

Algoritmo para Simulación de Flujo Hidráulico Aplicado a Perforación de Pozos Onshore, con  
Acoplamiento de Módulos de Transporte de Sólidos

Alejandro Diaz Cabrera y Wendy Natalia Celemin Becerra

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieros de Petróleos

Director

Adan Yovani León Bermúdez

Ingeniero Químico, PhD.

Codirectores

Helver Crispiniano Álvarez Castro

Ingeniero Químico, PhD.

Fabián Andrey Díaz Mateus

Ingeniero Químico, PhD.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

**Dedicatoria**

*A Dios y la Virgen por acompañarme y guiarme cada día de esta etapa.*

*A mis padres Ramón Celemin y Cándida Becerra, por siempre apoyarme y confiar en mí, y mi hermano Noel por acompañarme en esta etapa. A ellos les dedico la culminación de mi carrera y agradezco enormemente por cada sacrificio que hicieron por mí.*

*A la familia Celemin Sánchez por abrirme las puertas de su hogar y hacerme sentir como en mi casa.*

*A mis amigos y compañeros por darme motivación y ayudarme en todo momento de la carrera.*

**Wendy Natalia Celemin Becerra**

*A mis padres, quienes son la base de mi inspiración y motivación, les dedico este trabajo de grado con todo mi amor y agradecimiento. Gracias por su apoyo incondicional, por creer en mí en cada paso del camino y por sacrificarse para darme la mejor educación.*

*A mis profesores, por guiarme en el camino del conocimiento y ayudarme a desarrollar mis habilidades y destrezas. Les agradezco por su paciencia, dedicación y por ser una fuente constante de motivación.*

*Este trabajo de grado es el resultado de años de esfuerzo y dedicación, pero también es un homenaje a su amor y apoyo. Espero haberles hecho sentir orgullosos y que este sea solo el primer paso hacia un futuro lleno de éxitos y realizaciones. Les agradezco de todo corazón por ser mi familia, mis maestros y mis mentores.*

**Alejandro Díaz Cabrera**

### **Agradecimientos**

*A la Universidad Industrial de Santander por aceptarnos y brindarnos las herramientas para formarnos como profesionales y crecer como personas.*

*A los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por transmitirnos sus conocimientos y contribuir en nuestra carrera profesional.*

*Al grupo de investigaciones en Corrosión GIC por guiarnos y ayudarnos en el crecimiento como profesionales.*

*A nuestro director el ingeniero Adan Yovani León Bermúdez quien con sus conocimientos y experiencia nos brindó las recomendaciones y ayuda necesaria en el desarrollo de la tesis.*

*A la empresa AC Ingeniería Virtual por permitirnos desarrollar nuestro proyecto de grado y en especial al ingeniero Helver Crispiniano Álvarez Castro y al ingeniero Fabián Andrés Díaz Mateus por su apoyo y ayuda a lo largo del desarrollo del presente trabajo.*

**Alejandro Díaz y Natalia Celemin.**

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	15
1. Objetivos .....	17
1.1 Objetivo general .....	17
1.2 Objetivos específicos .....	17
2. Marco teórico .....	18
2.1 Perforación de pozos petroleros .....	18
2.2 ¿Qué es un algoritmo? .....	21
2.3 Python .....	21
2.4 Cálculo de la trayectoria del pozo .....	22
2.5 Modelos reológicos .....	24
2.5.1 Fluido newtoniano .....	24
2.5.2 Fluido de Bingham .....	25
2.5.3 Fluido tipo power-law .....	25
2.5.4 Fluido tipo Herschel-Bulkley .....	26
2.6 Modelamiento de transporte de sólidos .....	26
2.6.1 Modelamiento matemático del transporte de cortes .....	27
2.6.1.1 Geometría de las capas .....	27
2.6.1.2 Modelamiento matemático del modelo de dos capas. ....	31
2.6.1.3 Deposición de cortes. ....	34
2.6.1.4 Velocidad de sedimentación. ....	35
2.6.1.5 Suspensión. ....	36

2.6.1.6 Esfuerzo cortante en las paredes y en la interface. ....	36
2.6.2 Modelamiento de los tool joints.....	37
2.6.2.1 Caída de presión en el anular. ....	38
2.6.2.2 Caída de presión al interior de la sarta de perforación.....	39
2.6.2.3 Caída de presión en la broca. ....	39
3. Antecedentes .....	40
4. Descripción Metodológica .....	42
4.1 Tratamiento de los cavings .....	44
4.2 Solución Numérica.....	45
4.2.1 Método de los volúmenes finitos .....	46
4.2.2 Método de Newton Raphson.....	47
4.2.3 Condiciones de frontera .....	50
4.3 Pseudocódigo del algoritmo.....	51
5. Resultados .....	53
5.1 Caso base .....	53
5.2 Efecto de la excentricidad .....	55
5.3 Efecto de la reología del fluido de perforación.....	56
5.4 Efecto del flujo de fluido de perforación .....	58
5.5 Efecto de la tasa de penetración del fluido de perforación .....	59
5.6 Efecto de la densidad del fluido de perforación.....	61
5.7 Efecto de la densidad de los sólidos .....	62
5.8 Efecto del tamaño de la partícula sólida .....	63
5.9 Variación de la excentricidad a lo largo del anular.....	65

6. Conclusiones .....	67
7. Recomendaciones .....	68
Referencias Bibliográficas .....	69
Apéndices.....	72

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Fluidos a utilizar en los ejemplos</i> .....	53
Tabla 2. <i>Configuración del caso base</i> .....	54
Tabla 3. <i>Configuración del caso para el análisis del efecto de la excentricidad de la columna</i> .	55
Tabla 4. <i>Configuración del caso para el análisis del efecto de la influencia de la reología del fluido de perforación</i> .....	57
Tabla 5. <i>Configuración del caso para el análisis de flujo del fluido de perforación</i> .....	58
Tabla 6. <i>Configuración del caso para analizar el efecto de la tasa de penetración del fluido de perforación</i> .....	60
Tabla 7. <i>Configuración del caso para el análisis del efecto de la densidad del fluido de perforación</i> .....	61
Tabla 8. <i>Configuración del caso para el análisis del efecto de la densidad de los sólidos</i> .....	62
Tabla 9. <i>Configuración del caso para analizar el efecto del tamaño de partículas sólidas</i> .....	64
Tabla 10. <i>Configuración del caso para analizar el efecto de la tasa de penetración del fluido de perforación</i> .....	66



## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. <i>Perforación de un pozo por la acción de rotación y el peso aplicado a un taladro en el extremo de la tubería</i> .....	18
Figura 2. <i>Movimiento del fluido entre la pared del pozo y la tubería de perforación</i> .....	19
Figura 3. <i>Parámetros para el método de mínima curvatura</i> .....	23
Figura 4. <i>Esfuerzo cortante contra la tasa de deformación para diferentes fluidos</i> .....	24
Figura 5. <i>Modelo de dos capas</i> .....	27
Figura 6. <i>Caso A. Modelo de dos capas</i> .....	29
Figura 7. <i>Caso B. Modelo de dos capas</i> .....	30
Figura 8. <i>Caso C. Modelo de dos capas</i> .....	31
Figura 9. <i>Parámetros para el modelamiento de los tool joints</i> .....	38
Figura 10. <i>Esquema metodológico</i> .....	43
Figura 11. <i>Forma aproximada de los caving para su modelamiento matemático</i> .....	44
Figura 12. <i>Mallado del dominio de la perforación</i> .....	45
Figura 13. <i>Resultados del modelo para el caso de la sección horizontal de base</i> .....	54
Figura 14. <i>Resultados del modelo para el caso de estudio del efecto de excentricidad de la columna</i> .....	56
Figura 15. <i>Resultados del modelo para el estudio del caso de la influencia de la reología del fluido de perforación</i> .....	57
Figura 16. <i>Resultados del modelo para el caso de estudio del efecto del flujo del fluido de perforación</i> .....	59

Figura 17. *Resultados del modelo para el estudio del caso del efecto de la tasa de penetración* 60

Figura 18. *Resultados del modelo para el estudio de caso del efecto de la densidad del fluido de perforación.....* 62

Figura 19. *Resultados del modelo para el estudio del caso del efecto de densidad de sólidos más grandes, se espera una mayor formación de lecho.....* 63

Figura 20. *Resultados del modelo para el estudio del caso del efecto del tamaño de partículas sólidas .....* 64

Figura 21. *Variación de la altura del lecho en función del cambio de excentricidad, manteniendo la misma fracción volumétrica del lecho. ....* 65

Figura 22. *Resultados del modelo para el caso de la sección horizontal base .....* 66

**Lista de Apéndices**

	<b>pág.</b>
Apéndice A. Empaquetamiento cúbico simple .....	72
Apéndice B. Ejemplo del algoritmo en Python .....	73

### Glosario

**Cavings:** trozos de roca provenientes del pozo pero que no fueron removidos directamente por la acción de la broca. Los cavings pueden ser en forma de astillas, escamas, bloques y varias otras formas de la roca, normalmente desprendidas de secciones de lutitas que se han vuelto inestables. La forma del caving puede indicar por qué se produjo el fallo de la roca. El término se utiliza típicamente en plural.

**Cuttings:** trozos pequeños de roca que se fracturan debido a la acción de los dientes de la broca. Los recortes se separan del sistema de lodo líquido en las zarandas vibratorias y son monitoreados en cuanto a composición, tamaño, forma, color, textura, contenido de hidrocarburos y otras propiedades por el ingeniero especialista en registros de lodo, el registrador de lodo y el personal en sitio. El registrador de lodo suele recoger muestras de los recortes para su posterior análisis y archivo.

**Excentricidad:** término utilizado para describir cuán descentrada se encuentra una tubería dentro de otra tubería o dentro del hueco abierto.

**Reología:** la ciencia y el estudio de la deformación y el flujo de la materia. El término también se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado, como en la reología de los lodos.

## Resumen

**Título:** Algoritmo para Simulación de Flujo Hidráulico Aplicado a Perforación de Pozos Onshore, con Acoplamiento de Módulos de Transporte de Sólidos\*

**Autor:** Alejandro Diaz Cabrera y Wendy Natalia Celemin Becerra\*\*

**Palabras Clave:** Perforación, ROP, sólidos.

**Descripción:** Para que la perforación de un pozo petrolero sea un éxito, especialmente cuando se trata de pozos direccionales y horizontales, es necesario garantizar el buen transporte de sólidos y la remoción de los recortes generados. Eso evita que haya deposición y acumulación excesiva de los mismos, lo que puede llevar a numerosas dificultades como el desgaste prematuro de la broca o barrena, baja tasa de penetración (ROP), alto ECD (Equivalent Circulating Density), alto torque y arrastre. Cuando es necesario, el procedimiento de limpieza de un pozo es costoso y demorado. En el peor de los casos, la limpieza deficiente puede causar el aprisionamiento de la sarta de perforación y poner en riesgo toda la operación, dañar equipos e incluso poner en peligro la vida de los trabajadores.

El algoritmo tiene el propósito de guiar al ingeniero en la optimización de la limpieza del pozo y de esta manera aumentar la tasa de penetración. Adicionalmente, con el trabajo propuesto es posible que en tiempo real el ingeniero de campo pueda estimar las principales variables en una operación de perforación y la optimización de los procesos de limpieza de pozo, lo cual permitirá ajustar los procesos de una forma más eficiente con la reducción de los tiempos de operación.

Se presentan los resultados que se consiguieron al utilizar el algoritmo el cual permitió una mejor comprensión de las dinámicas de flujo hidráulico y transporte de sólidos en operaciones de perforación y limpieza de pozos onshore, y generó información valiosa para la optimización de estas operaciones.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Adan Yovani León Bermúdez. PhD en Ingeniería Química. Codirectores: Helver Crispiniano Alvarez Castro. PhD en Ingeniería Química. Fabián Andrey Díaz Mateus. PhD en Ingeniería Química.

**Abstract**

**Title:** Algorithm for Hydraulic Flow Simulation Applied to Onshore Well Drilling, with Coupling of Solids Transport Modules\*

**Author(s):** Alejandro Diaz Cabrera and Wendy Natalia Celemin Becerra\*\*

**Key Words:** Drilling, ROP, Solids.

**Description:** For the drilling of an oil well to be successful, especially when it comes to directional and horizontal wells, it is necessary to guarantee the good transport of solids and the removal of the cuttings generated. This prevents their excessive deposition and accumulation, which can lead to numerous difficulties such as premature wear of the bit or bit, low rate of penetration (ROP), high ECD (Equivalent Circulating Density), high torque and drag. When necessary, a well cleanout procedure is costly and time consuming. In the worst case, poor cleaning can cause the drillstring to become trapped and put the entire operation at risk, damage equipment and even endanger the lives of workers.

The algorithm is intended to guide the engineer in optimizing hole cleaning and thereby increasing the penetration rate. Additionally, with the proposed work it is possible that in real time the field engineer can estimate the main variables in a drilling operation and the optimization of the well cleaning processes, which will allow adjusting the processes in a more efficient way with the reduction of operating times.

The results obtained by using the algorithm are presented, which allowed a better understanding of the dynamics of hydraulic flow and solids transport in onshore well cleaning and drilling operations, and generated valuable information for the optimization of these operations.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Adan Yovani Leon Bermúdez. PhD in Chemical Engineering. Co-directors: Helver Crispiniano Alvarez Castro. PhD in Chemical Engineering. Fabian Andrey Diaz Mateus. PhD in Chemical Engineering.

## **Introducción**

Durante la perforación de pozos petroleros se fracturan pequeños trozos de roca debido a la acción de la broca que son transportados a superficie por medio del fluido de perforación para evitar la deposición de dichos recortes. Cuando hablamos de la perforación de pozos horizontales o inclinados uno de los principales inconvenientes es la inclinación la cual provoca la excentricidad del pozo.

Esta geometría excéntrica del pozo provoca un perfil de velocidad del fluido no uniforme en el espacio anular, lo que crea regiones de estancamiento de baja velocidad. La formación de las zonas de estancamiento hace que el proceso de limpieza de los recortes sea ineficaz, lo que conduce al desarrollo de lechos sólidos estables. La formación del lecho restringe el flujo del fluido y aumenta la pérdida de presión y la presión del fondo del pozo, que debe mantenerse dentro de la ventana de presión de operación para evitar problemas de perforación. (Singh, R.; Ahmed, R.; Karami, H.; Nasser, M.; Hussein, I., 2021)

El modelamiento matemático de la reología que describe un fluido de perforación puede llegar a ser extremadamente complejo, debido a los complicados y complejos modelamientos numéricos, lo cual torna inviables los cálculos cuando se desean usar en tiempo real, por esta razón se da paso al uso de correlaciones que, aunque pueden no tener la precisión de un modelamiento numérico, producen resultados inmediatos y con alta confiabilidad. Sin embargo, no hay correlaciones para simular todos los fenómenos que ocurren en la operación de perforación, por este motivo, el algoritmo es una combinación de modelamientos matemáticos teóricos, numéricos

y correlacionales, diseñado con el propósito de guiar al ingeniero en la optimización de la limpieza del pozo y de esta manera aumentar la tasa de penetración y reducir los tiempos de operación.



## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Desarrollar algoritmo para simulación de flujo hidráulico aplicado a perforación de pozos onshore, con acoplamiento de módulos de transporte de sólidos.

### **1.2 Objetivos específicos**

Determinar las variables representativas en una operación de perforación de pozos onshore, con acoplamiento de módulos de transporte de sólidos.

Construir un modelo conceptual de simulación de flujo hidráulico que represente las condiciones de perforación y limpieza de pozos onshore.

Programar algoritmo numérico que permita simular el flujo hidráulico y represente las condiciones de perforación y limpieza de pozos onshore.

Realizar corrida de simulación que permita validar las variables en el flujo hidráulico y el transporte de sólidos.

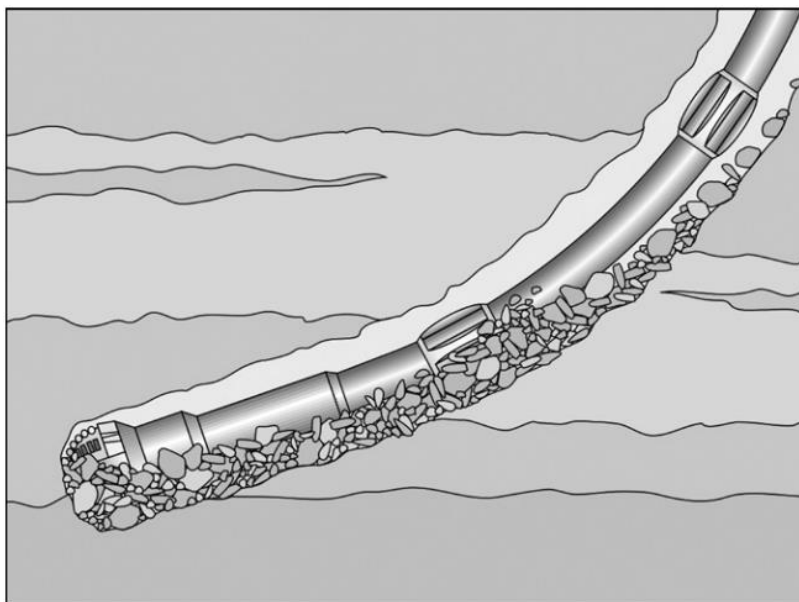
## 2. Marco teórico

### 2.1 Perforación de pozos petroleros

La perforación de un pozo de petróleo se realiza a través de un equipo especial, las rocas son perforadas por la acción de la rotación y el peso aplicado a un taladro en el extremo de una tubería como se muestra en la figura 1. Los fragmentos de roca o ripios son continuamente removidos a través de un fluido de perforación que se inyecta al pozo y que vuelve a la superficie por el espacio existente entre las paredes del pozo y la tubería de perforación, en el sentido mostrado en la figura 2.

#### **Figura 1.**

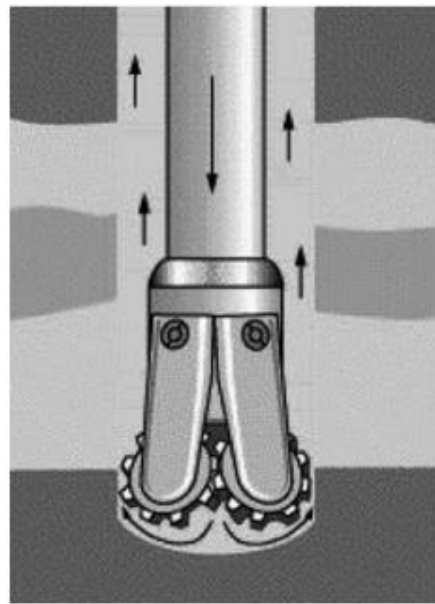
*Perforación de un pozo por la acción de rotación y el peso aplicado a un taladro en el extremo de la tubería*



Tomado de: Darwin Mateus Tarazona, Henry Arguello Fuentes, & Laura Viviana Galvis Carreño. (2011). TRATAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES E INTELIGENCIA ARTIFICIAL APLICADOS A LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS. Revista Fuentes El Reventón Energético, 9(1), 21–31.

**Figura 2.**

*Movimiento del fluido entre la pared del pozo y la tubería de perforación*



Tomado de: Darwin Mateus Tarazona, Henry Arguello Fuentes, & Laura Viviana Galvis Carreño. (2011). TRATAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES E INTELIGENCIA ARTIFICIAL APLICADOS A LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS. Revista Fuentes El Reventón Energético, 9(1), 21–31.

Los fragmentos de roca removidos por el equipo de perforación se denominan recortes o cuttings en inglés, y las piezas de roca que se desprenden de la pared del pozo derrumbes o cavings en inglés. Los ripios compuestos por cuttings y cavings son examinados en pozo por técnicos expertos con el fin de evaluar cuando un problema está ocurriendo durante el proceso de perforación, analizando el volumen, la forma y el tamaño. Así, situaciones en las que se presentan

diferentes patrones a los normales conocidos pueden indicar la presencia de algunas anomalías como el colapso de las paredes del pozo.

En Colombia, por ejemplo, Ecopetrol realiza actualmente este tipo de monitoreo en superficie y genera reportes diarios que permiten caracterizar los ripios que salen con el lodo de perforación, estos son analizados teniendo en cuenta los factores de forma o morfología, volumen y tamaño, y con esta información se contribuye en la toma de decisiones respecto a los planes de perforación u operación a seguir.

Mediante estos controles es posible saber que el pozo está, por ejemplo, teniendo problemas de derrumbes. Por esto, obtener información mucho más acertada sobre cuándo y en donde se está presentando este fenómeno es importante para las empresas que operan pozos, y tener los medios para la obtención de esta información es en este momento un objetivo clave en la industria petrolera.

Durante el proceso de perforación se generan datos que usa el ingeniero de perforación y el geólogo encargado para tomar decisiones basadas en su experiencia; sin embargo, es usual hoy en día procesar esos datos para generar información que permita una mejor toma de decisiones. Las nuevas tecnologías en mediciones durante la perforación, adquisición, transferencia de datos y velocidad de cómputo dan la oportunidad de contar con información precisa para esa toma de mejores decisiones, motivada por lo anterior y por el crecimiento de los costos en sus operaciones de perforación la industria del petróleo ha mostrado una tendencia hacia la toma de mediciones y control en tiempo real.

Con el rápido desarrollo de la ciencia y la tecnología, los recursos de información son cada vez mayores, por esto la importancia de las predicciones en sistemas reales. Si estas predicciones

pueden llegar a ser precisas, entonces se provee de bases científicas a la tarea racional de toma de decisiones.

Estas mediciones obtenidas en tiempo real durante la perforación son interpretadas por herramientas computacionales diseñadas específicamente para tales propósitos. Esto facilita el análisis y ayuda a los encargados a llevar su trabajo adelante de una manera eficiente y efectiva, teniendo como premisa el hecho de que los peligros se pueden identificar con anticipación, de modo que los operadores pueden desarrollar planes de contingencia para enfrentarlos.

## **2.2 ¿Qué es un algoritmo?**

Un algoritmo es una descripción ordenada de las instrucciones que deben realizarse para resolver un problema en un tiempo finito.

Para crear un algoritmo es necesario conocer en forma detallada el problema, las variables, los datos que se necesitan, los procesos involucrados, las restricciones, y los resultados esperados o por lo menos los criterios para considerarlos correctos.

## **2.3 Python**

El lenguaje Python fue creado por Guido van Rossum a principios de los años 90 en Holanda.

Python es un interpretador de instrucciones que permite usar el lenguaje en forma interactiva. Los lenguajes interpretados, a diferencia de los lenguajes compilados, permiten experimentar interactivamente en una ventana y también mediante programas que pueden

desarrollarse y probarse a medida que son construidos. Esta interacción facilita el aprendizaje del lenguaje y mejora la productividad. Los programas compilados en cambio deben estar completos para que sean probados y no admiten experimentar separadamente con las instrucciones. La ventaja de los programas compilados es que el tiempo de ejecución es menor.

Python es un lenguaje de propósito general. Su diseño no obliga a los usuarios a adoptar un estilo particular. Esta característica del lenguaje motiva la creatividad y permite la elección entre varios paradigmas o metodologías de programación.

Con todos los recursos del lenguaje y el soporte de las librerías disponibles, el programador puede usar libremente su imaginación para crear nuevas soluciones. Partiendo de un conocimiento inicial básico, puede avanzar en el aprendizaje del lenguaje a su propio ritmo.

Python es un producto público y de distribución libre que puede descargarse de internet.

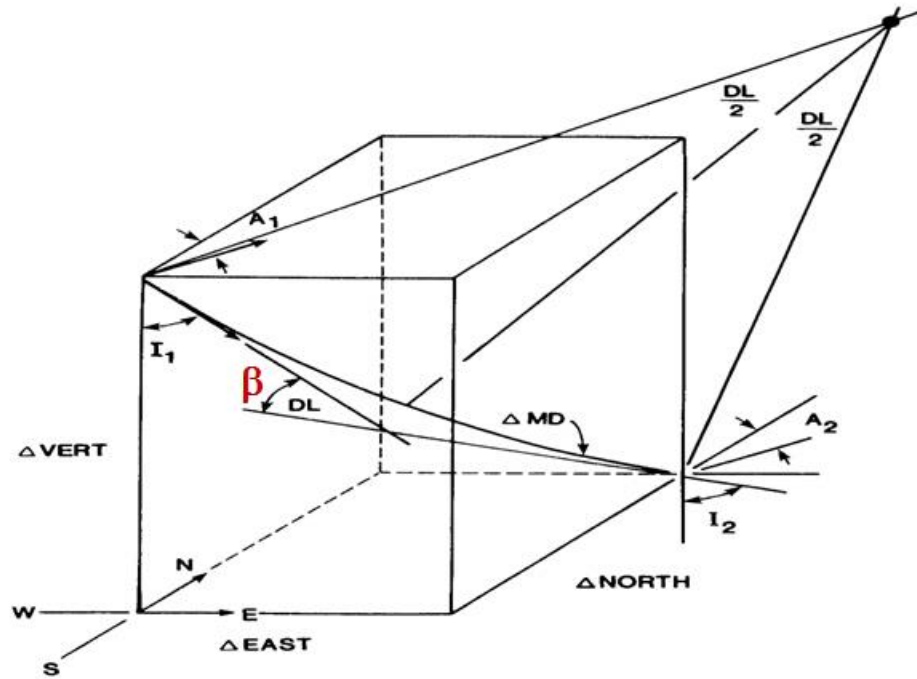
## 2.4 Cálculo de la trayectoria del pozo

Para el cálculo de la trayectoria del pozo se emplea el método de la mínima curvatura (*Minimum curvature method*). Este método representa la trayectoria del pozo mediante arcos circulares y líneas rectas. El marco de referencia tradicional usado en trabajos direccionales usa las coordenadas, Norte, Este y la profundidad (*TVD, True Vertical Depth*). Entonces un punto en el espacio se puede representar por las coordenadas N, E, T.

$$P = (N, E, T) \quad (\text{Ec. 1})$$

**Figura 3.**

*Parámetros para el método de mínima curvatura*



La tasa de cambio angular ( $\beta$ ) es la medida de cambio en la inclinación del pozo. Los parámetros para el desarrollo de este modelo se presentan en la Figura 3.

MD = *Measured Depth*, profundidad medida (ft)

I1 = Ángulo de inclinación superior del segmento

I2 = Ángulo de inclinación inferior del segmento

A1= Dirección del azimuth en el segmento superior

A2 = Dirección del azimuth en el segmento inferior

RF = Ratio Factor

$$\beta = \cos^{-1} \left( \cos(I2 - I1) - \left( \text{seno}(I1)\text{seno}(I2)(1 - \cos(Az2 - Az1)) \right) \right) \quad (\text{Ec. 2})$$

$$RF = \left(\frac{2}{\beta}\right) \tan\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad (\text{Ec. 3})$$

$$N = \left(\frac{MD}{2}\right) (\text{seno}(I1)\cos(Az1) + \text{seno}(I2)\cos(Az2))RF \quad (\text{Ec. 4})$$

$$E = \left(\frac{MD}{2}\right) (\text{seno}(I1)\text{seno}(Az1) + \text{seno}(I2)\text{seno}(Az2))RF \quad (\text{Ec. 5})$$

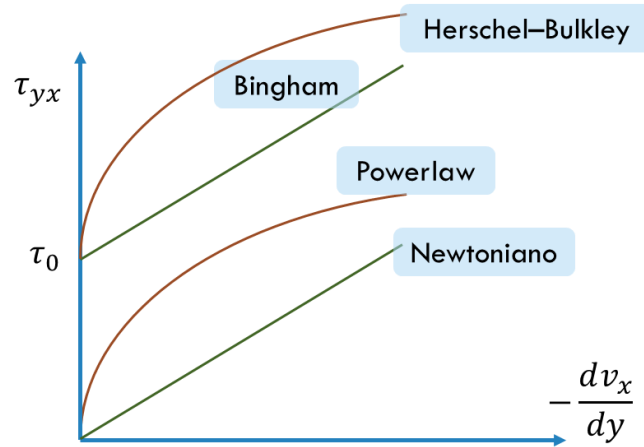
$$T = \left(\frac{MD}{2}\right) (\cos(I1)s + \cos(I2))RF \quad (\text{Ec. 6})$$

## 2.5 Modelos reológicos

En la figura 4 se muestran los modelos reológicos.

**Figura 4.**

*Esfuerzo cortante contra la tasa de deformación para diferentes fluidos*



### 2.5.1 Fluido newtoniano

En un fluido newtoniano la tasa de deformación es directamente proporcional al esfuerzo cortante.

$$\tau_{yx} = -\mu \frac{dv_x}{dy} \quad (\text{Ec.7})$$



### 2.5.2 Fluido de Bingham

En un fluido de Bingham el fluido requiere un esfuerzo mínimo inicial para lograr la deformación. A partir de ese punto la deformación es proporcional al esfuerzo como en un fluido newtoniano.

$$\tau_{yx} = -\mu \frac{dv_x}{dy} \pm \tau_0 \quad (\text{Ec. 8})$$

Los parámetros  $\mu$  (viscosidad plástica) y  $\tau_0$  (esfuerzo inicial o *Yield point*) se pueden calcular a partir de mediciones en un viscosímetro rotacional (*Fann VG meter*) así:

$$\mu = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (\text{Ec.9})$$

$$\tau_0 = \theta_{300} - \mu \quad (\text{Ec.10})$$

$\theta_{600}$  : Lectura del viscosímetro a una velocidad rotacional de 600 rpm

$\theta_{300}$  : Lectura del viscosímetro a una velocidad rotacional de 300 rpm

### 2.5.3 Fluido tipo power-law

En un fluido power-law la viscosidad efectiva disminuye con el aumento de la tasa de deformación.

$$\tau_{yx} = -K \left| \frac{dv_x}{dy} \right|^n \quad (\text{Ec. 11})$$

Los parámetros  $K$  (índice de consistencia) y  $n$  (índice power-law) se pueden calcular a partir de mediciones en un viscosímetro rotacional (*Fann VG meter*) así:

$$n = 1.44 \ln \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (\text{Ec.12})$$

$$K = \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad (\text{Ec.13})$$

### 2.5.4 Fluido tipo *Herschel-Bulkley*

Este fluido es una combinación de Bingham y power-law. El fluido requiere un esfuerzo mínimo inicial para lograr la deformación. A partir de ese punto la viscosidad efectiva disminuye con el aumento de la tasa de deformación.

$$\tau_{yx} = \tau_0 \pm K \left| \frac{dv_x}{dy} \right|^n \quad (\text{Ec.14})$$

Para determinar los parámetros  $K$  (índice de consistencia),  $n$  (índice power-law) y  $\tau_0$  (esfuerzo inicial o *Yield point*) se necesitan tres mediciones en el viscosímetro rotacional (*Fann VG meter*) así:

$$n = 1.44 \ln \left( \frac{\theta_{600} - \theta_3}{\theta_{300} - \theta_3} \right) \quad (\text{Ec.15})$$

$$K = \frac{\theta_{300} - \theta_3}{511^n} \quad (\text{Ec. 16})$$

$$\tau_0 = \theta_3 \quad (\text{Ec.17})$$

$\theta_3$  : Lectura del viscosímetro a una velocidad rotacional de 3 rpm

## 2.6 Modelamiento de transporte de sólidos

El transporte de cortes es esencialmente un problema tridimensional dinámico. Por lo tanto, el tiempo y los recursos computacionales necesarios para obtener una solución de un modelo de esas características es inadmisibles para las demandas de la operación en campo, donde se desea una predicción rápida, muchas veces para ser utilizada en tiempo real en la operación.

Una estrategia de modelado interesante es la combinación de los modelos más simples, como el modelado unidimensional con capas a lo largo del pozo, modelos bidimensionales en determinadas secciones y modelos para estimar el aumento del tamaño del lecho.

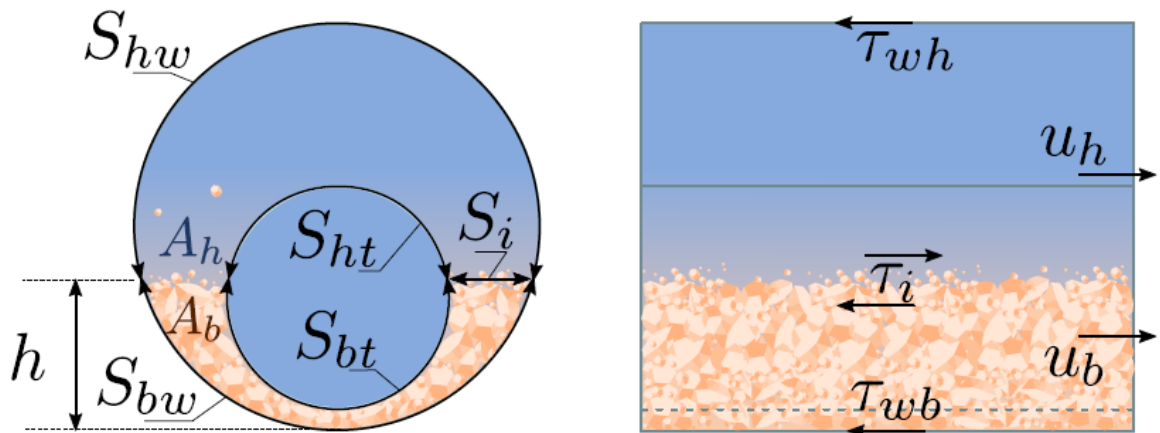
El modelo de capas consiste en dividir el dominio en diferentes fases o capas, de acuerdo con la concentración y velocidad de los cortes. La existencia de las formaciones de estas capas ha sido verificada por diversos experimentos. Uno de los primeros trabajos que corroboran esta idea es de Tomren et al. (1986) que reprodujeron experimentalmente el transporte de sólidos en pozos direccionales y confirman la formación de dos regiones distintas: El lecho y el flujo efectivo. Este estudio sirvió como base para los estudios de Gavignet et al. (1989).

### 2.6.1 Modelamiento matemático del transporte de cortes

**2.6.1.1 Geometría de las capas.** La geometría del problema se presenta en la Figura 5, se trata de una sección del pozo siendo perforado. La geometría es anular, donde la superficie externa representa el pozo abierto y la interna, la sarta de perforación. El espacio anular se divide en dos fases o capas. La capa superior que contiene el fluido de perforación fluyendo y transportando partículas en suspensión, se denomina capa heterogénea. El área transversal de esta capa es  $A_h$ . En la base del anular se encuentra la capa de lecho compuesta por cortes depositados. El área transversal de esta capa es  $A_b$  y la altura del lecho es  $h$ .

**Figura 5.**

*Modelo de dos capas*



Los perímetros de contacto con el pozo abierto para la región heterogénea y el lecho son denominados  $S_{hw}$  y  $S_{bw}$  respectivamente. En cuanto que los perímetros en contacto con la sarta de perforación son denominados  $S_{ht}$  para la región heterogénea y  $S_{bt}$  para el lecho. El área de contacto entre el lecho y la capa heterogénea es llamada  $S_i$ . Finalmente, los términos  $R_w$  y  $R_t$  corresponden a los radios del pozo y de la sarta de perforación. La excentricidad absoluta ( $E$ ) es la distancia entre los centros de la sarta y del pozo. La excentricidad relativa  $e = E/(R_w - R_t)$  es igual a 1 cuando la sarta de perforación toca el pozo.

Existen tres configuraciones diferentes de disposición de la capa de lecho en relación con la sarta de perforación.

El lecho no toca la sarta de perforación.

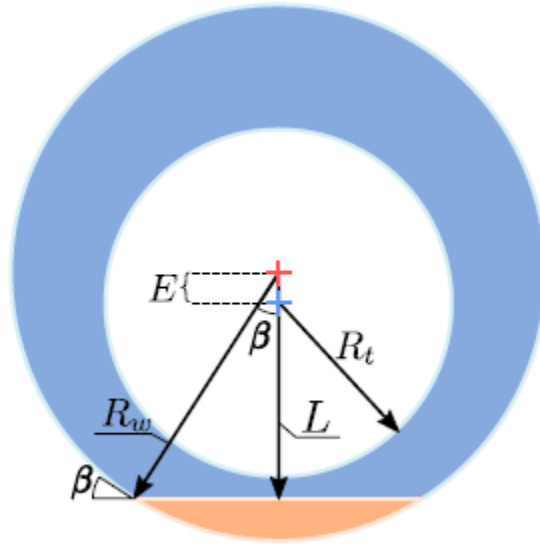
La sarta de perforación está parcialmente cubierta por el lecho.

La sarta de perforación está cubierta por el lecho.

Cada caso debe ser analizado de forma particular para el cálculo de las propiedades geométricas mencionadas en el párrafo anterior. Se define  $L$  como la diferencia entre el radio del pozo abierto y la altura del lecho. ( $L = R_w - h$ ) y  $\beta$  como el ángulo de contacto entre el lecho y la superficie del pozo abierto. Cada caso será presentado en detalle a continuación.

Caso A:  $L > E + R_t$

En este caso la sarta de perforación se encuentra totalmente encima del lecho, como se presenta en la Figura 6.

**Figura 6.***Caso A. Modelo de dos capas*

El ángulo de contacto  $\beta$  se calcula así:

$$\cos(\beta) = \frac{L}{R_w} \quad (\text{Ec. 18})$$

De esta forma, el área transversal de la capa de lecho se define por:

$$A_b = R_w^2 (\beta - \text{seno}\beta \cos\beta) \quad (\text{Ec.19})$$

El área de la capa heterogénea puede entonces ser calculada como:

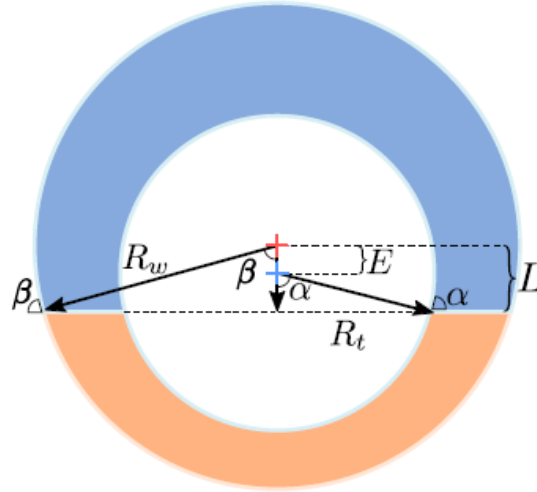
$$A_h = A - A_b = \pi R_w^2 - A_b \quad (\text{Ec.20})$$

La expresión para el área de contacto entre el lecho y la capa heterogénea es:

$$S_i = 2R_w \text{seno}\beta \quad (\text{Ec.21})$$

Caso B:  $E - R_t < L < E + R_t$

En este caso la sarta de perforación está parcialmente cubierta por el lecho como se observa en la Figura 7.

**Figura 7.***Caso B. Modelo de dos capas*

El ángulo de contacto entre el lecho y la sarta de perforación ( $\alpha$ ) se calcula así:

$$\cos\alpha = \frac{L - E}{R_t} \quad (\text{Ec.22})$$

Se puede calcular el área transversal de la fase de lecho a través de la expresión:

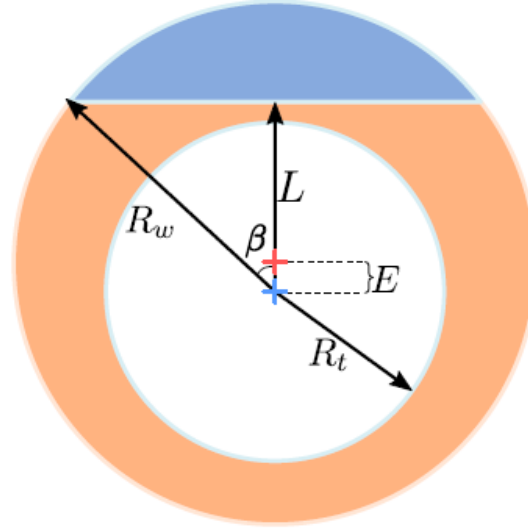
$$A_b = R_w^2(\beta - \text{seno}\beta\cos\beta) - R_t^2(\alpha - \text{seno}\alpha\cos\alpha) \quad (\text{Ec.23})$$

El área de la capa heterogénea puede ser calculada nuevamente con la ecuación 20. El área de contacto entre las dos capas se define como:

$$S_i = 2R_w\text{seno}\beta - 2R_t\text{seno}\alpha \quad (\text{Ec.24})$$

Caso C:  $L < E - R_t$

En este caso la sarta de perforación está completamente cubierta por la fase lecho como se observa en la Figura 8.

**Figura 8.***Caso C. Modelo de dos capas*

De esta forma, el área de la región heterogénea se describe como:

$$A_h = R_w^2(\beta - \text{seno}\beta\cos\beta) - R_t^2(\alpha - \text{seno}\alpha\cos\alpha) \quad (\text{Ec.25})$$

La ecuación anterior se puede reescribir así:

$$A_b = A - A_h = \pi R_w^2 - A_h \quad (\text{Ec.26})$$

El área de contacto entre las dos capas se define como:

$$S_i = 2R_w\text{seno}(\pi - \beta) \quad (\text{Ec. 27})$$

**2.6.1.2 Modelamiento matemático del modelo de dos capas.** Las principales ecuaciones que se resuelven en el modelo de dos capas son la conservación de masa de sólidos y de fluido de perforación en la capa heterogénea, la conservación de masa de la mezcla (sólidos y fluido) en la capa de lecho y la conservación de la cantidad de movimiento de la mezcla en la capa heterogénea y en el lecho. Estas ecuaciones serán utilizadas para la construcción del modelo donde el objetivo será la solución de las siguientes variables del problema:

$$x = [p \ v_h \ v_b \ C_h \ h]^T \quad (\text{Ec. 28})$$

El término  $h$  corresponde a la altura del lecho, la concentración de cortes en la capa heterogénea es  $C_h$  y en la capa de lecho es  $C_b$ . Los cortes en el lecho se modelan como partículas esféricas dispuestas sobre un empaquetamiento cúbico simple (Ver apéndice A). Esta configuración produce una concentración de  $C_b = \pi/6$ . La presión es presentada por  $P$  y la velocidad de la capa heterogénea es  $v_h$  y del lecho es  $v_b$ . Esas velocidades son evaluadas en la dirección de la trayectoria del pozo en el sentido de vuelta a la superficie ( $\xi$ ). Para casos donde el pozo es horizontal o con un grado de elevación muy bajo, se considera que el fluido de perforación y las partículas en la capa heterogénea tienen la misma velocidad. Para casos donde el pozo es vertical o con un alto grado de elevación, se calcula una diferencia de velocidad entre el fluido y las partículas (*drift flux*) mediante la solución del balance de cantidad de movimiento de forma separada para el fluido de perforación y para las partículas en la capa heterogénea.

Los efectos de deposición y re-suspensión de los cortes son contemplados en el modelamiento,  $\varphi_{s,dep}$  corresponde al flujo de masa correspondiente a las partículas de sólido que migran de la fase heterogénea para el lecho (deposición), en cuanto que la migración en el sentido opuesto es denominada  $\varphi_{s,susp}$ .

La conservación de masa de los cortes en la capa heterogénea es:

$$\frac{d}{d\xi}(\rho_s C_h v_h A_h) = -\varphi_s S_i \quad (\text{Ec.29})$$

La conservación de masa del fluido de perforación en la capa heterogénea es:

$$\frac{d}{d\xi}(\rho_l (1 - C_h) v_h A_h) = -\varphi_l S_i \quad (\text{Ec.30})$$

La conservación de masa de la mezcla (cortes y fluido de perforación) en la capa de lecho:

$$\frac{d}{d\xi}(\rho_b C_b v_b A_b) = (\varphi_s + \varphi_l) S_i \quad (\text{Ec.31})$$

La tasa de migración de cortes de la capa heterogénea hacia el lecho es:



$$\varphi_s = \varphi_{s,dep} - \varphi_{s,susp} \quad (\text{Ec.32})$$

La tasa de migración de fluido de la capa heterogénea hacia el lecho es:

$$\varphi_l = \varphi_{l,dep} - \varphi_{l,susp} \quad (\text{Ec.33})$$

Considerando que la razón volumétrica entre el fluido y los cortes en el lecho se mantiene y conociendo la concentración de sólidos en el lecho, es posible describir el flujo de masa de fluido en función del flujo de sólidos:

$$\varphi_l = \frac{1 - C_b}{C_b} \frac{\rho_l}{\rho_s} \varphi_s \quad (\text{Ec.34})$$

La densidad de la fase lecho se calcula como una media volumétrica de la densidad del fluido de perforación y de los cortes de acuerdo con la concentración  $C_b$ .

$$\rho_b = \rho_s C_b + (1 - C_b) \rho_l \quad (\text{Ec.35})$$

Las ecuaciones de conservación de la cantidad de movimiento para la mezcla de sólidos y fluido en la capa heterogénea y para el lecho son:

$$\frac{d}{d\xi} (\rho_h v_h^2 A_h) = -A_h \frac{dp}{d\xi} - \rho_h A_h g \text{seno}\theta - \tau_{wh} S_{hw} - \tau_i S_i \quad (\text{Ec.36})$$

$$- (\varphi_s - \varphi_l) (v_h - v_b) S_i$$

$$\frac{d}{d\xi} (\rho_b v_b^2 A_b) = -A_b \frac{dp}{d\xi} - \rho_b A_b g \text{seno}\theta - \tau_{wb} S_{bw} + \tau_i S_i \quad (\text{Ec.37})$$

$$+ (\varphi_s - \varphi_l) (v_h - v_b) S_i$$

$P$  es la presión,  $g$  es la aceleración gravitacional y  $\theta$  es el ángulo de la trayectoria del pozo respecto al plano horizontal. La densidad de la mezcla de la región heterogénea se calcula con una media volumétrica.

$$\rho_h = \rho_s C_h + (1 - C_h) \rho_l \quad (\text{Ec.38})$$

$\tau_{wh}$  y  $\tau_{wb}$  representan el esfuerzo cortante ejercido por la pared sobre la capa heterogénea y sobre el lecho, respectivamente.  $\tau_i$  representa el esfuerzo cortante de la interface en las capas. Se espera que normalmente la capa heterogénea se mueva más rápido que el lecho ( $v_h > v_b$ ) y por lo tanto,  $\tau_i$  acelera el lecho mientras que desacelera la capa heterogénea. El último término de las ecuaciones corresponde al intercambio de cantidad de movimiento causado por el intercambio de masa entre las capas. La deposición de cortes, por ejemplo, lleva a un aumento de la cantidad de movimiento en la capa de lecho en detrimento de la cantidad de movimiento de la capa heterogénea.

El objetivo del modelo es la predicción de los fenómenos aquí descritos, obteniendo una solución para las variables del problema ( $p, v_h, v_b, C_h, h$ ) a través de las ecuaciones 29, 30, 31, 36 y 37. Las propiedades geométricas pueden ser obtenidas a partir de la altura del lecho  $h$ , conforme a lo expuesto en la sección 2.6.1.1.

**2.6.1.3 Deposición de cortes.** El flujo de masa de cortes en la región heterogénea para el lecho se puede describir como:

$$\varphi_{s,dep} = \rho_s v_{s,n} C_0 \quad (\text{Ec. 39})$$

Donde  $v_{s,n}$  representa el componente  $n$  (dirección radial, ortogonal a  $\xi$ ) de la velocidad de sedimentación  $v_s$

$$v_{s,n} = v_s \cos \theta \quad (\text{Ec.40})$$

$C_0$  es la concentración de sólidos en la interface entre la capa heterogénea y el lecho. Hay que tener en cuenta que el perfil de concentración  $C(n)$  en la capa heterogénea no es constante. De hecho, la concentración media  $C_h$  en esta capa puede ser descrita a través del teorema del valor medio:

$$C_h = \frac{1}{A_h} \int C(n) A_h(n) dn \quad (\text{Ec.41})$$

Doron et al. (1997) sugieren considerar  $C_0 = C_b$ , mientras que Kamp et al. (1999) exponen que no hay motivos para considerar que el perfil de concentración sea continuo a través de la interface y prefieren emplear la hipótesis de que la concentración en la interface sea aproximadamente igual a la media de las concentraciones de sólidos en la capa heterogénea, es decir,  $C_0 = C_h$ . El modelamiento propuesto en este trabajo sigue ese abordaje.

**2.6.1.4 Velocidad de sedimentación.** La velocidad de sedimentación es dada por el equilibrio entre el empuje y la fuerza de arrastre de los cortes.

$$\frac{\pi d^3}{6} (\rho_s - \rho_l) g = 0.5 C_D Re_d \rho_l v_s^2 \frac{\pi d^2}{4} \quad (\text{Ec.42})$$

$$v_d = \sqrt{\frac{4}{3} \left( \frac{\rho_s - \rho_l}{\rho_l} \right) \frac{g D_c}{C_D}} \quad (\text{Ec.43})$$

Donde  $d$ ,  $C_D$  y  $Re_d$  corresponden al diámetro de las partículas, al coeficiente de arrastre y al número de Reynolds de partícula, respectivamente. El coeficiente de arrastre es función de la reología y la densidad del fluido, de la velocidad de sedimentación y de las características generales del corte (forma, rugosidad). Para una etapa inicial de este trabajo, se propone el modelamiento de las partículas como esferas lisas (como se hace en la capa de lecho) y que el fluido de perforación tenga las características de un fluido newtoniano.

El coeficiente de arrastre ( $C_D$ ) se calcula con la siguiente expresión presentada por Nagawa (2017).

$$C_D = \begin{cases} \frac{24}{Re_p} (1 + 0.15 Re_p^{0.687}) & \dots Re_p < 1000 \\ 0.44 & \dots \dots \dots Re_p \geq 1000 \end{cases} \quad (\text{Ec.44})$$

$$Re_p = \frac{\rho_l |v_l - v_s|^{2-n} D_p^n}{8^{n-1} K} \quad (\text{Ec.45})$$

**2.6.1.5 Suspensión.** Adari (1999) sugiere que el flujo de masa por suspensión es función de la tensión superficial de la siguiente forma:

$$\varphi_{s,susp} = C_b \rho_s \left( \frac{\tau_i}{\rho_h} \right)^{0.5} H(h) \quad (\text{Ec.46})$$

$H(h)$  es la función de Heaviside, la cual es empleada para garantizar que no haya suspensión en el caso de no haber formación de lecho.

**2.6.1.6 Esfuerzo cortante en las paredes y en la interface.** Los esfuerzos cortantes sobre las paredes en la capa heterogénea y en el lecho se pueden describir como:

$$\tau_{wh} = 0.5 f_{wh} \rho_h v_h^2 \quad (\text{Ec.47})$$

$$\tau_{wb} = 0.5 f_{wb} \rho_b v_b^2 \quad (\text{Ec.48})$$

El esfuerzo cortante en la interfaz es:

$$\tau_i = 0.5 f_i \rho_h (v_h - v_b)^2 \quad (\text{Ec.49})$$

Donde  $f$  corresponde al factor de fricción de fanning. El modelamiento que se desarrolla en este trabajo es altamente complejo, la geometría del anular con excentricidad y con un flujo estratificado en dos regiones con velocidades distintas y además con fluidos de perforación con características no-newtonianas restringen de forma importante la gama de correlaciones que se podrían usar para calcular los factores de fricción.

El diámetro hidráulico para la capa heterogénea y para el lecho se puede calcular con las expresiones siguientes.

$$D_h = \frac{4A_h}{S_h + S_i} \quad (\text{Ec.50})$$

$$D_b = \frac{4A_b}{S_b + S_i} \quad (\text{Ec.51})$$

El número de Reynolds para la capa heterogénea, el lecho y la interface son:

$$Re_h = \frac{\rho_l |v_l|^{2-n} D_h^n}{8^{n-1} K} \quad (\text{Ec.52})$$

$$Re_b = \frac{\rho_b |v_b|^{2-n} D_b^n}{8^{n-1} K} \quad (\text{Ec.53})$$

$$Re_i = \frac{\rho_l |v_l - v_b|^{2-n} D_h^n}{8^{n-1} K} \quad (\text{Ec.54})$$

El factor de fricción en la interface ( $f_i$ ) se puede calcular mediante la correlación de Colebrook (1939).

$$\frac{1}{\sqrt{4f_i}} = -2 \log \left( \frac{D_p}{3.7 D_h} + \frac{2.51}{Re_i \sqrt{4f_i}} \right) \quad (\text{Ec.55})$$

El factor de fricción de las capas con las paredes se calcula con la correlación de Televantos (1979).

$$f_w = \begin{cases} \frac{16}{Re_{h,b}} \dots \dots \dots Re_{h,b} < 2100 \\ 0.046 Re_{h,b}^{-0.2} \dots Re_{ph,b} \geq 1000 \end{cases} \quad (\text{Ec.56})$$

### 2.6.2 Modelamiento de los tool joints

Los *tool joints* corresponden a las uniones de los diferentes tramos de tubería las cuales generan una caída de presión localizada debido a que hay una expansión y contracción tanto en la tubería como en el anular. Para el modelamiento de los tool joints se requieren los siguientes parámetros:

*Internal diameter*: Diámetro interno en la unión

*Outer diameter*: Diámetro externo en la unión

*Total Length*: Longitud total de la unión

*Contraction Length*: Longitud de la zona de contracción

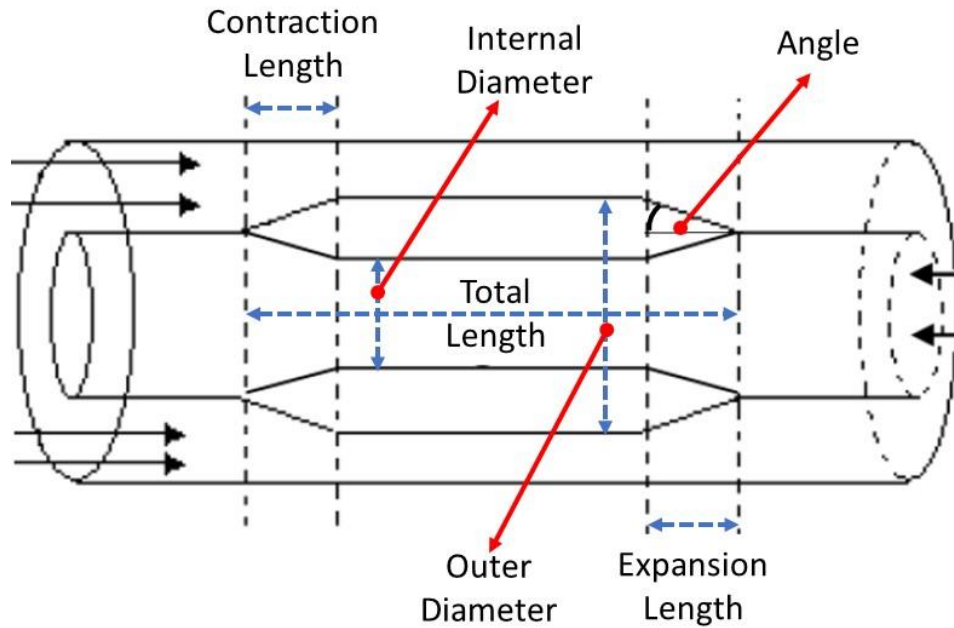
*Expansion Length*: Longitud de la zona de expansión

*Angle*: Angulo de expansión o contracción de la unión respecto a la horizontal

La ubicación de esos parámetros se puede observar en la Figura 9.

**Figura 9.**

*Parámetros para el modelamiento de los tool joints*



**2.6.2.1 Caída de presión en el anular.** La caída de presión en el anular ya sea para expansión ( $F_e$ ) o para contracción ( $F_c$ ) se calcula mediante las siguientes expresiones:

$$F_e = K_e \frac{v_h^2}{2} \quad (\text{Ec.57})$$

$$F_c = K_c \frac{v_h^2}{2} \quad (\text{Ec.58})$$

Los términos  $K_e$  y  $K_c$  representan los coeficientes de pérdida de presión en la región de expansión y en la región de contracción respectivamente. Se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$K_e = 1 - \beta_r^2 \quad (\text{Ec.59})$$

$$K_c = 0.5 \sqrt{\text{seno}\left(\frac{\theta_c}{2}\right) (1 - \beta_r^2)} \quad (\text{Ec.60})$$

La expresión para la caída de presión es:

$$\Delta P_{e,c} = F_{e,c} \rho_h \quad (\text{Ec.61})$$

**2.6.2.2 Caída de presión al interior de la sarta de perforación.** La expresión para la caída de presión al interior de la sarta de perforación en la región de contracción es:

$$\Delta P_c = 0.871 K_1 \frac{\rho_h Q^2}{D_{tji}^4} \quad (\text{Ec.62})$$

El término  $D_{tji}$  corresponde al diámetro interno del Tool Joint. El término  $K_1$  se calcula con la siguiente expresión:

$$K_1 = 0.158 x_c^2 + 0.0341 x_c \quad (\text{Ec.63})$$

$$x_c = \frac{2r_0 - D_{tji}}{2L_c} \quad (\text{Ec.64})$$

El término  $L_c$  corresponde a la longitud de la zona de contracción. Si  $x_c > 0.57$  entonces  $K_1 = 0.07$

La expresión para la caída de presión al interior de la sarta de perforación en la región de expansión es:

$$\Delta P_e = 0.871 K_2 \frac{\rho_h Q^2}{D_{tji}^4} \quad (\text{Ec.65})$$

$$K_2 = 52.0648 x_e^6 - 165.2404 x_e^5 + 214.2392 x_e^4 - 140.7675 x_e^3 + 44.4707 x_e^2 - 3.4526 x_e + 0.2188 \quad (\text{Ec.66})$$

$$x_e = \frac{2r_0 - D_{tji}}{2L_e} \quad (\text{Ec.67})$$

El término  $L_e$  corresponde a la longitud de la zona de expansión. Si  $x_e > 0.8$  entonces  $K_2 = 1.1$

**2.6.2.3 Caída de presión en la broca.** La caída de presión en la broca se calcula con la siguiente expresión:

$$\Delta P_b = \frac{MQ^2}{12032A_d^2} \quad (\text{Ec.68})$$

Donde  $M$  representa la densidad del fluido de perforación (ppg),  $Q$  el flujo de fluido de perforación (gpm) y  $A_d$  el área de las boquillas ( $\text{in}^2$ ).

### 3. Antecedentes

La construcción de algoritmos para la simulación de flujo hidráulico en operaciones de perforación y limpieza de pozos onshore incluye diversos trabajos que han abordado el tema de manera interdisciplinaria. Algunos de estos trabajos incluyen:

"A Numerical Study of Flow Characteristics in Wellbore Cleaning Operations" por S.S. Kim et al. (2011)

"Modelling Hydraulic Flow in Wellbore Cleaning Operations" por B. Chen et al. (2015)

"Simulating Hydraulic Flow and Solids Transport in Wellbore Cleaning Operations" por X. Zhang et al. (2017)

Los trabajos mencionados anteriormente sentaron las bases para la comprensión de las dinámicas de flujo hidráulico en las operaciones de perforación y limpieza de pozos onshore. A través de la simulación numérica, estos trabajos permitieron determinar las variables representativas y construir modelos conceptuales que permitieran representar las condiciones de perforación y limpieza de pozos onshore.



La importancia de estos trabajos radica en la necesidad de optimizar estas operaciones, lo que se traduce en una reducción de costos y una mayor eficiencia en la producción de petróleo. Además, la simulación permite predecir el comportamiento de las condiciones de flujo hidráulico antes de la realización de la operación, lo que permite tomar decisiones informadas y prevenir problemas potenciales.

Estos trabajos también son relevantes debido a la importancia de considerar aspectos medioambientales y de seguridad en las operaciones de perforación y limpieza de pozos onshore. La simulación permite evaluar el impacto ambiental y la seguridad en la operación, lo que contribuye a la sostenibilidad a largo plazo de la industria petrolera.

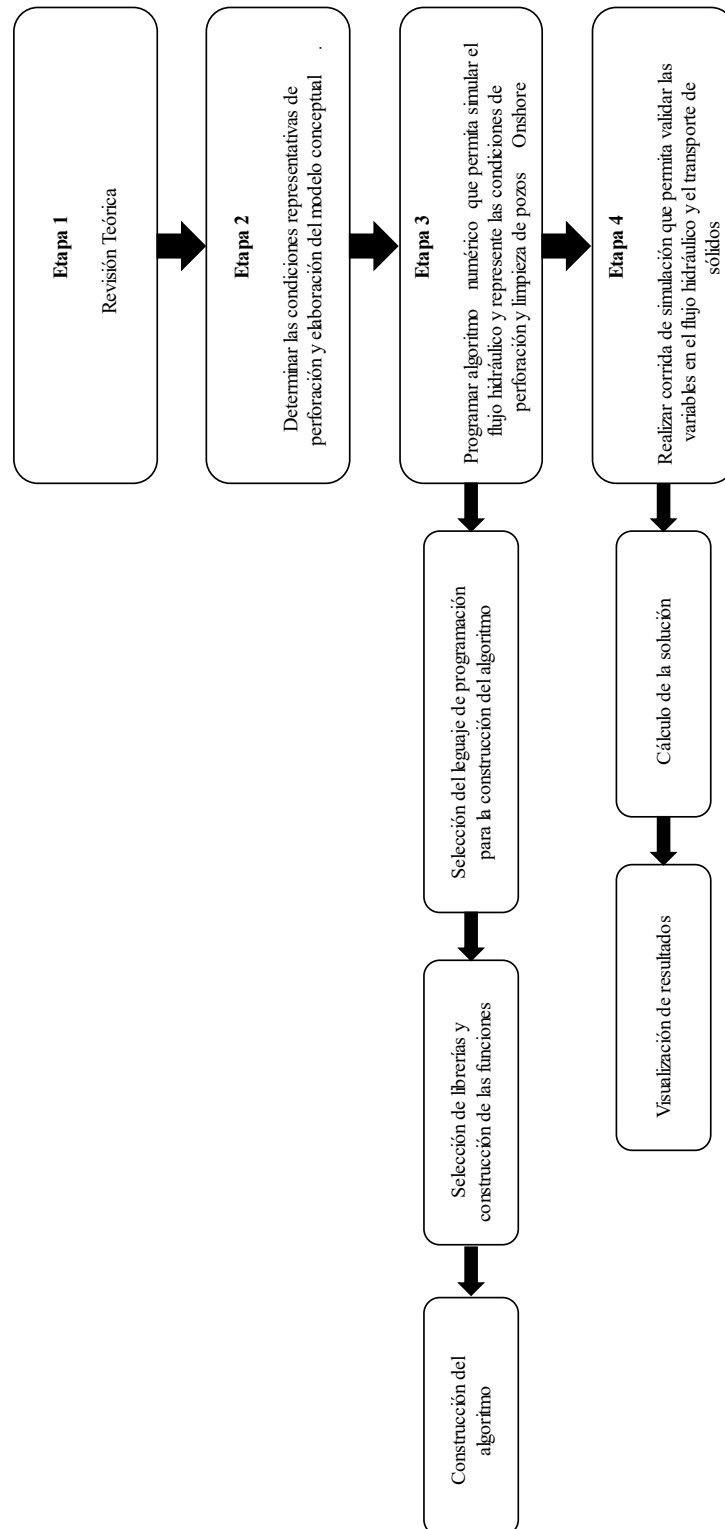
En resumen, la simulación de flujo hidráulico en operaciones de perforación y limpieza de pozos onshore es un área de estudio crítica en la industria petrolera, y los trabajos mencionados anteriormente sentaron las bases para una comprensión más profunda de las dinámicas de flujo y para la optimización de estas operaciones.

En cuanto a la elección del lenguaje de programación, Python se ha convertido en una opción popular para la construcción de algoritmos debido a su facilidad de uso, su amplia comunidad y la cantidad de bibliotecas y herramientas disponibles. Además, Python es un lenguaje de alto nivel que permite una programación rápida y eficiente, lo que lo hace ideal para la construcción de algoritmos complejos. También se pueden integrar fácilmente herramientas de visualización y análisis de datos, lo que es esencial para la valoración y validación de los resultados de la simulación. En resumen, Python es una excelente opción para la construcción de algoritmos.

#### **4. Descripción Metodológica**

Para el desarrollo del presente trabajo se establecieron 4 etapas con el fin de llevar a cabo los objetivos planteados (Figura 10). A continuación, se realiza la descripción global de las etapas:

La primera etapa comprendió la revisión teórica del material bibliográfico que permitió la identificación de las variables representativas en una operación de perforación de pozos Onshore, en la segunda etapa se determinaron las condiciones representativas de perforación y se elaboró el modelo conceptual, posteriormente en la etapa 3 se programó el algoritmo numérico que permite simular el flujo hidráulico y representa las condiciones de perforación y limpieza de pozos Onshore, finalmente en la etapa 4 se realizaron corridas de simulación que permitieron validar las variables en el flujo hidráulico y el transporte de sólidos.

**Figura 10.***Esquema metodológico*

#### 4.1 Tratamiento de los cavings

Para el modelamiento del transporte de caving se requiere conocer el porcentaje de caving respecto a la cantidad total de sólidos. El volumen de caving se calcula con las siguientes expresiones:

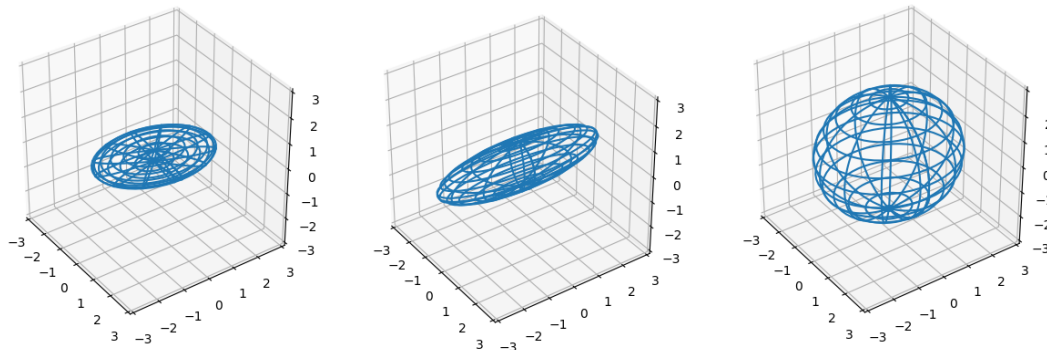
$$f_{cav} = \frac{m_{cav}}{m_{cav} + m_{rop}} \quad (\text{Ec.69})$$

$$m_{cav} = \frac{f_{cav} m_{rop}}{1 - f_{cav}} \quad (\text{Ec.70})$$

Debido a la forma irregular de los caving, es necesario construirlos matemáticamente mediante una forma definida y constante. El algoritmo permite trabajar hasta con tres tipos diferentes de caving y para el modelamiento matemático de cada uno de éstos son necesarios tres parámetros de forma o tres dimensiones, llámese alto, largo y ancho. Con estos tres valores se construye una elipse como se observa en la figura 11 a continuación.

**Figura 11.**

*Forma aproximada de los caving para su modelamiento matemático*



La forma y cantidad de caving no afecta las ecuaciones de transporte, pero afecta principalmente la velocidad de sedimentación la cual ha sido desarrollada para esferas por lo que es necesario corregirla con un factor de forma ( $S$ ) que se calcula en función de la desviación de la esfericidad del caving. Para una esfera perfecta  $S = 1$ .

$$v_d = \sqrt{\frac{4}{3} \left( \frac{\rho_s - \rho_l}{\rho_l} \right) \frac{g D_c}{S C_D}} \quad (\text{Ec.71})$$

En la literatura se pueden encontrar una gran cantidad de factores de forma, no obstante, el preferido por una gran mayoría de autores es el factor de forma de Corey (1949) debido a su simplicidad y facilidad de cálculo. Este factor de forma ( $S$ ) se presenta en la ecuación a continuación.

$$S = \frac{c}{\sqrt{ab}} \quad (\text{Ec.72})$$

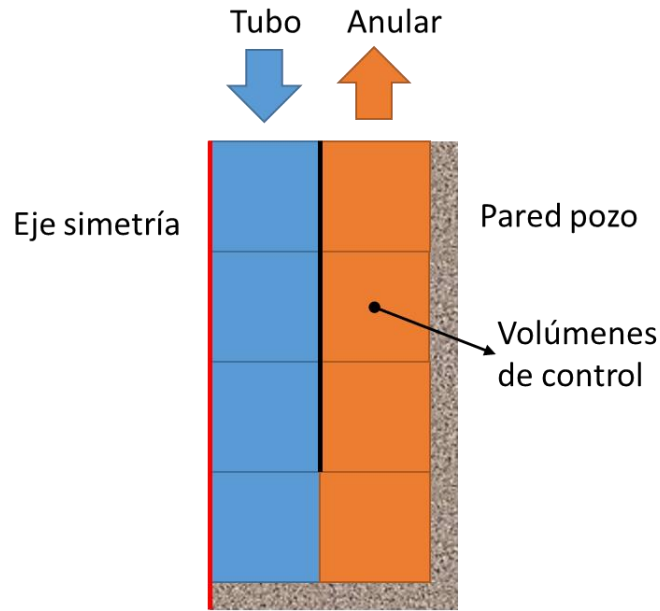
a, b, c son las tres dimensiones del caving donde a es la dimensión menor, b la dimensión intermedia y c la dimensión mayor.

## 4.2 Solución Numérica

Las ecuaciones diferenciales presentadas en este trabajo se resuelven de forma numérica para un dominio unidimensional axisimétrico. Las ecuaciones diferenciales son discretizadas y linealizadas y se obtiene una solución en determinados puntos del dominio. El método empleado para la discretización de las ecuaciones es el método de los volúmenes finitos. En este método, el dominio completo de la perforación se divide en pequeños volúmenes de control y las ecuaciones linealizadas se resuelven para cada uno de esos volúmenes. Esta división también se conoce como malla o mallado. Una representación de la malla empleada en este trabajo se presenta en la Figura 12.

### Figura 12.

*Mallado del dominio de la perforación*



#### 4.2.1 Método de los volúmenes finitos

La discretización de las ecuaciones gobernantes por el método de los volúmenes finitos se da por la integración de las ecuaciones en la dirección de la trayectoria del pozo, definida por los límites de cada volumen. Tomando como ejemplo la ecuación 29 de conservación de masa de cortes en la capa heterogénea.

$$\int_w^e \frac{d}{d\xi} (\rho_s C_h v_h A_h) d\xi - \int_w^e -\varphi_s S_i d\xi = 0 \quad (\text{Ec.73})$$

En la solución de la integral evaluamos las variables en las caras del volumen (e, w) para los términos diferenciales y en el centro del volumen (p) para los términos constantes.

$$(\rho_s C_h v_h A_h)_e - (\rho_s C_h v_h A_h)_w - \varphi_{s,p} S_{i,p} \Delta\xi = 0 \quad (\text{Ec.74})$$

La discretización de la ecuación de conservación de masa del fluido de perforación en la capa heterogénea es:

$$(\rho_l (1 - C_h) v_h A_h)_e - (\rho_l (1 - C_h) v_h A_h)_w - \varphi_{l,p} S_{i,p} \Delta\xi = 0 \quad (\text{Ec.75})$$

La discretización de la ecuación de la conservación de masa de la mezcla en la capa de lecho:

$$(\rho_b C_b v_b A_b)_e - (\rho_b C_b v_b A_b)_w - (\varphi_{s,p} + \varphi_{l,p}) S_{i,p} \Delta \xi = 0 \quad (\text{Ec.76})$$

La discretización de la ecuación de movimiento para la mezcla de sólidos y fluido en la capa heterogénea:

$$\begin{aligned} & \int_w^e \frac{d}{d\xi} (\rho_h v_h^2 A_h) d\xi \\ &= \int_w^e \left[ -A_h \frac{dp}{d\xi} - \rho_h A_h g \text{seno} \theta - \tau_{wh} S_{hw} - \tau_i S_i \right. \\ & \quad \left. - (\varphi_s - \varphi_l)(v_h - v_b) S_i \right] d\xi \end{aligned} \quad (\text{Ec.77})$$

$$\begin{aligned} & (\rho_h v_h^2 A_h)_e - (\rho_h v_h^2 A_h)_w + (p A_h)_e - (p A_h)_w + (\rho_h A_h g \text{seno} \theta)_p d\xi \\ & + (\tau_{wh} S_{hw} - \tau_i S_i)_p d\xi + ((\varphi_s - \varphi_l)(v_h - v_b) S_i)_p d\xi = 0 \end{aligned} \quad (\text{Ec.78})$$

La discretización de la ecuación de movimiento para la mezcla de sólidos y fluido en el lecho:

$$\begin{aligned} & (\rho_b v_b^2 A_b)_e - (\rho_b v_b^2 A_b)_w + (p A_b)_e - (p A_b)_w + (-\rho_b A_b g \text{seno} \theta)_p d\xi \\ & + (\tau_{wh} S_{hw} - \tau_i S_i)_p d\xi + ((\varphi_s - \varphi_l)(v_h - v_b) S_i)_p d\xi = 0 \end{aligned} \quad (\text{Ec.79})$$

#### 4.2.2 Método de Newton Raphson

En dinámica de fluidos usualmente se resuelven las ecuaciones de forma secuencial, en este caso, existen un acoplamiento fuerte entre las ecuaciones (no linealidad) y es necesario resolverlas simultáneamente. El método seleccionado para la solución de las ecuaciones es un método tipo Newton – Raphson vectorial. Este método busca las raíces de una función (o grupo de funciones) mediante aproximaciones sucesivas según la siguiente ecuación:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{Ec.80})$$

El método de Newton – Raphson se puede extender para su uso en la solución de sistemas de ecuaciones lineales (como en este trabajo), si en lugar de una variable, el sistema resuelve sistemas vectoriales como se muestra a continuación.

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_N \end{bmatrix}_{n+1} = \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_N \end{bmatrix}_n - \begin{bmatrix} \frac{\partial f^1}{\partial x^1} & \cdots & \frac{\partial f^1}{\partial x^N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f^N}{\partial x^1} & \cdots & \frac{\partial f^N}{\partial x^N} \end{bmatrix}^{-1} f \left( \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_N \end{bmatrix}_n \right) \quad (\text{Ec.81})$$

$$\hat{x}_{n+1} = \hat{x}_n - J^{-1}(\hat{x}_n) * f(\hat{x}_n) \quad (\text{Ec.82})$$

Donde  $J$  se conoce como la matriz Jacobiana del sistema vectorial  $x$ . Este método busca las raíces de las funciones (cruce de la función con el eje coordenado), de manera que en el punto de solución las ecuaciones deben ser iguales a cero. Las ecuaciones linealizadas corresponden al grupo de funciones que se resolverán por Newton – Raphson y las expresamos en términos de un residuo  $R$ .

$$R^S = (\rho_s C_h v_h A_h)_e - (\rho_s C_h v_h A_h)_w - \varphi_{s,p} S_{i,p} \Delta \xi \quad (\text{Ec.83})$$

$$R^l = (\rho_l (1 - C_h) v_h A_h)_e - (\rho_l (1 - C_h) v_h A_h)_w - \varphi_{l,p} S_{i,p} \Delta \xi \quad (\text{Ec.84})$$

$$R^b = (\rho_b C_b v_b A_b)_e - (\rho_b C_b v_b A_b)_w - (\varphi_{s,p} + \varphi_{l,p}) S_{i,p} \Delta \xi \quad (\text{Ec.85})$$

$$\begin{aligned} R^{vh} &= (\rho_h v_h^2 A_h)_e - (\rho_h v_h^2 A_h)_w + (p A_h)_e - (p A_h)_w + (\rho_h A_h g \text{seno} \theta)_p d\xi \\ &+ (\tau_{wh} S_{hw} - \tau_i S_i)_p d\xi + ((\varphi_s - \varphi_l)(v_h - v_b) S_i)_p d\xi = 0 \end{aligned} \quad (\text{Ec.86})$$

$$\begin{aligned} R^{vb} &= (\rho_b v_b^2 A_b)_e - (\rho_b v_b^2 A_b)_w + (p A_b)_e - (p A_b)_w + (-\rho_b A_b g \text{seno} \theta)_p d\xi \\ &+ (\tau_{wh} S_{hw} - \tau_i S_i)_p d\xi + ((\varphi_s - \varphi_l)(v_h - v_b) S_i)_p d\xi \end{aligned} \quad (\text{Ec.87})$$



El vector  $f$  corresponde entonces a:

$$f = \begin{bmatrix} R_1^s \\ R_1^l \\ R_1^b \\ R_1^{vh} \\ R_1^{vb} \\ \vdots \\ R_n^s \\ R_n^l \\ R_n^b \\ R_n^{vh} \\ R_n^{vb} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec.88})$$

Donde  $n$  corresponde al número de volúmenes de control que tiene la malla. De la misma forma, el vector  $x$  corresponde a:

$$\hat{x} = \begin{bmatrix} P_1 \\ v_{h,1} \\ v_{b,1} \\ C_{h,1} \\ h_1 \\ \vdots \\ P_n \\ v_{h,n} \\ v_{b,n} \\ C_{h,n} \\ h_n \end{bmatrix} \quad (\text{Ec.89})$$

Para el cálculo de la matriz Jacobiana es necesario calcular las derivadas de forma numérica ya que no es posible calcularlas de manera analítica. Estas derivadas se pueden calcular con una diferencia posterior (*forward*) así:

$$\frac{df}{dx_n} = \frac{f(x + \Delta h) - f(x)}{\Delta h} \quad (\text{Ec.90})$$

El método de Newton – Raphson converge rápidamente y en pocas iteraciones, sin embargo, el mayor esfuerzo computacional se encuentra en el cálculo de la matriz Jacobiana ya que debe llamar a la función  $f$  por cada iteración  $n \times n$  veces. Si el número de celdas del modelo ( $n$ ) es considerable, entonces el esfuerzo computacional para calcular la matriz Jacobiana no permite emplear este método. No obstante, recientes desarrollos en modelamiento numérico han permitido calcular la matriz Jacobiana mediante un reducido número de llamadas de la función  $f$ . La técnica llamada *Matrix Coloring* reduce el número de llamadas de la función  $f$  extrapolando los valores de las derivadas en función de la ortogonalidad de las variables en la matriz. Información completa de esta técnica se puede encontrar en Soprano (2013).

#### 4.2.3 Condiciones de frontera

Las condiciones de frontera son necesarias para la solución del sistema, en este trabajo se propone emplear las mismas condiciones de frontera utilizadas por Kamp *et al.* (1999).

$$\left\{ \begin{array}{l} P(0) = P_0 \\ v_h(0) = v_{h,0} \\ v_b(0) = 0 \\ C_h(0) = C_{h,0} \\ h(0) = 0 \end{array} \right\} \quad (\text{Ec.91})$$

Se considera que, al inicio del dominio, en las proximidades de la broca, todo corte se encuentra suspenso en la región heterogénea. Esto implica que la velocidad y la altura del lecho son inicialmente nulas. La concentración inicial de cortes se calcula como una función de la tasa de penetración (ROP):

$$C_{h,0} = \frac{ROP}{v_{h,0}(1 - (R_t/R_w)^2)} \quad (\text{Ec.92})$$

La velocidad inicial media en el anular se calcula como una función del caudal de fluido de perforación ( $Q_l$ )

$$v_{h,0} = \frac{Q_l}{\pi(R_w^2 - R_t^2)} \quad (\text{Ec.93})$$

#### 4.3 Pseudocódigo del algoritmo.

En las líneas siguientes enumeradas paso a paso.

- 1: **Entradas:** Funciones, datos de entrada del usuario, longitud del anular, ángulo de inclinación del pozo en grados, diámetro interno del pozo, diámetro externo de la columna de perforación, radio de la columna de perforación, excentricidad relativa, excentricidad absoluta, tasa de perforación, caudal del fluido de perforación, presión inicial en la entrada del anular, densidad de los cortes sólidos, densidad del fluido de perforación, índice de consistencia del fluido de perforación, índice de comportamiento del fluido de perforación, factor de fricción entre sólidos, diámetro de los cortes, concentración de los cortes en el lecho, velocidad de rotación de la columna de perforación, número de pasos de iteración
- 2: **Salidas:** variables de entrada declaradas y asignadas, tamaño del paso de integración declarado
- 3: **Para cada** i en un rango de números de pasos de integración hacer
- 4:     **Generar** asignación al tamaño del paso de integración
- 5: **Fin para**
- 6: **Declaración y asignación** de variables (velocidad de la capa heterogénea, velocidad del lecho, concentración de sólidos en la capa heterogénea, área transversal capa heterogénea, presión, altura del lecho, profundidad medida, áreas y perímetros de las fases, altura mínima del lecho)
- 7: **Declaración y asignación** de arreglo o matriz para la solución numérica
- 8: **Asignación** a la primera posición del arreglo de la altura del lecho el valor de la altura mínima
- 9: **Asignación** de las áreas y perímetros de las fases a través de la función áreas
- 10: **Asignación** de la variable área transversal de la capa del lecho

- 11: **Asignación** de variable área de la sección heterogénea
- 12: **Asignación** a la primera posición del arreglo área transversal de la capa heterogénea
- 13: **Asignación** a la primera posición del arreglo velocidad de la capa heterogénea
- 14: **Asignación** a la primera posición del arreglo velocidad del lecho
- 15: **Asignación** a la primera posición del arreglo concentración de sólidos en la capa heterogénea
- 16: **Asignación** a la primera posición del arreglo presión el valor de la presión inicial en la entrada del anular
- 17: **Solución** numérica de las variables mediante función que utiliza el modelo descrito por Kamp y Rivero
- 18: **Reducción** del tamaño de los vectores para impresión y graficación
- 19: **Impresión** de los resultados
- 20: **Construcción** de gráficos

## 5. Resultados

En esta sección se muestran resultados de la implementación del modelo. El objetivo es presentar la respuesta del modelo en secciones horizontales de los pozos y verificar su respuesta cuando variamos los parámetros y configuraciones del pozo y la operación de perforación. Se utilizarán los fluidos que se muestran en la Tabla 1. A menos que se indique lo contrario, los ejemplos usan fluido regular porque éste contiene los parámetros reológicos más cercanos a un fluido de perforación en condiciones normales en pozos onshore horizontales.

**Tabla 1.**

*Fluidos a utilizar en los ejemplos*

	$\rho_l[kg/m^3]$	$n$	$K[Pa\ s^n]$
<b>Fluido fino</b>	1470	0.655	0.368
<b>Fluido regular</b>	1470	0.469	1.818
<b>Fluido espeso</b>	1470	0.452	2.844

### 5.1 Caso base

La figura 13 presenta el caso base en el que se variarán los parámetros de operación. Se trata de una sección horizontal de un pozo, del que solo se analizarán los 50 metros del sondaje para que sea posible realizar los efectos de entrada. En este caso, la sarta de perforación se configura concéntricamente con el pozo abierto. La tasa de penetración es deliberadamente alta para causar una formación de lecho considerable, de modo que la comparación de parámetros sea más significativa. Los gráficos corresponden a las variables primarias del problema excepto el ultimo que, en lugar del área de la fase de suspensión, muestra la altura del lecho en relación con

el diámetro del hueco abierto. En este mismo gráfico, la región llena corresponde a la parte inferior y superior de la sarta de perforación. El dominio representa la dirección de la trayectoria del pozo  $\xi$  a partir de la broca.

Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 2.

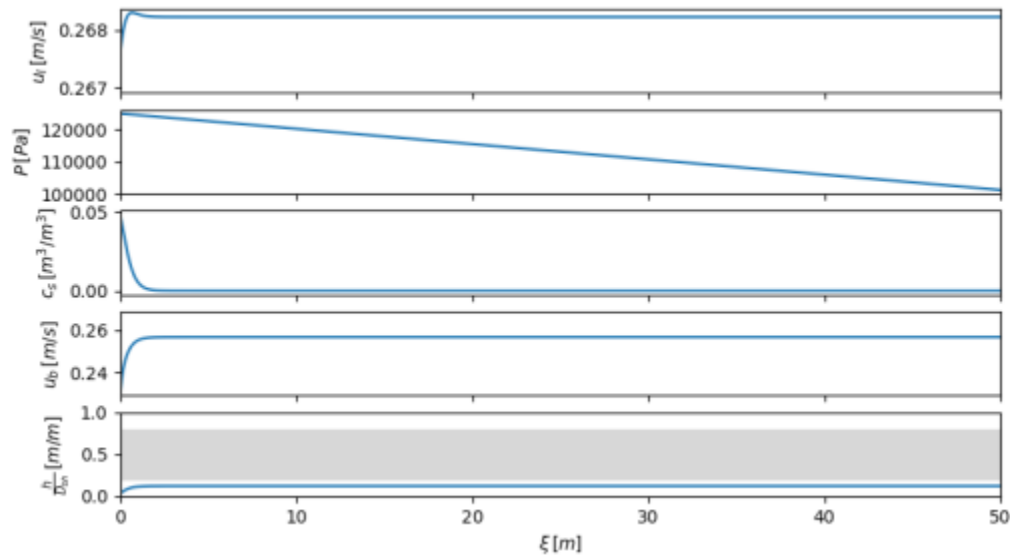
**Tabla 2.**

*Configuración del caso base*

$md$	50	[m]
$Q$	100	[gpm]
$rop$	30	[m/h]
$E/(r_o - r_i)$	0	[m/m]
$fluido$	Regular	
$\rho_s$	2612	[kg/m <sup>3</sup> ]
$D_p$	0.00635	[m]

**Figura 13.**

*Resultados del modelo para el caso de la sección horizontal de base*



## 5.2 Efecto de la excentricidad

En el siguiente ejemplo podemos observar el importante efecto de la excentricidad de la sarta de perforación sobre el anular. En el momento en que la fracción de masa de grava es suficiente para cubrir parcialmente la sarta de perforación, aumenta el perímetro mojado del lecho, lo que incrementa las fuerzas de resistencia al flujo causadas por  $\tau_b$  y  $\tau_d$ , mientras que disminuye el perímetro de la interfase (que provoca la aceleración del lecho por contacto con la suspensión). Esto provoca una desaceleración significativa del lecho, como puede observarse en la figura 14 en el perfil  $u_b$ , acompañada del crecimiento de la capa del lecho debido a la conservación de la masa.

Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 3.

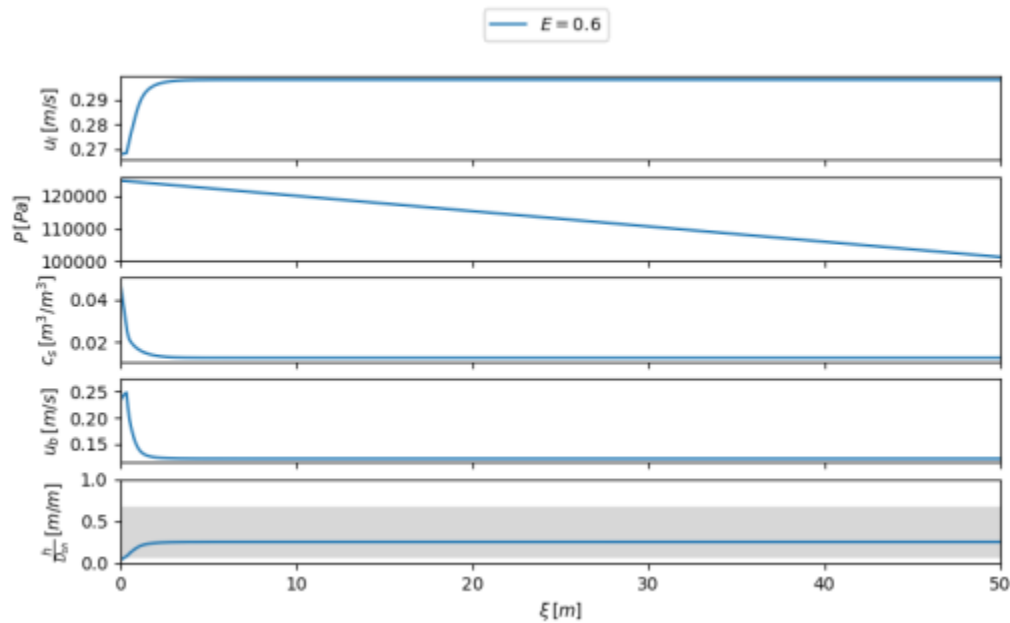
**Tabla 3.**

*Configuración del caso para el análisis del efecto de la excentricidad de la columna*

<b><math>md</math></b>	50	<b>[m]</b>
<b><math>Q</math></b>	100	<b>[gpm]</b>
<b><math>rop</math></b>	30	<b>[m/h]</b>
<b><math>E/(r_o - r_i)</math></b>	0.6	<b>[m/m]</b>
<b><math>fluido</math></b>	Regular	
<b><math>\rho_s</math></b>	2612	<b>[kg/m<sup>3</sup>]</b>
<b><math>D_p</math></b>	0.00635	<b>[m]</b>

**Figura 14.**

*Resultados del modelo para el caso de estudio del efecto de excentricidad de la columna*



### 5.3 Efecto de la reología del fluido de perforación

En este caso, comparamos los resultados cuando se utilizan fluidos de diferentes reologías para la misma operación. En la figura 15 se observa que los fluidos con mayor índice de consistencia limpian mejor el pozo. La reología de fluidos juega un papel en varios fenómenos contemplados por el modelo, por ejemplo, influye directamente en los coeficientes de arrastre y, por lo tanto, en las tasas de deposición. Entonces, como era de esperar, el fluido espeso mantiene una mayor cantidad de partículas en suspensión (como se puede ver por el gráfico  $c_s$ ). Como curiosidad se agregó al estudio el uso de agua en condiciones estándar para el arrastre de sólidos y como se puede observar resulta en una mala limpieza del pozo, por lo que en la región cercana a la perforación se depositan prácticamente todos los recortes y la cama cubre toda la sarta de perforación.



Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 4.

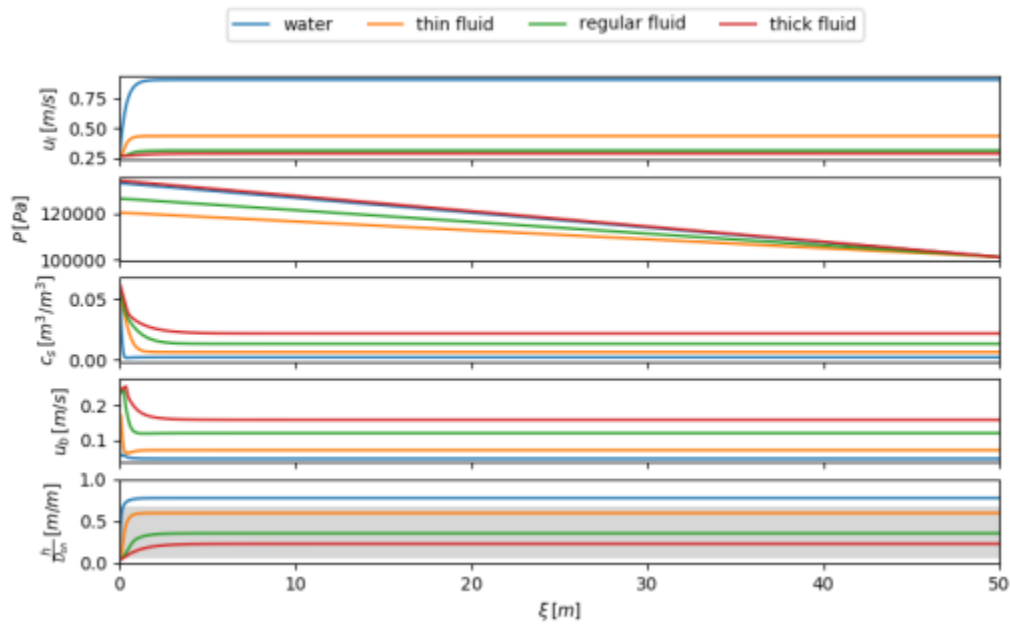
**Tabla 4.**

*Configuración del caso para el análisis del efecto de la influencia de la reología del fluido de perforación*

$md$	50	[m]
$Q$	100	[gpm]
$rop$	30	[m/h]
$E/(r_o - r_i)$	0.6	[m/m]
<b>fluido</b>	Agua/fino/regular/espeso	
$\rho_s$	2612	[kg/m <sup>3</sup> ]
$D_p$	0.00635	[m]

**Figura 15.**

*Resultados del modelo para el estudio del caso de la influencia de la reología del fluido de perforación*



#### 5.4 Efecto del flujo de fluido de perforación

En el siguiente caso como se observa en la figura 16, se utilizan diferentes valores de flujo de fluido de perforación. La respuesta del modelo es la esperada, a mayor caudal, mayor limpieza del pozo. En el caso de un flujo mayor (600[gpm]) no hay formación de lecho.

Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 5.

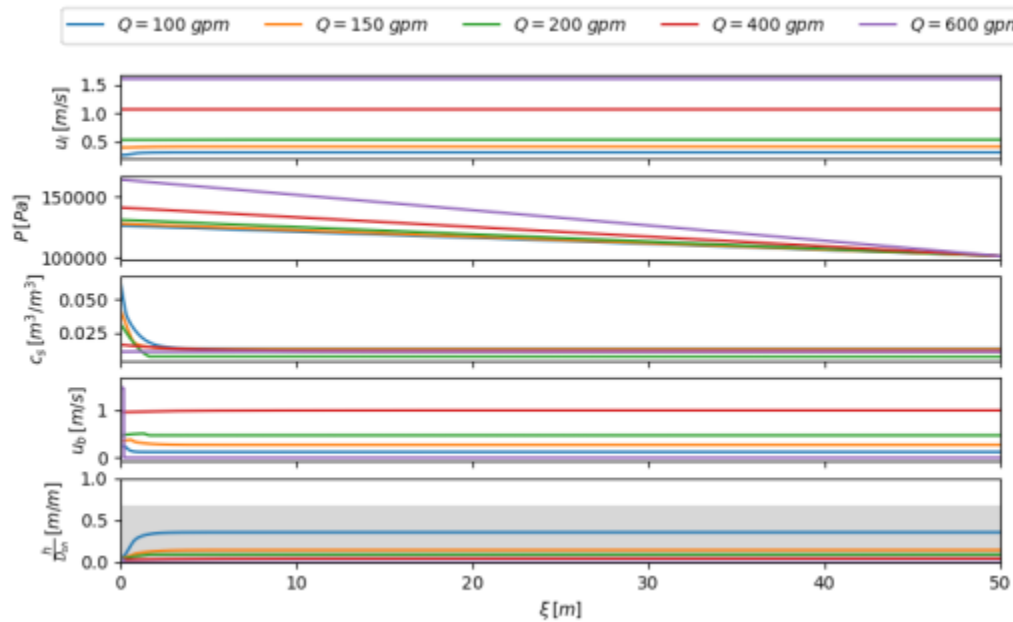
**Tabla 5.**

*Configuración del caso para el análisis de flujo del fluido de perforación*

<b><math>md</math></b>	50	<b>[m]</b>
<b><math>Q</math></b>	100/150/200/400/600	<b>[gpm]</b>
<b><math>rop</math></b>	30	<b>[m/h]</b>
<b><math>E/(r_o - r_i)</math></b>	0.6	<b>[m/m]</b>
<b><math>fluido</math></b>	Regular	
<b><math>\rho_s</math></b>	2612	<b>[kg/m<sup>3</sup>]</b>
<b><math>D_p</math></b>	0.00635	<b>[m]</b>

**Figura 16.**

*Resultados del modelo para el caso de estudio del efecto del flujo del fluido de perforación*



### 5.5 Efecto de la tasa de penetración del fluido de perforación

En el siguiente caso como se puede observar en la figura 17, las tasas de penetración son variadas. Cuanto mayor sea este parámetro, mayor será la tasa de remoción de material de la formación. Por lo tanto, se espera una mayor concentración inicial de sólidos en suspensión, mayores tasas de deposición y formación de lechos.

Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 6.

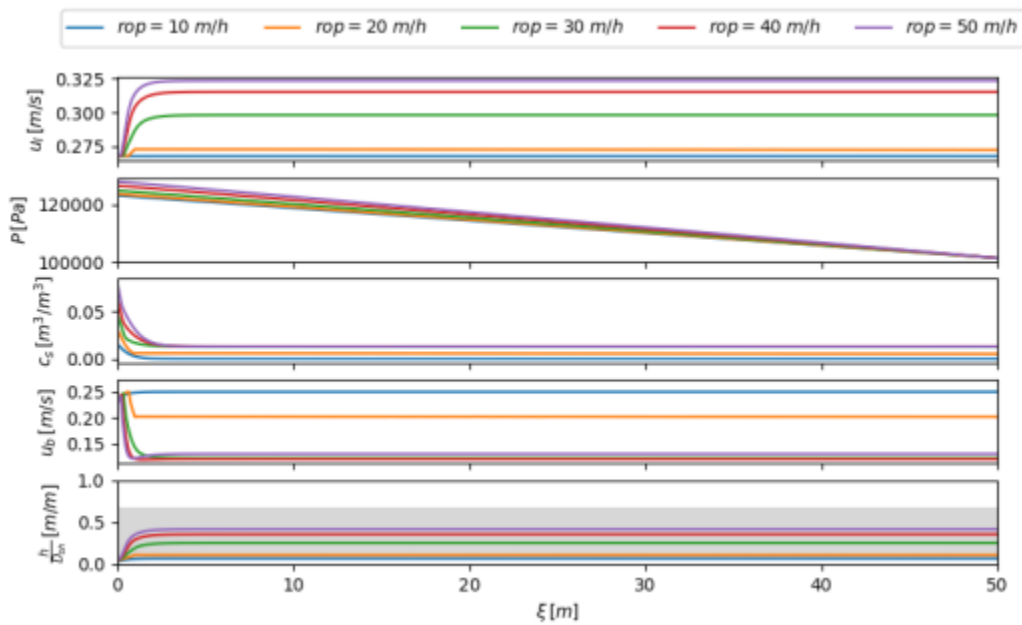
**Tabla 6.**

*Configuración del caso para analizar el efecto de la tasa de penetración del fluido de perforación*

$md$	50	[m]
$Q$	100	[gpm]
$rop$	10/20/30/40/50	[m/h]
$E/(r_o - r_i)$	0	[m/m]
$fluido$	Regular	
$\rho_s$	2612	[kg/m <sup>3</sup> ]
$D_p$	0.00635	[m]

**Figura 17.**

*Resultados del modelo para el estudio del caso del efecto de la tasa de penetración*



### 5.6 Efecto de la densidad del fluido de perforación

En este caso como se observa en la figura 18, utilizando la misma reología del fluido regular, se varió el parámetro de densidad del fluido de perforación. El modelo correspondió al efecto esperado de realizar una mejor limpieza de pozos.

Esto se debe a que la variación de la densidad del fluido de perforación influye en la velocidad de circulación y la capacidad de transporte de los sólidos de perforación hacia la superficie, lo que, a su vez, afecta la eficacia de la limpieza del pozo. Al aumentar la densidad del fluido, se espera una mayor velocidad de circulación y una mayor capacidad de transporte, lo que resulta en una mejor limpieza del pozo.

Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 7.

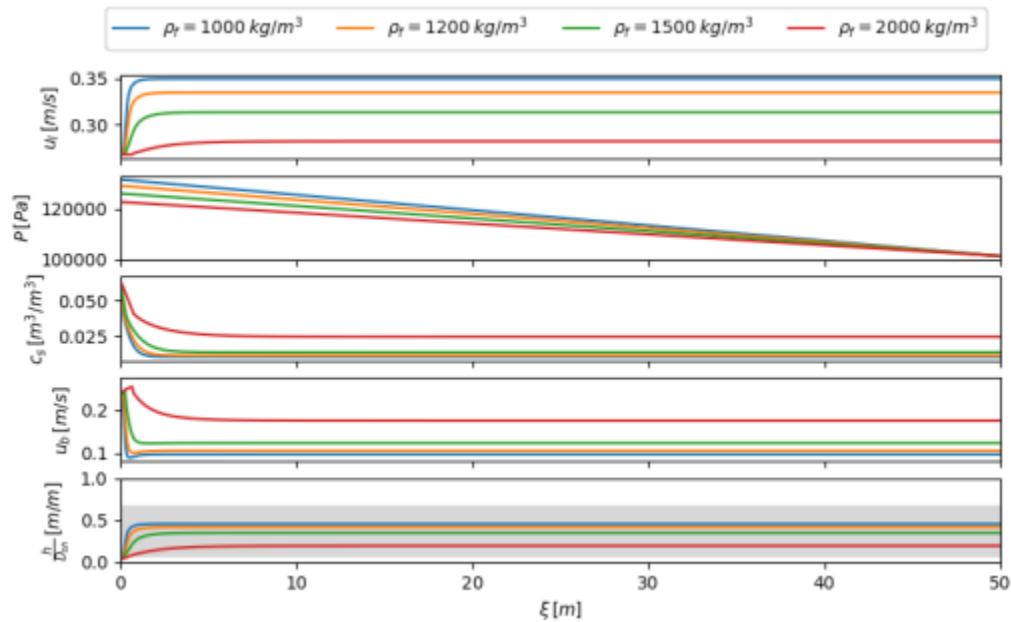
**Tabla 7.**

*Configuración del caso para el análisis del efecto de la densidad del fluido de perforación*

<b><math>md</math></b>	50	[m]
<b><math>Q</math></b>	100	[gpm]
<b><math>rop</math></b>	30	[m/h]
<b><math>E/(r_o - r_i)</math></b>	0	[m/m]
<b><math>fluido</math></b>	Regular	
<b><math>\rho_l</math></b>	1000/1200/1500/2000	[kg/m <sup>3</sup> ]
<b><math>\rho_s</math></b>	2612	[kg/m <sup>3</sup> ]
<b><math>D_p</math></b>	0.00635	[m]

**Figura 18.**

*Resultados del modelo para el estudio de caso del efecto de la densidad del fluido de perforación*



### 5.7 Efecto de la densidad de los sólidos

En la figura 19 se muestra que cuanto mayor sea la densidad de los sólidos, mayor será la velocidad y la tasa de deposición de partículas. Por lo tanto, se espera una mayor formación de lecho.

Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 8.

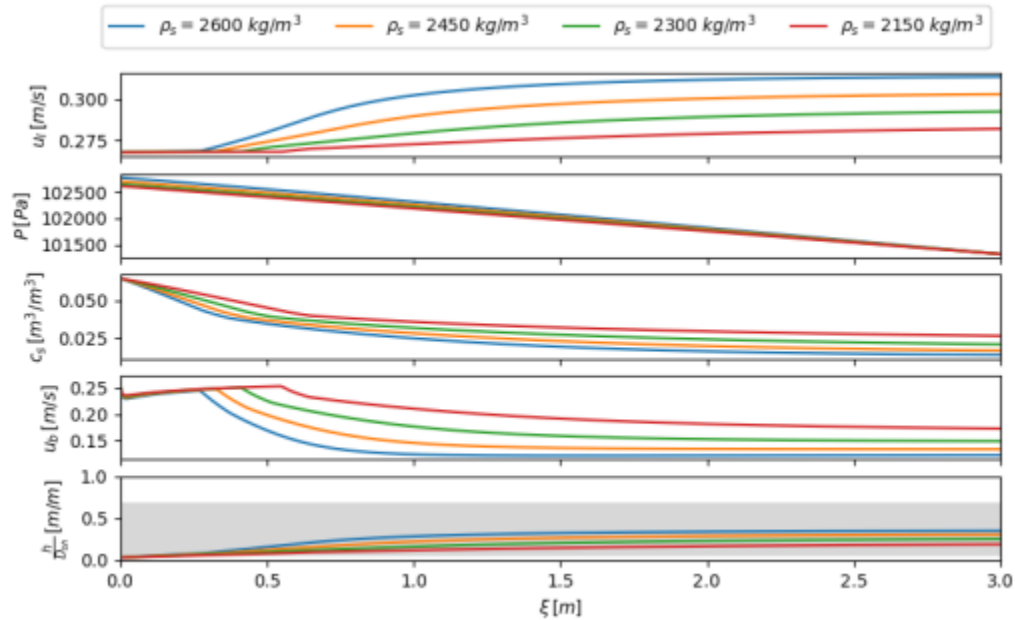
**Tabla 8.**

*Configuración del caso para el análisis del efecto de la densidad de los sólidos*

$md$	50	[m]
$Q$	100	[gpm]
$rop$	30	[m/h]
$E/(r_o - r_i)$	0	[m/m]
<b>fluido</b>	Regular	
$\rho_s$	2600/2450/2300/2150	[kg/m³]
$D_p$	0.00635	[m]

**Figura 19.**

*Resultados del modelo para el estudio del caso del efecto de densidad de sólidos más grandes, se espera una mayor formación de lecho*



### 5.8 Efecto del tamaño de la partícula sólida

De la misma manera en la figura 20 se muestra que, para la densidad de los sólidos, el tamaño de las partículas influye en la velocidad y tasas de deposición, por lo que en los casos en que la acción de perforación en la formación provoque partículas.

Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 9.

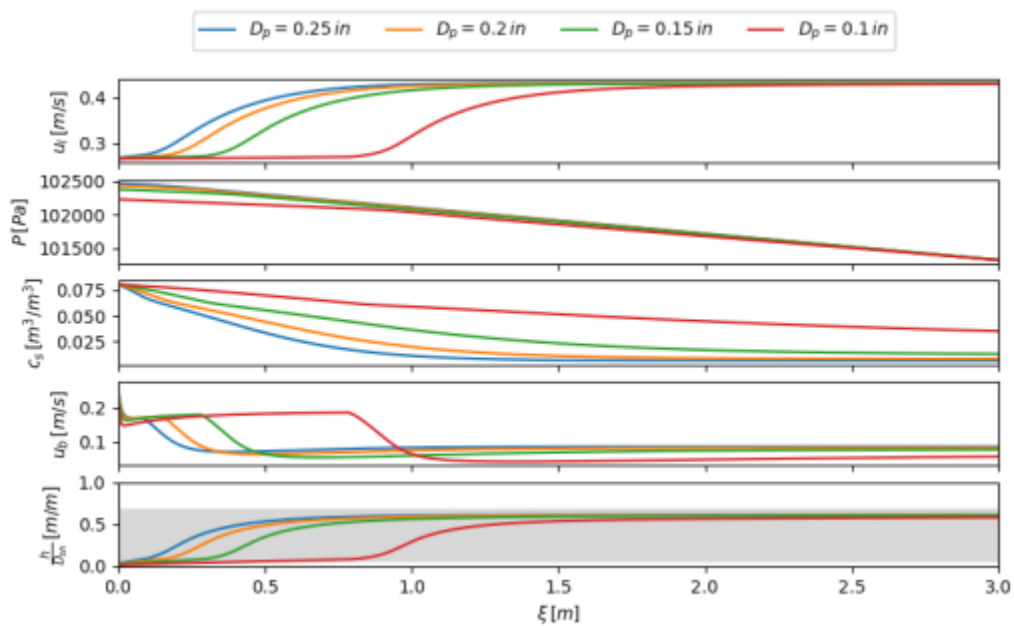
**Tabla 9.**

*Configuración del caso para analizar el efecto del tamaño de partículas sólidas*

$md$	50	[m]
$Q$	100	[gpm]
$rop$	30	[m/h]
$E/(r_o - r_i)$	0	[m/m]
$fluido$	Regular	
$\rho_s$	2612	[kg/m <sup>3</sup> ]
$D_p$	0.25/0.2/0.15/0.1	[in]

**Figura 20.**

*Resultados del modelo para el estudio del caso del efecto del tamaño de partículas sólidas*



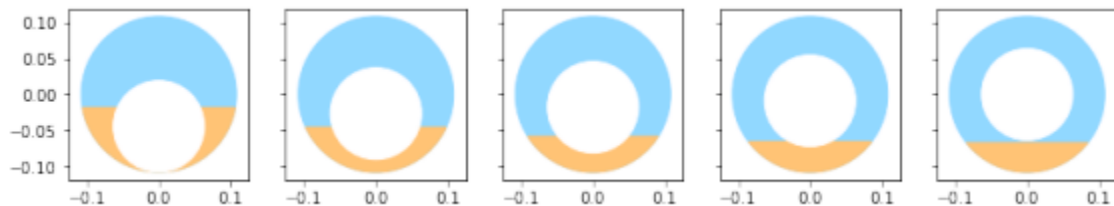


### 5.9 Variación de la excentricidad a lo largo del anular

Debido al peso de la sarta de perforación, lo que realmente ocurre no es una excentricidad constante de la sarta de perforación en relación con el hueco abierto. Lo que se espera es que en la sección de retención la excentricidad tenga un valor máximo, mientras que en la sección vertical la columna sea concéntrica. Se espera que haya una variación continua de los valores de excentricidad para mds intermedios. La figura 21 muestra el efecto de cambiar la excentricidad en la altura del lecho para la misma fracción de masa de lecho y suspensión.

**Figura 21.**

*Variación de la altura del lecho en función del cambio de excentricidad, manteniendo la misma fracción volumétrica del lecho.*



En el siguiente caso se configuró una sección donde los primeros 30 metros tienen una excentricidad relativa máxima de 0.8 y luego una variación lineal hasta volverse concéntrica con el hueco abierto.

La sección es horizontal de tal forma que solo el efecto de la variación de la excentricidad provoca la reducción de la altura del lecho como se evidencia en la figura 22.

Se utilizarán los parámetros que se muestran en la tabla 10.

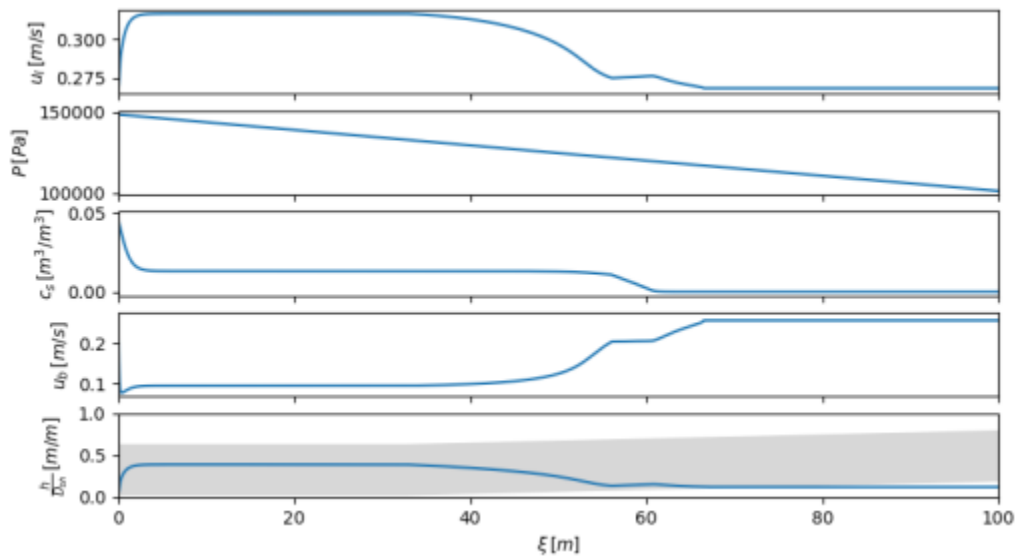
**Tabla 10.**

*Configuración del caso para analizar el efecto de la tasa de penetración del fluido de perforación*

$md$	50	[m]
$Q$	100	[gpm]
$rop$	30	[m/h]
$E/(r_o - r_i)$	0.8-0.0	[m/m]
$fluido$	Regular	
$\rho_s$	2612	[kg/m <sup>3</sup> ]
$D_p$	0.00635	[m]

**Figura 22.**

*Resultados del modelo para el caso de la sección horizontal base*



## 6. Conclusiones

La construcción del algoritmo permitió determinar las variables representativas en una operación de perforación de pozos Onshore, incluyendo acoplamiento de módulos de transporte de sólidos. Se encontró que estas variables tienen un impacto significativo en el flujo hidráulico y en el transporte de sólidos, y que deben ser consideradas en la simulación.

El modelo conceptual de simulación de flujo hidráulico construido es una representación de las condiciones de perforación y limpieza de pozos Onshore. Incluye todos los procesos físicos y considera las interacciones entre las variables críticas identificadas en el primer objetivo.

El algoritmo numérico programado permite simular el flujo hidráulico y representar las condiciones de perforación y limpieza de pozos Onshore. Se utilizaron herramientas de programación robustas y eficientes para garantizar una simulación confiable.

La corrida de simulación realizada demostró la capacidad del algoritmo para representar las variables en el flujo hidráulico y el transporte de sólidos. Aunque no se comparó con datos reales de la operación de perforación y limpieza de pozos onshore, los resultados de la simulación son prometedores y sugieren que el algoritmo podría ser útil para optimizar dichas operaciones.

## **7. Recomendaciones**

Como recomendación para trabajos futuros se sugiere profundizar en el análisis de las variables geomecánicas y su impacto en la detección de cavings. También sería valioso comparar el rendimiento del algoritmo desarrollado en esta tesis con otros métodos existentes para la detección de cavings en pozos petroleros. Además, se podría investigar la posibilidad de utilizar el algoritmo en conjunto con sensores y tecnologías de monitoreo en tiempo real para mejorar aún más la precisión en la detección de cavings y garantizar una limpieza de pozos más eficiente.

### Referencias Bibliográficas

Adari, R. B. (1999). Development of correlations relating bed erosion to flowing time for near horizontal wells.

Brill, J. P., Mukherjee, H. (1999). Multiphase flow in wells, volume 17. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers Richardson, TX.

Clift, R., Grace, J. R., Weber, M. E. (1978). Bubbles, Drops, and Particles. Academic Press.

Corey, A. (1949). Influence of the shape on the fall velocity of sand grains. M.Sc. thesis dissertation, Colorado A&M College, Fort Collins, Colorado, USA.

Darwin Mateus Tarazona, Henry Arguello Fuentes, & Laura Viviana Galvis Carreño. (2011).

TRATAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES E INTELIGENCIA ARTIFICIAL

APLICADOS A LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS. Revista Fuentes El

Reventón Energético, 9(1), 21–31.

Dedegil, M. Y. (1987). Drag coefficient and settling velocity of particles in non-Newtonian suspensions. Journal of fluids engineering, 109(3):319 - 323.

Doron, P., Simkhis, M., Barnea, D. (1997). Flow of solid-liquid mixtures in inclined pipes. *International Journal of Multiphase Flow*, 23(2):313 - 323.

Fernández de Sevilla Vellón, & Algar Díaz, M. J. (2019). *Introducción práctica a la programación con Python*. Editorial Universidad de Alcalá

Gavignet, A. A., Sobey, I. J. (1989). Model aids cuttings transport prediction. *Journal of Petroleum Technology*, 41(09):916 - 921.

Kamp, A. M., Rivero, M. (1999). Layer modeling for cuttings transport in highly inclined wellbores. In *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers. 8.

Machado, J. C. V. (2002). *Reologia e escoamento dos fluidos: enfase na industria do petroleo*. Interciencia.

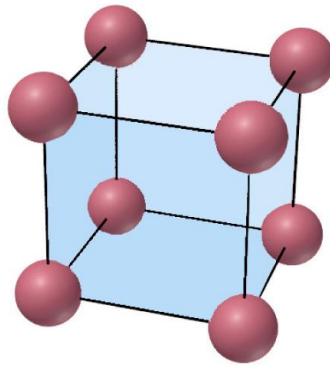
Martins, A. L., Sa, C. H. M., Lourenco, A. M. F., Freire, L. G. M., Campos, W. (1996). Experimental determination of interfacial friction factor in horizontal drilling with a bed of cuttings. In *SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers.

- Naganawa, S., Sato, R. & Ishikawa, M. (2017). Cuttings transport simulation combined with large scale flow loop experimental results and logging while drilling data for hole cleaning evaluation in directional drilling. SPE Drilling and completion.
- Ranjbar, R. (2010). Cuttings transport in inclined and horizontal wellbore. PhD thesis, University of Stavanger, Norway.
- Ravi Singh, Ramadan Ahmed, Hamidreza Karami, Mustafa Nasser, & Ibelwaleed Hussein. (2021). CFD Analysis of Turbulent Flow of Power-Law Fluid in a Partially Blocked Eccentric Annulus. *Energies (Basel)*, 14(3), 731. <https://doi.org/10.3390/en14030731>
- Rojas, Ahmed, R., Elgaddafi, R., & George, M. (2021). Flow of power-law fluid in a partially blocked eccentric annulus. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 157, 617–630. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.060>
- Soprano, A. B. (2013). Estudo e implementação de um modelo composicional para a simulação de reservatórios de petróleo. PhD thesis, Universidade Federal de Santa Catarina.
- Televantos, Y., Shook, C., Streat, M., and Carleton, A. (1979). Flow of slurries of coarse particles at high solids concentrations. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 57(3):255 - 262.
- Tomren, P. H., Iyoho, A. W., Azar, J. J. (1986). Experimental study of cuttings transport in directional wells. *SPE Drilling Engineering*, 1(01):43-56.

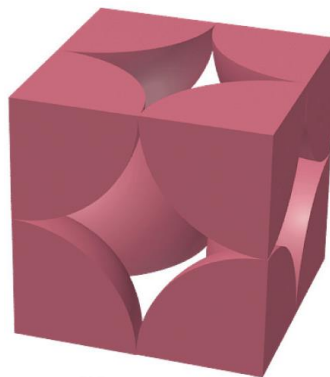
## Apéndices

### Apéndice A. Empaquetamiento cúbico simple

En el empaquetamiento cúbico simple hay una partícula por cada arista de la celda como se observa en la figura a continuación.



Por lo tanto, el número de partículas por cada celda se calcula a partir de la siguiente figura.



Partículas por celda:  $8 \text{ vértices} \times (1/8) = 1 \text{ partícula}$

Eficacia del empaquetamiento = 52%

Si el diámetro de cada partícula es  $r$ , la eficacia del empaquetamiento se calcula así:



$$\frac{V_{ocupado}}{V_{celda}} = \frac{(4/3)\pi r^3}{(2r)^3} = \frac{\pi}{6} = 0.52$$

## Apéndice B. Ejemplo del algoritmo en Python

```
import numpy as np
from math import pi, cos, sin, radians, degrees
from Areas import Areas, BedHeight_Halving, BedHeight_Bisection
from Full_Susp_Variables import Full_Susp_Variables
```

### Datos de entrada a la simulación

```
# Longitud del anular
Lenght = 3.5
# Angulo de inclinación del pozo en grados
teta = 90.0
# Angulo de inclinación del pozo convertido en radianes
teta = radians(teta)
# Diametro interno del pozo (NPS 2")
Dw = 2.067
# Radio del pozo convertido de pulgadas a metros
Rw = (Dw/2)*0.0254
# Diametro externo de la columna de perforacion (NPS 1")
Dt = 1.315
# Radio de la columna de perforación convertido de pulgadas a metros
Rt = (Dt/2)*0.0254
# Excentricidad relativa (0 - 1)
e = 0.0
# Excentricidad absoluta
E = e*(Rw-Rt)
# tasa de perforación convertida de m/h a m/s
ROP = 50/3600
# caudal de fluido de perforacion convertido de gpm a m3/s
Q = 10.0*0.00006309
# Presión inicial en la entrada del anular
P0 = 0.0
# densidad de los cortes sólidos (kg/m3)
ro_s = 2400.0
# densidad del fluido de perforación(kg/m3)
```

```
ro_l = 1470.0
# Índice de consistencia del fluido de perforación (Pa.s)
K = 0.368
# Índice de comportamiento del fluido de perforación
n = 0.655
# factor de fricción entre sólidos
Kf = 0.1
# diámetro de los cortes (m)
Dp = 0.005
# Concentración de los cortes en el lecho
Cb = pi/6.0
# Velocidad de rotación de la columna de perforación (rpm)
wp = 120.0
# Velocidad de rotación de la columna de perforación convertida de rpm a rad/s
wp = (wp*2.0*pi)/60.0
```

**Tamaño del paso de integración**

```
# Numero de pasos de integración totales
pasos = 500000
dxi = np.zeros(pasos)

# Tamaño del paso de integración
for i in range(pasos):
    dxi[i] = Lenght/pasos
```

**Variables**

```
Vl = np.zeros(pasos) # Velocidad de la capa heterogénea
Vb = np.zeros(pasos) # Velocidad del lecho
Cs = np.zeros(pasos) # Concentracion de sólidos en la capa heterogénea
Ah = np.zeros(pasos) # area transversal capa heterogénea
P = np.zeros(pasos) # Presión
h = np.zeros(pasos) # Altura del lecho
MD = np.zeros(pasos) # Measured Depth (m)
##
ParaGeom = np.zeros(6) # Areas y perimetros de las fases
# Altura mínima del lecho
h_min = 0.0001
r = np.zeros((pasos,7), dtype=np.float64)
print(r)
```

**Condiciones iniciales**

```
h[0] = h_min
ParaGeom = Areas(Rw, Rt, h[0], E)
Qs = ROP*Ad #

Ah[0] = ParaGeom[0]
Vl[0] = Q / Ah[0]
Vb[0] = Vl[0]
Cs[0] = Qs / (Vl[0]*Ah[0])
P[0] = P0
```

**Lazo de ejecución - Integración de las ecuaciones**

```
from Numerical_Solution_RK4 import Numerical_Solution_RK4
r = Numerical_Solution_RK4(Vl,Cs,Vb,Ah,teta,Cb,ro_s,ro_l,Rw,Rt,E,K,n,Kf,Dp,wp,dxi,Q,ROP,P0,pasos,h_min)
Vl = r[:,0]
P = r[:,1]
Cs = r[:,2]
Vb = r[:,3]
Ah = r[:,4]
MD = r[:,5]
h = r[:,6]

print(P)
```

**Reducción del tamaño de los vectores para impresión y graficación**

```

reduccion = 100
puntos = int(pasos/reduccion)
MD_print = np.zeros(puntos)
VL_print = np.zeros(puntos)
P_print = np.zeros(puntos)
Cs_print = np.zeros(puntos)
Vb_print = np.zeros(puntos)
Ah_print = np.zeros(puntos)
h_print = np.zeros(puntos)
for i in range(0,pasos,reduccion):
    j = int(i/reduccion)
    MD_print[j] = MD[pasos-1]-MD[i]
    VL_print[j] = VL[i]
    P_print[j] = P[i]-P[pasos-1]
    Cs_print[j] = Cs[i]
    Vb_print[j] = Vb[i]
    Ah_print[j] = Ah[i]
    h_print[j] = h[i]/(Rw*2)

```

**Impresión de los resultados**

```

f = open('Resultados.csv','w')
f.write("%s, %s, %s, %s, %s, %s, %s\n" % ('MD (m)', 'V.Heter(m/s)', 'Presión(Pa)',
'Frac.solid', 'V.Lecho(m/s)', 'Area H.(m2)', 'Alt.lecho'))
for i in range(puntos):
    f.write("%12.4f, %12.4f, %12.4f, %12.4f, %12.4f, %12.4f, %12.4f\n"
    % (MD_print[i], VL_print[i], P_print[i], Cs_print[i], Vb_print[i], Ah_print[i], h_print[i]))
f.close()

```

**Construcción de gráficos**

```

import plotly
from plotly.offline import iplot, init_notebook_mode
from plotly.graph_objs import Scatter, Layout, Scatter3d, Figure
init_notebook_mode(connected=True)

iplot({"data": [Scatter(x=MD_print, y=VL_print)], "layout": Layout(title = "Velocidad de la capa heterogénea",
xaxis = dict(title = "Longitud del anular (m)"), yaxis = dict(title = "Velocidad (m/s)"),
shapes = [{ 'type': 'line', 'x0': 0, 'y0': 0, 'x1': MD[pasos-1], 'y1': 0, 'line': { 'color': 'rgb(105,105,105)',
'width': 1, }, }, ]})

```

```

iplot({"data": [Scatter(x=MD_print, y=P_print*0.000145038)], "layout": Layout(title = "Presión",
xaxis = dict(title = "Longitud del anular (m)"), yaxis = dict(title = "Presión (PSI)"),
shapes = [{ 'type': 'line', 'x0': 0, 'y0': 0, 'x1': 0, 'y1': P[0], 'line': { 'color': 'rgb(105,105,105)', 'width': 1, }, }, ]})

```

```

iplot({"data": [Scatter(x=MD_print, y=Cs_print)],
"layout": Layout(title = "Fracción de sólidos en la capa heterogénea",
xaxis = dict(title = "Longitud del anular (m)"), yaxis = dict(title = "Fracción de sólidos"),
shapes = [{ 'type': 'line', 'x0': 0, 'y0': 0, 'x1': MD[pasos-1], 'y1': 0, 'line': { 'color': 'rgb(105,105,105)',
'width': 1, }, }, ]})

```

```

iplot({"data": [Scatter(x=MD_print, y=Vb_print)], "layout": Layout(title = "Velocidad del lecho",
xaxis = dict(title = "Longitud del anular (m)"), yaxis = dict(title = "Velocidad (m/s)"),
shapes = [{ 'type': 'line', 'x0': 0, 'y0': 0, 'x1': MD[pasos-1], 'y1': 0, 'line': { 'color': 'rgb(105,105,105)',
'width': 1, }, }, ]})

```

```

ipplot({"data": [Scatter(x=MD_print,y=h_print,fill='tozeroy')],
"layout": Layout(title = "Altura relativa del lecho",
xaxis = dict(title = "Longitud del anular (m)"),
yaxis = dict(title = "Altura lecho/Diámetro pozo", range=[0, 1])),
shapes = [{ 'type': 'line','x0': 0,'y0': 1,'x1': MD[pasos-1],'y1': 1,'line': {'color': 'rgb(105, 105, 105)',
'width': 2,,},},
{ 'type': 'rect','x0': 0,'y0': (0.5*(Rw-Rt-E))/Rw,'x1': MD[pasos-1],'y1': (0.5*(Rw-Rt-E)+Rt)/Rw,
'line': {'color': 'rgba(68, 68, 68, 1)','width': 1,,,'fillcolor': 'rgba(68, 68, 68, 0.3)',},,]})

```

Los demás apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS.