo ningún inconveniente.

6.3. POZO 3

A continuación se presentan algunas generalidades del tercer pozo, donde se muestran datos básicos (tablas 13,14 y 15), además de los datos importantes de la perforación y revestimiento del pozo.

Estas tablas que se muestran a continuación muestran el compilado de los datos que se usaron para realizar todas las simulaciones con el aplicativo Surge&SwabTool.

Tabla 13 Generalidades pozo 3.

Inicio Perforación	Octubre 9 de 2015 (10:30 hr)
Finaliza Perforación	Noviembre 01 de 2015 (09:30 hr)
Finalizó Registros	05/11/2015
Profundidad Final	8984' PM, 7759,69 PV
Total Brocas utilizadas	5
Tipo de lodo utilizado	SPUDMUD (superficie-991') BOREMAX (991'-7477) BARADRIL-N (7477'-8984)

Fuente: Informe técnico de Perforación DTK- Well Services.

En la tabla 9 se observan datos cronológicos de la construcción del pozo, además del tipo de broca y lodo que se usó durante la estadía en campo.

Tabla 14 Generalidades pozo 3. Secciones y Profundidades

Sección	Profundidad Inicial	Profundidad Final	Profundidad final TVD
		MD	
17 ½	45'	991'	991'
12 ¼	991'	7477'	6833'
8 ½	7477'	8984'	7759.6'

Fuente: Informe técnico de Perforación DTK- Well Services.

La tabla 14 presenta las profundidades y secciones que han alcanzado con este proyecto. Por último, la tabla 15 muestra las dimensiones de algunas herramientas, usadas durante la construcción del pozo.

Tabla 15 Generalidades Pozo3.

	Superficie	Intermedio	Liner Ranurado
Diámetro del revestimiento	13 3/8	9 5/8"	7"
Peso del revestimiento (lb/pie)	54,5	47 – 43,5	29
Diámetro interno del Rev.	12,615"	8,681" – 8,755"	6,184"
Tope Revestimiento	Superficie	Superficie	7302"
Fecha de la sentada	07/09/2015	22/10/2015	07/11/2015
Zapato del revestimiento	986'	7472'	8979'
Grado del revestimiento	k-55	P-110 – N.80	P-110
Capacidad de rev. (bbls/pie)	0,1546	0,073-0,074	0,0371
Clase de cemento	Tail Convention al	Tail Conventional	Lechada elástica alivianada
BBLs de Lechada	171 + 57	126 + 105	103

Fuente: Informe técnico de Perforación DTK- Well Services.

Para este pozo se muestra en la figura 15 generada por el aplicativo con cada uno de los modelos estudiados.

Las figuras muestran un comportamiento similar aproximadamente a una profundidad de 7000 ft MD, se produce una salida en el rango de presión de fractura, lo cual indica que con esas condiciones operacionales, posiblemente se pudo haber fracturado la zona y por consiguiente se tuvieron pérdidas de retornos totales como muestra en la figura 33.

Figura 33 Presiones de Suabeo y Surgencia. Total de secciones.

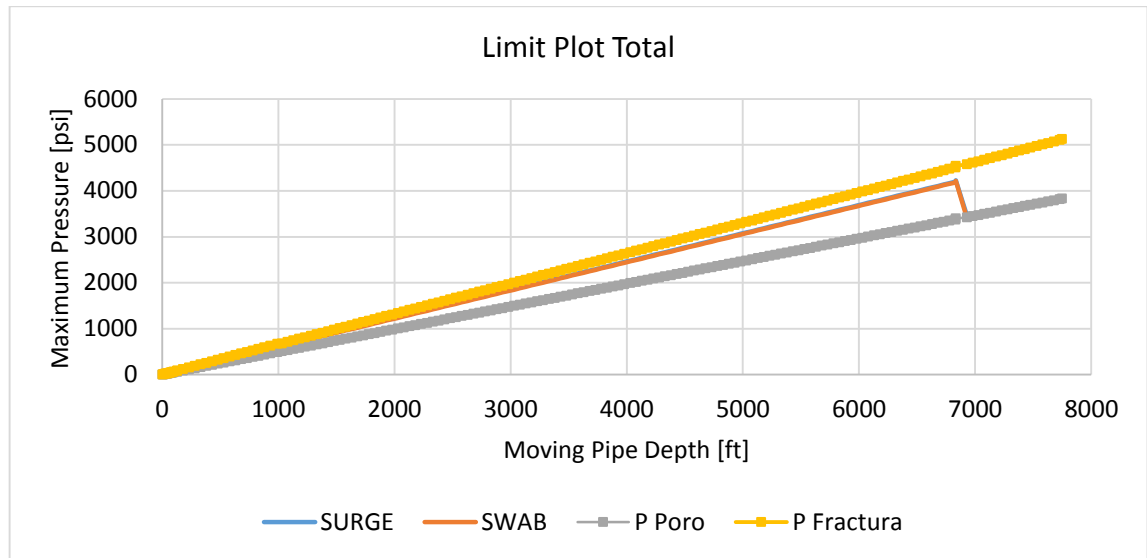
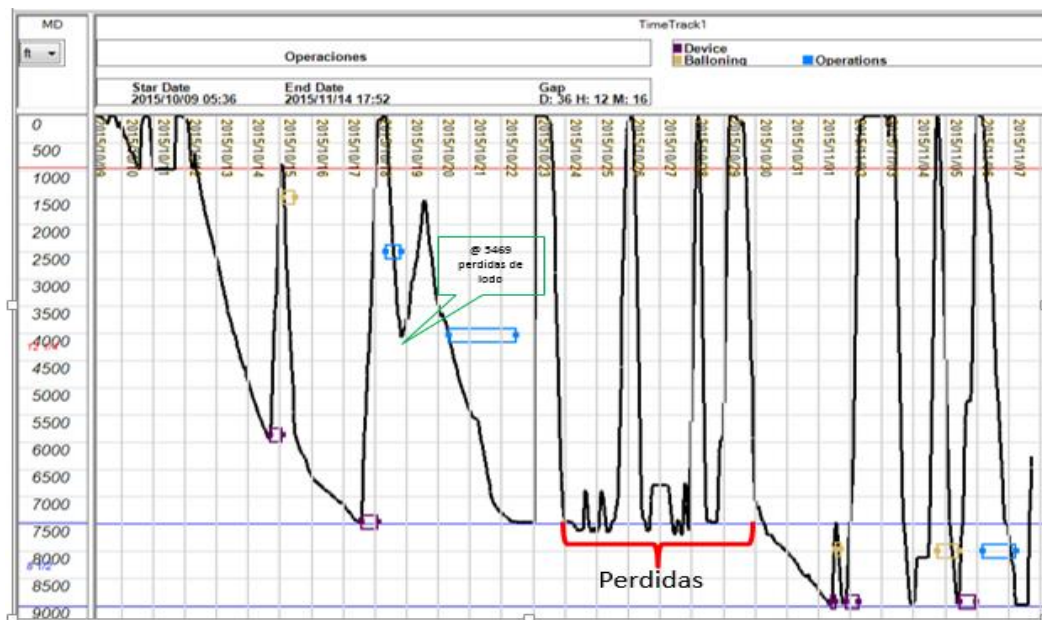


Figura 34 Comportamiento de viajes de tubería del pozo 3⁴¹.



Fuente: Ecopetrol S.A

⁴¹ Ecopetrol. Op. cit. 7 p

7. CONCLUSIONES

Se desarrolló el aplicativo SaPIR para determinar las presiones de suabeo y surgencia, lo cual contribuye en la disminución de la incertidumbre en las operaciones de perforación, además permite la predicción de estas presiones en pozos verticales.

Con el estudio y análisis de los diferentes modelos matemáticos, se pudo establecer cuáles son las variables que más influencia el comportamiento del fenómeno de suabeo y surgencia, así de esta manera se estableció que las pérdidas de presión se dan en mayor proporción cuando la diferencia entre el diámetro del hueco y externo de la tubería disminuyen.

Los modelos estudiados muestran que las presiones de suabeo y surgencia depende en gran medida de la presión hidrostática ejercida por el lodo de perforación, ya que las variables que más influyen estos modelos pertenecen a las condiciones mecánicas del pozo (diámetros y longitudes) y a las variables reológicas (densidad del lodo, viscosidades aparentes y plásticas).

Es importante para el cálculo puntual de las velocidades de viaje óptimas, tener en cuenta como límites las presiones de poro y fractura, debido a que son fronteras que no se deben sobrepasar, porque se podría inducir una fractura o realizar un suabeo de la formación.

Los modelos estudiados y cálculos se realizaron teniendo en cuenta el modelo de ley de la potencia para la reología del lodo. Si se utiliza un modelo de reología diferente al de ley de la potencia se obtendrán solo resultados aproximados.

Las predicciones de presiones de suabeo y surgencia con el aplicativo a través de las secciones de los pozos, muestran un adecuado comportamiento, como se pudo demostrar al realizar el estudio de los pozos de Ecopetrol, donde se encontraron tendencias muy similares en las presiones calculadas.

Las comparaciones con otros modelos propuestos en la literatura muestran un error mínimo a la hora de hacer los cálculos de las presiones de suabeo y surgencia, esto genera seguridad y confianza a la hora de usar el aplicativo para realizar las estimaciones y predicciones.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda revisar y ampliar el presente modelo para cálculos de presión de suabeo y surgencia en pozos direccionales.

Modificar el modelo para aplicación y programación de un modelo reológico con mayor exactitud como lo es el de la ley de la potencia modificada.

El modelo estudiado presenta una condición ideal donde la tubería y BHA están completamente centrados en el pozo (concéntricos), por tanto es necesario tomar en cuenta las diferentes excentricidades que se pueden dar entre el pozo y la tubería.

Realizar análisis de presiones de suabeo y surgencia para pozos en condiciones de ambientes extremos tales costa afuera y ultra profundos.

BIBLIOGRAFÍA

ARIS, Rutherford. Mathematical Modeling. A chemical Engineer's Perspective. 1st Edition. Process systems engineering. 1999. 3-4 p.

BAKER HUGHES INTEQ. Fluidos Manual de Ingeniería. Huston, Texas. Technical Communication Group. 1998. p 316- 325.

BJORKEVOLL, Kristian, et al. Field data verification of transient surge swab model for critical Wells applications. 2003. Presented at Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy.

BYBEE, Keith. Compensation of Surge and Swab Pressures in Floating Drilling Operations. 2008. SPE 0208-0052.

CARSON, Ewart. et al. Modeling Methodology for physiology and medicine. A volume in Biomedical Engineering. 1 st Edition. 2000. 9 p.

CRESPO, Fredy; AHMED, Ramadan. . A simplified surge and swab pressure model for yield power law fluids. Octubre 2012. ELSEVIER Journal of petroleum Science and Engineering, no 101.,p 12-20.

DABBAGHIAN, Vahid. What is Mathematical modelling? Simon Fraser University.2010 (Recuperado en 20 de julio de 2017) Disponible en <https://www.sfu.ca/~vdabbagh/Chap1-modeling.pdf>

LAWSON, Daniel y MARION, Glenn. An introduction to Mathematical Modelling. 2008.

LAYPEROUSE, Norton.. Formulas and Calculations for drilling, production and workover. Gulf Professional Publishing, 2012. 2nd Ed. P 215.

GLENN, Marion. An Introduction to Mathematical Modelling. Bioinformatics and Statistics Scotland 2008. 1 p.

GJERSTAD, K, et al. Simplified explicit flow equations for Bingham plastics in Couette–Poiseuille flow. 2012. ELSEVIER Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 175, 55 - 63.

GJERSTAD, K, et al. Automatic Prediction of Downhole Pressure Surges in Tripping Operations. (University of Stavanger, Ed.) 2013. International petroleum technology conference.

GJERSTAD, K., et al. Medium- Order Flow Model For Dynamic Pressure Surges in Tripping Operations, In SPE/IADC Drilling conference and Exhibition. 2013. Amsterdam, The Netherlands. P. SPE-163465-MS.

HE, Shiming, et al. A new simplified surge and swab pressure model for yield- power-law drilling fluids. Noviembre 2015. ELSEVIER Journal of natural gas science and Engineering, ,no 28., p.184-192.

HE, Shiming, et al. A numerical model to predict surge and swab pressures for yield power law fluid in concentric annuli with open-ended pipe. Mayo, 2016, ELSEVIER Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanic, no.145., p. 464-472.

LAL, Manohar. Surge and Swab Modeling for Dynamic Pressures and Safe Trip Velocities. IADC/SPE 11412, 1983. Presented at the Drilling Conference Held. March15-18

NABIL, Mohammed y GOVARDHAN, A. Acomparison between five models of software engineering. Septiembre 2010. IJCSI, Vol 7., p. 94- 101

MITCHELLI, R.F. Dynamic Surge/ Swab Pressure Predictions. SPE/IADC. SPE 16156. Presented at the Drilling Conference Held.1988 March15-18.

MOORE, Preston L. Drilling Practices Manual. Tulsa, Oklahoma. 1986 Pennwell Publising company.

ROBELLO; Samuel. Friction factors:What are they for torque, drag, vibration, bottom hole assembly and transient surge/ swab analyses? Julio 2010. ELSEVIER Journal of petroleum Science and Engineering, no. 73., 258-266.

RUBIANDINI, Rubi. New formula of surge pressure for determining safe trip velocities. 2000. Oil and gas conference and exhibition hold in Brisbane, Australia. SPE 64480.

SRIVASTAV, Rohit. University of Oklahoma., Saasen, A., Det norske Oljeselskap ASA and The University of Stavanger., Larget, M., &AGR Petroleum Services. (2012). Surge and Swab Pressures in Horizontal and Inclined Wells. SPE 152662. Presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Held. Mexico April 2012.

TANG; Ming, et al. Simplified surge pressure model for yield power law fluid in eccentric annuli. Mayo 2016 ELSEVIER Journal of petroleum Science and Engineering. no 145., p. 346-356.

TANG, Ming; XIONG Jiyou; y HE, Shiming. A new model for computing surge/swab pressure in horizontal Wells and analysis of influencing factors. Mayo, 2014. ELSEVIER Journal of petroleum Science and Engineering. No., 19, p. 337-343.

TIKHONOV, Vadim. Et al. Development of Model and Software for Simulation of Surge- Swab Process at Drilling. SPE 181933-MS. 2016. 3 p.

VELEZ, Ignacio. Análisis de Sensibilidad. [En línea]. SSRN 2003. (Recuperado en 25 de Febrero de 2018) Disponible en: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=986887.

WELL CONTROL SCHOOL. Well Control Manual. Harvey, Louisiana, USA: WCS 2001.

WAGNER R. R, et al. Surge Field Tests Highlight Dynamic Fluid Response. 1993. SPE Paper 25771 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Amsterdam (23-25 February).

WOLSKI, Antonio; JUNQUEIRA, Silvio; NEGRAO, Cesar. A steady-state approach for evaluation of surge and swab pressures in flows with free Surface boundary conditions. Julio 2014. ELSEVIER Journal of petroleum Science and Engineering, no. 122., p 208-215.