

**OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS
ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS DE LA CUENCA CAUCA – PATÍA**

CAMILO ANDRÉS CÁRDENAS MEDINA

JOHN JAIRO SÁNCHEZ MARTÍNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA, SANTANDER**

2012

**OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS
ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS DE LA CUENCA CAUCA – PATÍA**

CAMILO ANDRÉS CÁRDENAS MEDINA

JOHN JAIRO SÁNCHEZ MARTÍNEZ

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

M. Sc. Emiliano Ariza León

DIRECTOR

Ing. Werney Machuca

CO – DIRECTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA, SANTANDER

2012

DEDICATORIA

A Dios por bendecirnos y brindarnos la oportunidad de alcanzar nuestras metas,
A mi familia, lo más importante de mi vida, por ser el más grande apoyo y ejemplo,
A mis amigos por siempre tener una palabra de aliento para brindarme,
A John Jairo, mas que un compañero de tesis un gran amigo,
Y por último a todos aquellos que hicieron posible la realización de éste proyecto.

Camilo Andrés Cárdenas Medina

DEDICATORIA

A Dios quien me guía por el camino de la vida,
A mi Papá y a mi Mamá quienes son lo más preciado en mi vida,
A mi familia en general que siempre estuvo pendiente de mí,
A aquellos que considero mis amigos por brindarme su amistad y apoyo incondicional,
A Camilo, mi amigo y compañero de tesis por el grandioso trabajo que desarrollamos,
Y finalmente a todos aquellos que me ayudaron a realizar de ésta meta una realidad.

John Jairo Sánchez Martínez

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Emiliano Ariza León, nuestro Director de Proyecto, por su guía y apoyo durante la elaboración de la tesis.

Al Ingeniero Werney Machuca, nuestro Co-Director de Proyecto, por su incondicional colaboración y guía durante el desarrollo de la tesis.

Al Proyecto de perforación de los pozos estratigráficos profundos de la cuenca Cauca – Patía, por la oportunidad brindada de vincular nuestra tesis.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y al convenio académico establecido con Landmark, Halliburton.

Y finalmente a todos quienes hicieron posible alcanzar los objetivos propuestos en nuestro proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	22
1.1. REGÍMENES DE FLUJO.	22
1.1.1. Flujo Tapón.	22
1.1.2. Flujo de Transición Tapón – Laminar.	22
1.1.3. Flujo Laminar.	23
1.1.4. Flujo de Transición Laminar – Turbulento.	23
1.1.5. Flujo Turbulento.	23
1.2. PROPIEDADES REOLÓGICAS.	25
1.2.1. Velocidad de Corte.	25
1.2.2. Esfuerzo de Corte.	26
1.2.3. Viscosidad.	26
1.2.4. Punto Cedente.	28
1.2.5. Esfuerzos de Gel.	29
1.3. MODELOS REOLÓGICOS.	30
1.3.1. Modelo de Newton.	30
1.3.2. Modelo Plástico de Bingham.	31
1.3.3. Ley de la Potencia.	32
1.3.4. Modelo de Herschel - Bulkley.	34
1.3.5. Comparación de los Modelos Reológicos.	34
2. HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN.	36
2.1. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE.	38

2.2.	PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA Y EN EL ESPACIO ANULAR.	39
2.3.	PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA BROCA DE PERFORACIÓN.	42
2.4.	PÉRDIDAS DE PRESIÓN TOTALES DEL SISTEMA DE CIRCULACIÓN.	43
3.	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA USANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE.	44
3.1.	SELECCIÓN MODULO HIDRÁULICA.	44
3.2.	SELECCIÓN DEL CASO.	45
3.2.1.	Hole Section Editor.	45
3.2.2.	String Editor.	46
3.2.3.	Fluid Editor.	47
3.2.4.	Circulating System.	48
3.3.	SELECCIÓN DEL PARÁMETRO.	49
3.3.1.	Rates.	49
3.4.	REPORTE DE RESULTADOS.	50
4.	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO ANH-PATÍA-1-ST-P SELECCIONADO COMO CASO DE ESTUDIO.	53
4.1.	OBJETIVOS DEL POZO ANH-PATÍA-1-ST-P.	54
4.1.1.	Objetivos Específicos.	54
5.	SELECCIÓN Y RECOLECCIÓN DE DATOS.	56
5.1.	SELECCIÓN DE DATOS.	56
5.2.	RECOLECCIÓN DE DATOS.	58
5.2.1.	Predicción de las pérdidas de presión en el sistema.	58
5.2.2.	Simulación de las pérdidas de presión en el sistema.	60
6.	PREDICCIÓN Y SIMULACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL	63

SISTEMA.	
6.1.	SIMULACIÓN SECCIÓN No.1 A 775 ft. 66
6.2.	SIMULACIÓN SECCIÓN No.2 A 3500 ft. 68
6.3.	SIMULACIÓN SECCIÓN No.3 A 5925 ft. 69
6.4.	SIMULACIÓN SECCIÓN No.4 A 7827 ft. 71
6.5.	PREDICCIÓN Y SIMULACIÓN SECCIÓN No.4 A 11000 ft. 72
7.	ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN SIMULADAS EN EL SISTEMA Y LA PRESIÓN EN EL STAND PIPE. 75
7.1.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.1 A 775 ft. 75
7.2.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.2 A 3500 ft. 77
7.3.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.3 A 5925 ft. 79
7.4.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.4 A 7827 ft. 81
7.5.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PREDICCIÓN SECCIÓN No.4 A 11000 ft. 83
7.6.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.4 A 11000 ft. 85
8.	EVALUACIÓN DEL MODELO REOLÓGICO QUE MEJOR DESCRIBE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DEL POZO ANH-PATÍA- 1-ST-P. 88
9.	METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN POR COMPORTAMIENTO REOLÓGICO. 92
9.1.	RECOLECCIÓN DE DATOS. 92

9.2. SIMULACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN DEL SISTEMA.	93
9.3. MEDICIÓN DE PRESIONES EN EL STAND PIPE.	94
9.4. COMPARACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES Y LAS PRESIONES DEL STAND PIPE.	94
9.5. ANÁLISIS DE LA DIFERENCIA ENTRE LAS PRESIONES SIMULADAS Y LAS PRESIONES DEL STAND PIPE.	94
CONCLUSIONES	96
RECOMENDACIONES	98
BIBLIOGRAFÍA	99
ANEXOS	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Regímenes de flujo.	24
Figura 2: Perfil de velocidad de un fluido dentro de una tubería.	25
Figura 3: Modelo reológico de Newton.	31
Figura 4: Modelo reológico plástico de Bingham.	32
Figura 5: Ley de la potencia en coordenadas cartesianas.	33
Figura 6: Ley de la potencia en coordenadas logarítmicas.	33
Figura 7: Modelo reológico de Herschel - Bulkley.	34
Figura 8: Gráfica comparativa de los modelos reológicos.	35
Figura 9: Sistema de circulación.	36
Figura 10: Procedimiento para el cálculo de las pérdidas de presión en el sistema.	37
Figura 11: Selección modulo hidráulica.	44
Figura 12: Listado de opciones del ítem CASE.	45
Figura 13: Selección del ítem HOLE SECTION EDITOR.	45
Figura 14: Ejemplo de la plantilla del ítem HOLE SECTION EDITOR.	46
Figura 15: Selección del ítem STRING EDITOR.	46
Figura 16: Ejemplo de la plantilla del ítem STRING EDITOR.	47
Figura 17: Ejemplo de la plantilla del ítem FLUID EDITOR.	48
Figura 18: Ejemplo de la plantilla del ítem CIRCULATING SYSTEM.	49
Figura 19: Selección del ítem RATES.	50
Figura 20: Ejemplo de la plantilla del ítem RATES.	50
Figura 21: Selección del ítem PLOT – PRESSURE LOSS.	51
Figura 22: Ejemplo de la plantilla del ítem PLOT – PRESSURE LOSS.	51
Figura 23: Selección del ítem REPORTS.	52

Figura 24: Locación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.	54
Figura 25: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.	64
Figura 26: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 775 ft.	67
Figura 27: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 3500 ft.	69
Figura 28: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 5925 ft.	70
Figura 29: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 7827 ft.	72
Figura 30: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 11000 ft.	74
Figura 31: Error porcentual de las pérdidas de presión a 775 ft en hueco abierto.	76
Figura 32: Reograma a 775 ft en hueco abierto.	77
Figura 33: Error porcentual de las pérdidas de presión a 3500 ft.	78
Figura 34: Reograma a 3500 ft.	79
Figura 35: Error porcentual de las pérdidas de presión a 5925 ft.	80
Figura 36: Reograma a 5925 ft.	81
Figura 37: Error porcentual de las pérdidas de presión a 7827 ft.	82
Figura 38: Reograma a 7827 ft.	83
Figura 39: Error porcentual de las pérdidas de presión a 11000 ft (Predicción).	85
Figura 40: Error porcentual de las pérdidas de presión a 11000 ft (Simulación).	86
Figura 41: Reograma a 11000 ft (Simulación).	87
Figura 42: Modelo reológico representativo para cada sección.	89
Figura 43: Modelo reológico general para todas las secciones.	91
Figura 44: Metodología para la optimización de la hidráulica de perforación.	93

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Configuraciones del equipo de superficie.	38
Tabla 2: Cálculo de las pérdidas de presión en el equipo de superficie.	38
Tabla 3: Cálculos de las pérdidas de presión en la tubería y en el espacio anular según el Modelo Plástico de Bingham.	39
Tabla 4: Cálculos de las pérdidas de presión en la tubería y en el espacio anular según el Modelo de la Ley de la Potencia.	40
Tabla 5: Cálculos de las pérdidas de presión en la tubería y en el espacio anular según el Modelo de Herschel - Bulkley.	41
Tabla 6: Cálculos de las pérdidas de presión en la broca de perforación.	43
Tabla 7: Información general del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.	53
Tabla 8: Información necesaria para calcular las pérdidas de presión en el sistema.	56
Tabla 9: Contenido general del Programa Preliminar de Perforación.	58
Tabla 10: Fuentes de información utilizada en la simulación de las pérdidas de presión.	60
Tabla 11: Selección de la configuración del equipo de superficie.	61
Tabla 12: Configuración seleccionada del equipo de superficie.	62
Tabla 13: Operaciones desarrolladas en el pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.	64
Tabla 14: Reporte de resultados de la simulación sección No.1 a 775 ft.	66
Tabla 15: Reporte de resultados de la simulación sección No.2 a 3500 ft.	68
Tabla 16: Reporte de resultados de la simulación sección No.3 a 5925 ft.	69
Tabla 17: Reporte de resultados de la simulación sección No.4 a 7827 ft.	71
Tabla 18: Reporte de resultados de la predicción y simulación sección No.4 a 11000 ft.	73
Tabla 19: Cálculo de errores de las pérdidas de presión a 775 ft en hueco	76

abierto.

Tabla 20: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 3500 ft.	78
Tabla 21: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 5925 ft.	80
Tabla 22: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 7827 ft.	82
Tabla 23: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 11000 ft (Predicción).	84
Tabla 24: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 11000 ft (Simulación).	85
Tabla 25: Modelo reológico representativo para cada sección.	88
Tabla 26: Modelo reológico general para todas las secciones.	90

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A: Prueba de pérdidas de presión en el equipo de superficie.	101
Anexo B: Inclinación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.	102
Anexo C: Ficha técnica del BHA utilizado a 775 ft.	103
Anexo D: Ficha técnica del BHA utilizado a 3500 ft.	104
Anexo E: Ficha técnica del BHA utilizado a 5925 ft.	105
Anexo F: Ficha técnica del BHA utilizado a 7827 ft.	106
Anexo G: Ficha técnica del BHA utilizado a 11000 ft.	107

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS DE LA CUENCA CAUCA – PATÍAⁱ.

AUTORES: CAMILO ANDRÉS CÁRDENAS MEDINA

JOHN JAIRO SÁNCHEZ MARTÍNEZⁱⁱ

PALABRAS CLAVES: hidráulica, reología, modelos reológicos, optimización, presión del standpipe, pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

DESCRIPCIÓN:

La predicción del comportamiento hidráulico de un pozo es una de las etapas de la planeación de un proyecto de perforación donde se calculan las pérdidas de presión del sistema, estos cálculos pueden diferir del comportamiento real. Por tal razón, es importante aumentar la exactitud de los resultados, para garantizar el éxito de las decisiones que se tomen a partir de estos.

La optimización de la hidráulica que se desarrolló en este proyecto consistió en realizar un análisis comparativo de las pérdidas de presión simuladas con cada uno de los modelos reológicos empleando una herramienta software y las presiones del standpipe del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, encontrando así el modelo reológico que más se ajusta al comportamiento real.

Éste trabajo inició con la selección y recolección de la información necesaria para realizar la simulación de las pérdidas de presión en el sistema, al mismo tiempo que se registraron las presiones del standpipe del pozo. Posteriormente, se desarrollaron los cálculos de las pérdidas de presión con cada uno de los modelos reológicos existentes empleando una herramienta software, y así se realizó un análisis comparativo entre las pérdidas de presión simuladas en el sistema y la presión en el standpipe, encontrando el modelo reológico que más representó al comportamiento del pozo. A partir de los resultados se planteó una metodología que puede implementarse en otros proyectos de perforación con el objetivo de monitorear periódicamente las presiones en el standpipe respecto las presiones simuladas con el modelo reológico más exacto, permitiendo detectar posibles problemas operacionales.

ⁱ Trabajo de Grado.

ⁱⁱ Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Emiliano Ariza León. Co – Director: Ing. Werney Machuca.

ABSTRACT

TÍTULO: DRILLING HYDRAULICS OPTIMIZATION OF THE STRATIGRAFIC DEEP WELLS IN THE CAUCA – PATIA’S BASINⁱ.

AUTHORS: CAMILO ANDRÉS CÁRDENAS MEDINA

JOHN JAIRO SÁNCHEZ MARTÍNEZⁱⁱ

KEY WORDS: hydraulics, rheology, rheological models, optimization, standpipe pressure, well ANH-PATÍA-1-ST-P.

DESCRIPTION:

The prediction of the well’s hydraulic behavior is one of the steps of a drilling project planning where standpipe pressure is calculated, these calculus can defer from the actual behavior or values. Therefore, it is important to increase the exactitude of those results in order to guarantee the success of the decisions that will be made in base on them.

The optimization of the hydraulics developed in this project consisted in doing a comparative analysis between the simulated standpipe pressure with each one of the rheological models and the standpipe pressure of the case study well ANH-PATÍA-1-ST-P, thus finding the rheological model that best matches the actual behavior of the well.

This project began with the selection and recollection of the necessary input data to simulate the standpipe pressures in the system, at the same time that the actual standpipe pressures of the well were registered. Thereafter, the calculus of the standpipe pressure with each one of the rheological models were performed using a specific software tool, and then, a comparative analysis between the simulates standpipe pressure and the standpipe pressure of the case study well ANH-PATÍA-1-ST-P was done, finding in that way, the rheological model that best describes the real behavior of the well. Afterward, in base of the results, a methodology that can be used in any drilling project was established, with the objective to inspect constantly the standpipe pressures respect those ones simulated, and thereby allowing detecting possible operational problems.

ⁱ Degree Project.

ⁱⁱ Physical – Chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Emiliano Ariza León. Co – Director: Eng. Werney Machuca.

INTRODUCCIÓN

La hidráulica es fundamental dentro del diseño y perforación de un pozo, debido a que desarrolla funciones tales como la limpieza del hueco, lubricación de la broca y la más importante que es mantener la presión estable del sistema. Por tanto, el estudio de la hidráulica de perforación ha constituido uno de los frentes de investigación más importantes en la actualidad dentro de la industria de los hidrocarburos con el objetivo de mejorar la operación de perforación del pozo y disminución de costos operacionales.

La predicción del comportamiento hidráulico de un pozo es una de las etapas de la planeación de un proyecto de perforación donde se calculan las pérdidas de presión del sistema, estos cálculos pueden diferir del comportamiento real. Por tal razón, es importante aumentar la exactitud de los resultados, para garantizar el éxito de las decisiones que se tomen a partir de estos.

La optimización de la hidráulica que se desarrolló en este proyecto consistió en realizar un análisis comparativo de las pérdidas de presión simuladas con cada uno de los modelos reológicos empleando una herramienta software y las presiones del stand pipe del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, encontrando así el modelo reológico que más se ajusta al comportamiento real.

Éste trabajo inició con la selección y recolección de la información necesaria para realizar la simulación de las pérdidas de presión en el sistema, al mismo tiempo que se registraron las presiones del stand pipe del pozo. Posteriormente, se desarrollaron los cálculos de las pérdidas de presión con cada uno de los modelos reológicos existentes empleando una herramienta software, y así se realizó un análisis comparativo entre las pérdidas de presión simuladas en el sistema y la presión en el stand pipe, encontrando el modelo reológico que más representó al comportamiento del pozo. A partir de los resultados se planteó una metodología que puede implementarse en otros proyectos de perforación con el objetivo de monitorear periódicamente las presiones en el stand pipe respecto las presiones simuladas con el modelo reológico más exacto, permitiendo detectar posibles problemas operacionales.

1. REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La reología, es la ciencia que estudia la deformación y el flujo de la materia, junto a los conceptos de viscosidad, velocidad y esfuerzo de corte, son de gran importancia para poder comprender el comportamiento del flujo de fluidos a través de la tubería como del espacio anular. De igual forma las propiedades reológicas afectan directamente la hidráulica, motivo por el cual, estas deben ser revisadas y controladas constantemente para asegurar el mejor desempeño de la operación de perforación.

1.1. REGÍMENES DE FLUJO

Desde 1883, cuando Osborne Reynolds realizó experimentos con diferentes líquidos fluyendo a través de tubos de vidrio, se emplea el término de Régimen de Flujo para describir el comportamiento de los fluidos. Los flujos pueden ser laminar, de transición, turbulento o de tapón (ver figura 1), dependiendo principalmente de la velocidad, densidad y viscosidad del fluido, como del tamaño y forma del canal de flujo. Conocer el régimen de flujo de los fluidos de perforación durante el proceso de perforación es de gran importancia porque estos afectan directamente sobre parámetros como pérdidas de presión, limpieza y estabilidad del pozo¹.

1.1.1. Flujo Tapón

Cuando se excede la resistencia que oponen los fluidos de perforación al movimiento (esfuerzo de cedencia verdadero), el flujo comienza con forma de un tapón sólido. El flujo tapón se caracteriza por poseer la misma velocidad a través del diámetro de la tubería o del espacio anular, excepto para las capas de fluido que están en contacto con las paredes, donde la velocidad es cero. El flujo tapón se presenta cuando los caudales son extremadamente bajos.

1.1.2. Flujo de Transición Tapón – Laminar

El flujo de transición entre el flujo tapón y el laminar se presenta a medida que el caudal se incrementa, los efectos de “fricción” comenzarán afectar las capas dentro del fluido y

¹ BAKERHUGHES Company. Drilling Reference Manual, 2006. Capítulo 9. 13p.

así, a reducir el tamaño del tapón en el centro del flujo. El perfil de velocidad se caracteriza por ser plano a través del tapón, donde existe la mayor velocidad, y decaerá a medida que se acerca a las capas en contacto con la pared del conducto, donde la velocidad es cero².

1.1.3. Flujo Laminar

El flujo laminar se presenta a medida que el caudal aumenta, disminuyendo de tal forma el tapón central hasta obtener la forma de una parábola. El movimiento del fluido se presenta de forma paralela a las paredes del canal, en forma de capas concéntricas y telescópicas cuya velocidad aumenta de capa en capa hacia el centro, por lo tanto, todo el fluido a través de la tubería o del espacio anular se moverá en la dirección del flujo, pero a diferentes velocidades. Los parámetros reológicos del lodo son importantes para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en flujo laminar, debido que la fricción entre el fluido y las paredes del canal es menor en este tipo de flujo.

1.1.4. Flujo de Transición Laminar – Turbulento

El flujo de transición laminar - turbulento es aquella región en la que el movimiento del fluido posee las características tanto del flujo laminar como del turbulento. El cambio de flujo laminar a turbulento ocurre al valor de velocidad crítica del fluido y es controlado por la relativa importancia de las fuerzas viscosas como de las fuerzas inerciales en el flujo. La razón entre las fuerzas inerciales y viscosas representa el Número de Reynolds, valor adimensional que indica el tipo de flujo del fluido. Si el Número de Reynolds es menor o igual a 2000 el flujo será laminar, mayor o igual a 4000 turbulento, y entre 2000 y 4000 será flujo de transición.

$$Re = \frac{VD\rho}{\mu}$$

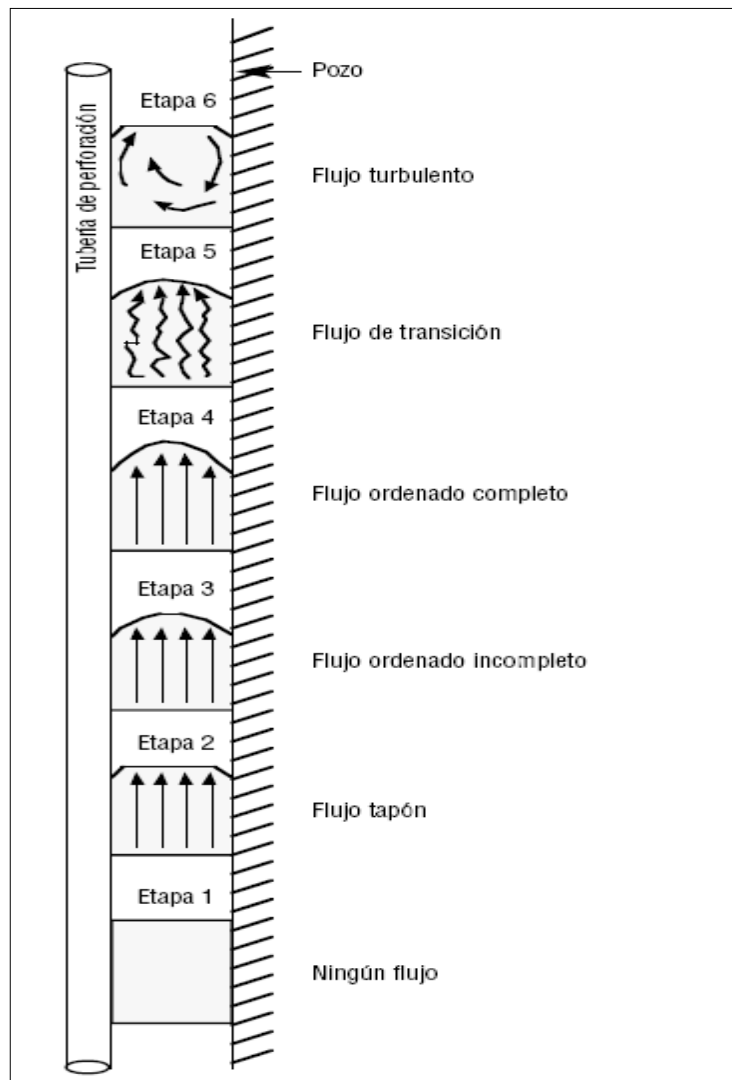
Donde V es la velocidad promedio del fluido, D es el diámetro de la tubería o del espacio poroso, ρ es la densidad del fluido y μ es la viscosidad del fluido.

1.1.5. Flujo Turbulento

² HALLIBURTON COMPANY. Manual de Fluidos Baroid, 1999. Capítulo 9. 6p.

Cuando el caudal sigue incrementando, el flujo laminar se descompone totalmente y el fluido tiene un flujo vorticial y desordenado. El movimiento del fluido sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería en una dirección, pero la dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa del fluido. Los parámetros reológicos del lodo no son de gran relevancia para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en flujo turbulento, debido que la fricción entre el fluido y las paredes del canal es mayor en este tipo de flujo. Debido a lo anterior se puede inferir que, la presión de la bomba necesaria para mover un fluido en flujo turbulento será mucho mayor que si está en flujo laminar.

Figura 1: Regímenes de flujo.



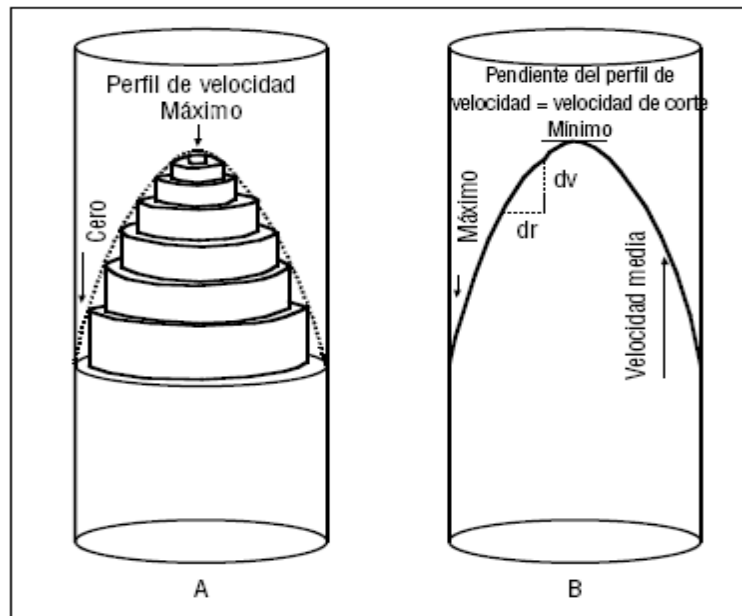
Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 19p.

1.2. PROPIEDADES REOLÓGICAS

1.2.1. Velocidad de Corte

La velocidad de corte o “shear rate” en inglés, es un gradiente de velocidad medido a través del diámetro de la tubería o del espacio anular. La razón de cambio de velocidad con la distancia dv/dr (velocidad de corte) es la pendiente del perfil de velocidad en cualquier punto dentro de la tubería. La pendiente del perfil de velocidad alcanza su nivel máximo en la pared de la tubería y disminuye hasta cero en el centro de la tubería. Por lo tanto, la velocidad de corte es máxima en la pared y nula en el centro de la tubería (ver figura 2)³.

Figura 2: Perfil de velocidad de un fluido dentro de una tubería.



Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 10p.

De la figura 2 se deduce directamente la fórmula para determinar la velocidad de corte de la siguiente manera:

$$\text{Velocidad de Corte} = \gamma = \frac{dv}{dr} \left[\frac{1}{\text{seg}} \right]$$

³ MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 10p.

Igualmente se puede determinar la velocidad de corte utilizando datos del viscosímetro rotacional, donde ω es igual a la velocidad rotacional RPM y el factor 1,703 se deriva de la geometría del viscosímetro.

$$\gamma = 1,703 * \omega \left[\frac{1}{seg} \right]$$

Dentro de un sistema de circulación, la velocidad de corte depende de la velocidad promedio del fluido en la geometría en que está fluyendo. Por lo tanto, las velocidades de corte son mayores en las geometrías pequeñas (tuberías de perforación y boquillas de la broca) y menores en las geometrías grandes (como en el espacio anular).

1.2.2. Esfuerzo de Corte

El esfuerzo de corte o “shear stress” en inglés, es la fuerza que se opone al flujo cuando un fluido está fluyendo, por lo tanto, se puede describir como una fuerza de fricción que se presenta cuando una capa del fluido se desplaza encima de otra (ver figura 2). De igual forma el esfuerzo de corte se define como la fuerza necesaria para mantener constante la velocidad de corte. El esfuerzo de corte, τ , se expresa en unidades de fuerza [lb-f] por unidad de área [100 ft²], y se determina por medio de la lectura del viscosímetro para determinada velocidad rotacional, Θ , multiplicándose por un factor de conversión igual a 1,0678.

$$\text{Esfuerzo de corte} = 1,0678 * \Theta \left[\frac{lb}{100ft^2} \right]$$

Las velocidades de corte más altas generan una mayor resistencia al flujo entre las capas del fluido, por lo tanto, los esfuerzos de corte en la columna de perforación (donde hay mayores velocidades de corte) superan los del espacio anular (donde las velocidades de corte son menores).

1.2.3. Viscosidad

La viscosidad es la resistencia de un fluido a fluir y se define como la razón entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Las unidades de viscosidad en el sistema métrico son dinas por segundo sobre centímetro cuadrado, denominadas Poise, pero

como un Poise es una viscosidad relativamente grande, entonces generalmente se expresa en centiPoise [cP]⁴.

$$\text{Viscosidad} = \mu = \frac{\tau}{\gamma} [\text{Poise}]$$

Viscosidad Efectiva

El término de viscosidad efectiva (μ_e) se usa para expresar la viscosidad medida o calculada a determinada velocidad de corte, presión y temperatura correspondientes al flujo en condiciones de pozo o de tubería. Los valores de viscosidad efectiva serán menores en geometrías de menor diámetro como la tubería de perforación y las boquillas de la broca, mientras que en geometrías de mayor diámetro como en el espacio anular serán mucho mayores. Las unidades para expresar la viscosidad efectiva son los centiPoise [cP].

Viscosidad Aparente

La viscosidad efectiva a veces es llamada viscosidad aparente (VA). La viscosidad aparente se determina por medio de la indicación del viscosímetro de lodo a 300 RPM ($\Theta 300$) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM ($\Theta 600$). Cabe indicar que ambos valores de viscosidad aparente concuerdan con la siguiente fórmula de viscosidad:

$$\text{Viscosidad Aparente} = VA = \frac{300 * \theta}{\omega} [cP]$$

Donde el término Θ es la lectura del viscosímetro rotacional y ω indica la velocidad rotacional del viscosímetro.

Viscosidad Plástica

La viscosidad plástica se define como la resistencia al flujo relacionada con la fricción mecánica que es causada por la concentración, tamaño y forma de los sólidos, la viscosidad de la fase líquida, la presencia de algunos polímeros de cadenas largas y la

⁴ MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 2p.

relación agua-aceite en fluidos de emulsión inversa. La viscosidad plástica (VP) en centipoise [cP] se calcula a partir de los datos del viscosímetro de la siguiente forma:

$$\text{Viscosidad Plástica} = VP = \theta 600 - \theta 300 [cP]$$

En el campo, la viscosidad plástica se considera como una guía para el control de sólidos, pues esta incrementa conforme el porcentaje volumétrico de sólidos aumenta o si el porcentaje volumétrico permanece constante pero el tamaño de partículas disminuye, se genera un aumento del área superficial y por consiguiente de la viscosidad plástica.

Como regla general, la viscosidad plástica debería ser mantenida al nivel más bajo posible en todos los casos, porque una baja VP puede aumentar la energía proporcionada a la broca, mejorar el flujo en el espacio anular para la limpieza del pozo, y reducir el uso y desgaste de los equipos, así como el consumo de combustible.

1.2.4. Punto Cedente

El punto cedente (PC) o “Yield Point” (YP) en inglés, es el segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, y se define como la resistencia inicial al flujo debido a las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido, en donde estas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente depende de tres principales factores, las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, la concentración volumétrica de los sólidos y el ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido).

El punto cedente expresado en unidades de libras por 100 pies cuadrados [lb/100 ft²] se calcula a partir de los datos del viscosímetro rotacional, utilizando cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Punto Cedente} = PC = (2 * \theta 300) - \theta 600 \left[\frac{Lb}{100ft^2} \right]$$

$$\text{Punto Cedente} = PC = \theta 300 - VP \left[\frac{Lb}{100ft^2} \right]$$

1.2.5. Esfuerzos de Gel

El esfuerzo de gel y el punto cedente son medidas de las fuerzas de atracción en un sistema de fluido. El esfuerzo de gel inicial mide las fuerzas de atracción estáticas, mientras que el punto cedente mide las fuerzas de atracción dinámicas.

Las indicaciones de esfuerzo de gel tomadas con el viscosímetro rotacional a intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos de reposo para las situaciones críticas, proporcionan una medida del grado de tixotropía (propiedad de algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte) presente en el fluido. La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico. Es decir que cualquier cosa que fomente o impida el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido. Una variación amplia entre la indicación inicial de gel y las indicaciones de gel a 10 o 30 minutos constituye la formación de geles progresivos e indica la acumulación de sólidos. Si las indicaciones de gel inicial y a 10 minutos son altas y muestran muy pocas diferencias entre ellas, esto representa la formación de geles instantáneos y puede indicar que la floculación ha ocurrido.

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de resistencia de gel, son importantes para la suspensión de recortes y de material densificante. La gelificación no se debe dejar llegar a un punto más alto del que se necesita para cumplir esas funciones ya que resistencias de gel excesivas pueden causar complicaciones como las siguientes:

- Retención de aire o gas en el lodo.
- Reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos.
- Excesiva succión al sacar la tubería.
- Excesiva sobrepresión al introducir la tubería.
- Incapacidad de hacer llegar las herramientas de registro hasta el fondo.

1.3. MODELOS REOLÓGICOS

Los modelos reológicos son modelos matemáticos que permiten describir y caracterizar el comportamiento del flujo de fluidos por medio de la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, con ayuda de los reogramas, que son representaciones gráficas del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte.

De acuerdo al comportamiento de la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, se clasifican los fluidos en dos grupos, los fluidos newtonianos que son aquellos en los que la relación permanece constante (como el agua y petróleos livianos), y los fluidos no newtonianos en los que la relación de velocidad de corte y esfuerzo de corte es mucho más compleja (como la mayoría de los fluidos de perforación). Una relación generalizada del comportamiento de los fluidos no newtonianos aún no se ha desarrollado, pero sí se han propuesto diferentes modelos matemáticos (modelo plástico de Bingham, Ley de la Potencia, Herschel - Bulkley, modelo de Casson y el modelo de Robertson – Stiff). Estos modelos matemáticos no describen exactamente el comportamiento de los fluidos no newtonianos.

A pesar del conocimiento reológico de los distintos modelos, se necesita de gran experiencia en este campo de estudio para poder entender completamente el comportamiento de los fluidos⁵.

1.3.1. Modelo de Newton

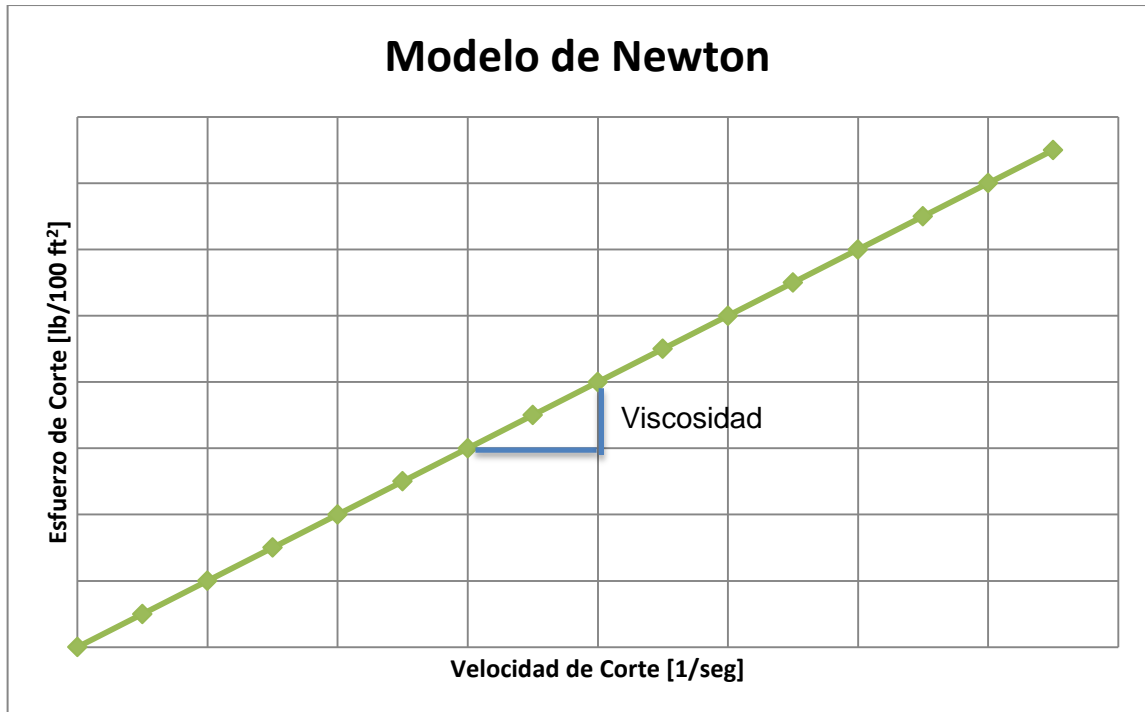
El modelo de Newton es aquel que representa el comportamiento de los fluidos en flujo laminar en los que existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, en donde la constante de proporcionalidad es la viscosidad, la cual permanece constante siempre y cuando las condiciones de presión y temperatura no varíen (ver figura 3)⁶.

$$\tau = \mu * \gamma$$

⁵ BAKERHUGHES Company. Drilling Reference Manual, 2006. Capítulo 9. 3p

⁶ SCHLUMBERGER Company. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – fluidos e hidráulica de la perforación. 9p.

Figura 3: Modelo reológico de Newton.



Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 9p.

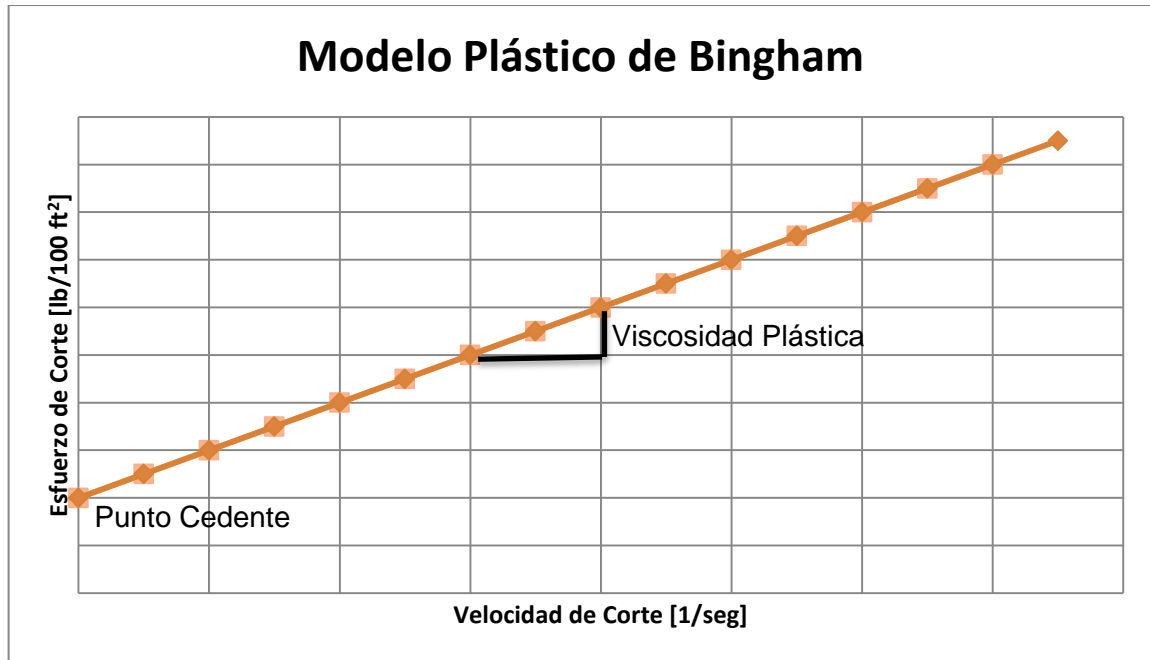
Algunos ejemplos de fluidos que se comportan según el modelo de Newton son el agua, la glicerina y el aceite liviano.

1.3.2. Modelo Plástico de Bingham

El modelo plástico de Bingham es usado ampliamente en el campo para aproximar el comportamiento pseudoplástico (bajas viscosidades a altas velocidades de corte y viceversa) de los fluidos de perforación cuando presentan flujo laminar. Este modelo supone un comportamiento lineal de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, en donde la constante de proporcionalidad será la viscosidad plástica (μ_p), pero en lugar de la línea recta cruzar el origen como sucede con los fluidos Newtonianos, esta corta el eje Y en el valor mínimo de esfuerzo de corte, conocido como “yield point” o punto cedente (τ_o), que se debe aplicar para que empiece a fluir el fluido (ver figura 4).

$$\tau = (\mu_p * \gamma) + \tau_o$$

Figura 4: Modelo reológico plástico de Bingham.



Fuente: RABIA, Hussain. Well engineering and construction. 243 p.

El comportamiento hidráulico descrito por el modelo matemático de Bingham para bajas velocidades de corte suele tener diferencias con el comportamiento real del pozo, por lo tanto este modelo funciona de una mejor forma para altas velocidades de corte.

1.3.3. Ley de la Potencia

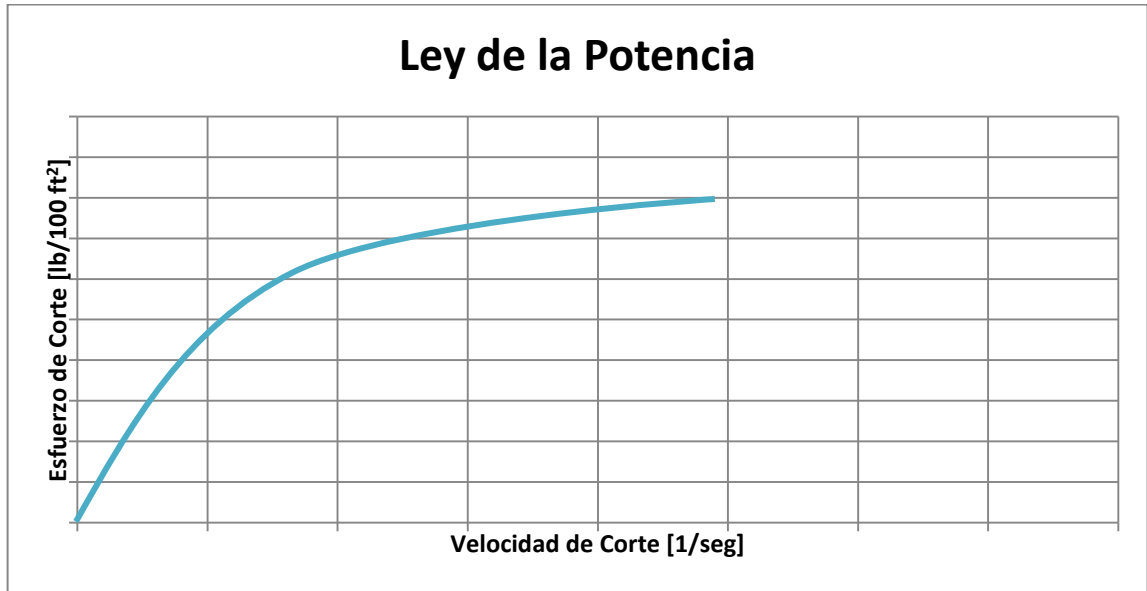
El modelo de ley de la potencia es usado para aproximar el comportamiento pseudoplástico de los fluidos de perforación, pero a diferencia del modelo de Bingham, este no supone una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte (ver figura 5 en coordenadas cartesianas).

$$\tau = k * \gamma^n$$

En donde K representa el índice de consistencia, que se define como un análogo de la viscosidad aparente del fluido, por lo tanto, altos valores del índice de consistencia significan que el fluido será espeso o viscoso. El término n es el índice de comportamiento de flujo, el cual indica el grado "newtonianidad" del fluido; si n es igual a 1 entonces el

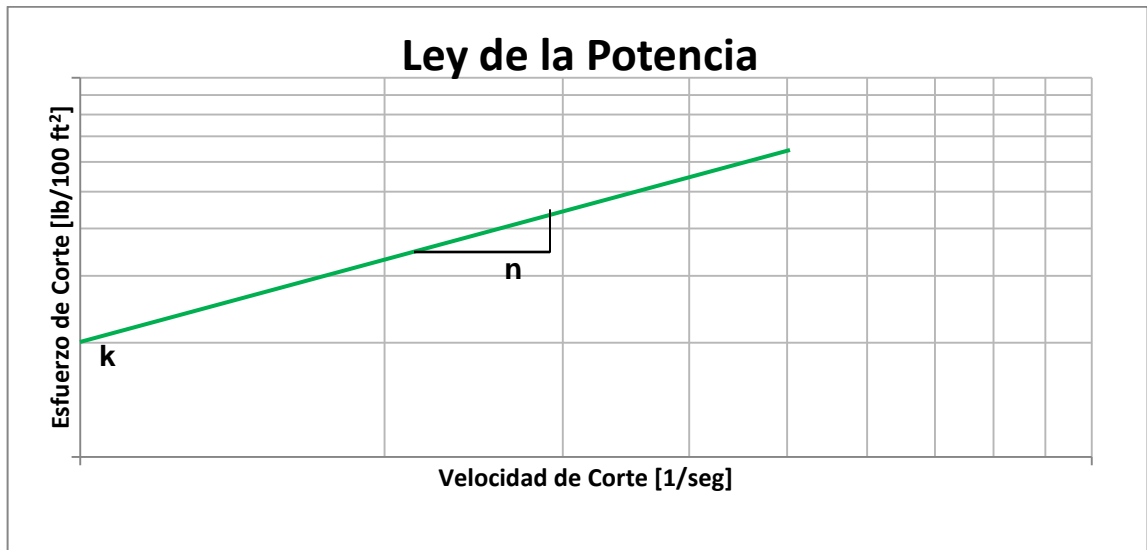
fluido se comporta como un fluido newtoniano, si es <1 , representa un fluido pseudoplástico, mientras que si es >1 , se comporta como un fluido dilatante (la viscosidad aumenta a medida que aumenta la velocidad de corte).

Figura 5: Ley de la potencia en coordenadas cartesianas.



Fuente: RABIA, Hussain. Well engineering and construction. 244 p.

Figura 6: Ley de la potencia en coordenadas logarítmicas.



Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 15p.

Una grafica de esfuerzo de corte contra velocidad de corte en coordenadas logarítmicas permitirá conocer los coeficientes “n” y “k”, los cuales son la pendiente de la línea y el corte con el eje Y respectivamente (ver figura 6).

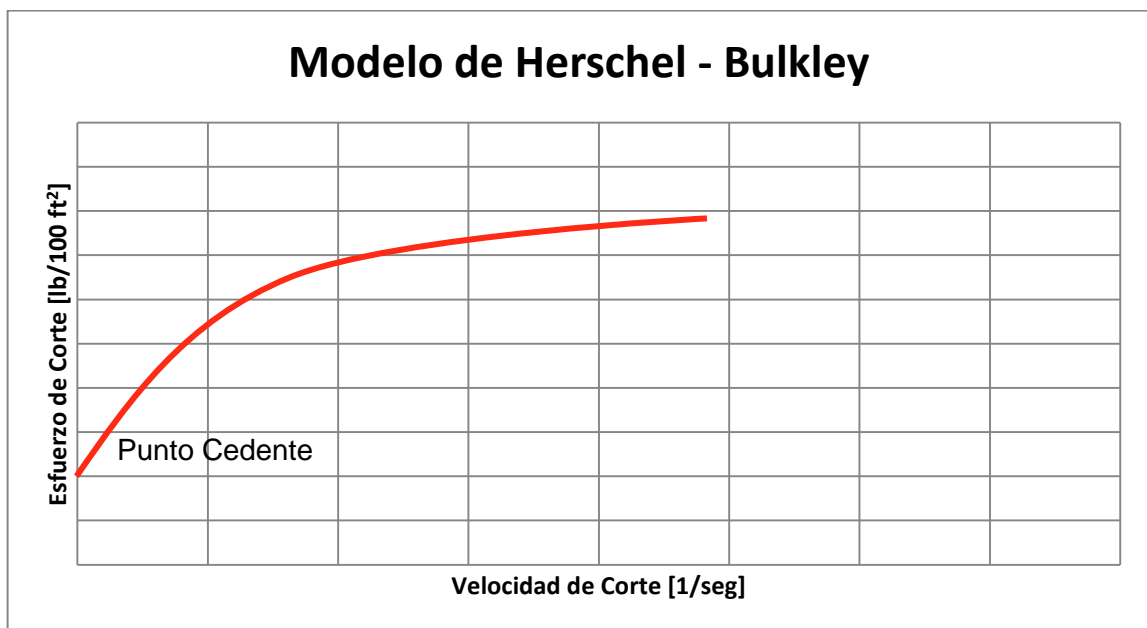
A diferencia del modelo plástico de Bingham, el modelo de la ley de la potencia describe de manera más exacta el comportamiento hidráulico a bajas velocidades de corte, pero excluye el esfuerzo de corte mínimo inicial, razón por la cual los resultados no serán confiables para velocidades de corte muy bajas.

1.3.4. Modelo de Herschel - Bulkley

El modelo de Herschel – Bulkley o también llamado “Ley de la Potencia Modificada” describe el comportamiento de la mayoría de los fluidos de perforación, ya que es el mismo modelo de la ley de la potencia, pero con el término del esfuerzo de corte mínimo inicial o yield point (τ_0) (ver figura 7).

$$\tau = (k * \gamma^n) + \tau_0$$

Figura 7: Modelo reológico de Herschel - Bulkley.



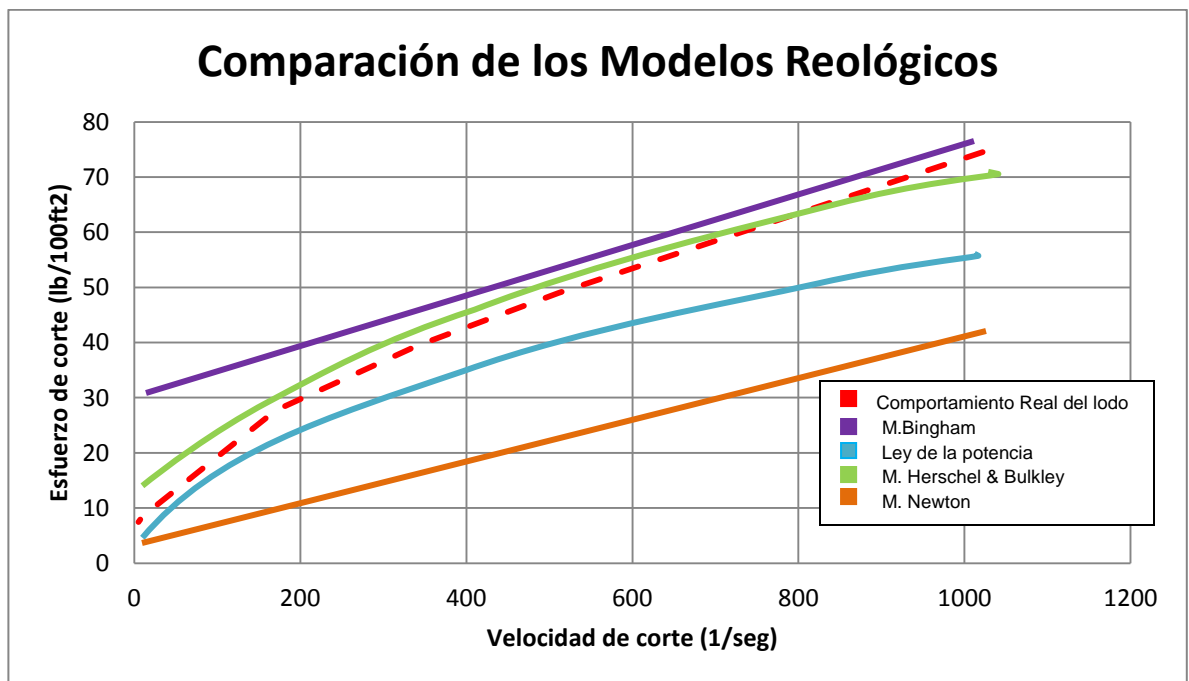
Fuente: RABIA, Hussain. Well engineering and construction. 245p.

El modelo de Herschel - Bulkley incluye tanto el modelo de Newton, el de Bingham como la ley de la potencia, pues si τ_0 es igual a cero, este se convierte en la ley de la potencia, ahora si τ_0 es igual a cero y n es igual a uno (1), este representa el modelo de Newton, y finalmente si solamente n es igual a uno (1), describe el modelo plástico de Bingham.

1.3.5. Comparación de los Modelos Reológicos

En la siguiente figura (figura 8) se presenta la comparación de los reogramas de los modelos reológicos de Newton, plástico de Bingham, ley de la potencia y Herschel – Bulkley⁷.

Figura 8: Gráfica comparativa de los modelos reológicos.



Fuente: RABIA, Hussain. Well engineering and construction. 242p.

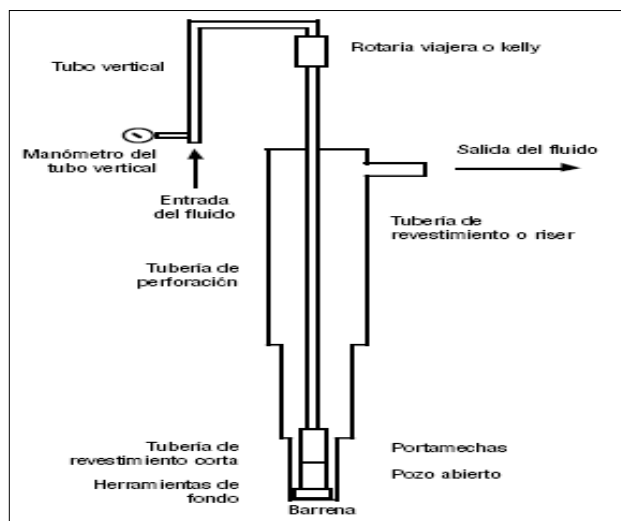
⁷ RABIA, Hussain. Well engineering and construction. 242p.

2. HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN

La potencia hidráulica necesaria para circular el fluido de perforación a través del sistema de circulación (ver figura 9), es directamente proporcional a las pérdidas de presión (debido a la resistencia al flujo por fricción) y al caudal de bombeo (galonaje) que se considera constante en todo el sistema, por lo tanto, las pérdidas de presión en cada parte del sistema resultan siendo el parámetro clave para determinar la potencia hidráulica necesaria para garantizar la máxima limpieza del pozo y la máxima tasa de penetración, para lo cual se hace necesario el estudio de la reología e hidráulica de perforación.

La reología y la hidráulica son estudios del comportamiento del fluido que están relacionados entre sí. Una vez que las propiedades reológicas para un fluido han sido determinadas y modeladas para predecir el comportamiento del flujo, se lleva a cabo la hidráulica de perforación, la cual se encarga de estudiar principalmente el efecto del fluido de perforación sobre las presiones del sistema, mediante ecuaciones que fueron desarrolladas basándose en los modelos reológicos existentes (Modelo Plástico de Bingham, Ley de la potencia y Herschel – Bulkley).

Figura 9: Sistema de circulación.

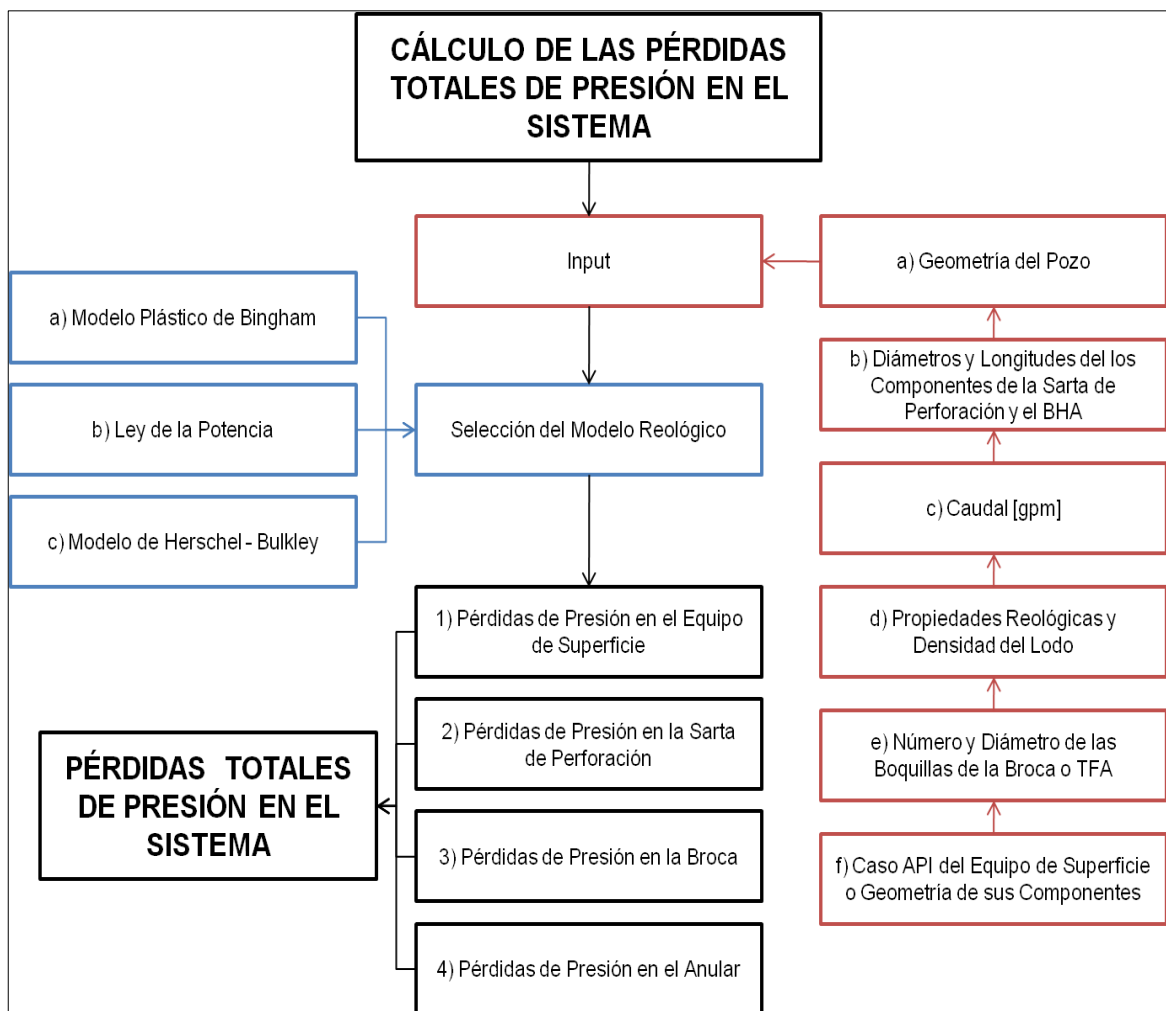


Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 23p.

El sistema de circulación de un pozo de perforación está compuesto principalmente por cuatro componentes; el equipo de superficie, la sarta de perforación, la broca de perforación y el espacio anular, donde cada uno de estos está sujeto a una caída de presión específica. La sumatoria de las caídas de presión de estos componentes representa las pérdidas totales de presión del sistema o la presión medida en el tubo vertical (standpipe pressure).

Una metodología para el cálculo de las pérdidas de presión del sistema de circulación se plantea en la figura 10.

Figura 10: Procedimiento para el cálculo de las pérdidas de presión en el sistema.



Fuente: AUTORES.

2.1. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE

Las pérdidas del equipo de superficie incluyen las pérdidas dentro del tubo vertical (standpipe), de la manguera (hose), de la unión giratoria (swivel) y de la kelly en el caso convencional; cuando se use topdrive, las dimensiones de este deben ser especificadas. Para realizar el cálculo es necesario conocer la geometría de estas conexiones superficiales, las más comunes se observan a continuación (ver tabla 1).

Tabla 1: Configuraciones del equipo de superficie.

Configuración	Tubo Vertical	Manguera	Unión Giratoria	Kelly	Lequiv 3,826 ID[in]	E	Csc
1	40 ft 3 in ID	45 ft 2 in ID	20 ft 2 in ID	40 ft 2,25 in ID	2600 ft	$2,5 \cdot 10^{-4}$	1
2	40 ft 3,5 in ID	55 ft 2,5 in ID	25 ft 2,5 in ID	40 ft 3,25 in ID	946 ft	$9,6 \cdot 10^{-5}$	0,36
3	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	25 ft 2,5 in ID	40 ft 3,25 in ID	610 ft	$5,3 \cdot 10^{-5}$	0,22
4	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	30 ft 3 in ID	40 ft 4 in ID	424 ft	$4,2 \cdot 10^{-5}$	0,15

Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 24p.

Conocida la geometría del equipo de superficie, ahora según el modelo reológico seleccionado se obtienen las pérdidas de presión con las ecuaciones presentes a continuación (ver tabla 2).

Tabla 2: Cálculo de las pérdidas de presión en el equipo de superficie.

Modelo Reológico	Pérdidas de presión [psi]	Constante
Bingham	$P_{equipo\ sup} = E * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * PV^{0.2}$	E
Ley de la Potencia	$P_{equipo\ de\ sup} = \frac{f_p * PV^2 * \rho}{92916 * ID} * L_{equivalente}$	$L_{equivalente}$
Herschel-Bulkley	$P_{equipo\ de\ sup} = Csc * \rho * \left(\frac{Q}{100}\right)^{1.86}$	Csc

Fuente: ARGÜELLO REY, Fabio Enrique y PRADA PALOMO, Katherine. Estudio técnico y elaboración de una herramienta de cálculo para el diseño de un sistema integrado de circulación para la perforación de pozos. Bucaramanga, 2011, 114 p.

Donde las variables implicadas son:

ρ : Densidad de lodo [lpg]

Q: Caudal o galonaje [gpm]

PV: Viscosidad Plástica @120 °F [cP]

ID: Diámetro interno [in]

f_p : Factor de Fricción de la tubería

2.2. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA Y EN EL ESPACIO ANULAR

Las pérdidas de presión dentro de la sarta o tubería de perforación y en el espacio anular se calculan según cada uno de los modelos reológicos. En las siguientes tablas se presentan las ecuaciones a utilizar de acuerdo a cada uno de los modelos, Modelo Plástico de Bingham, Ley Exponencial y Herschel – Bulkley respectivamente (ver tabla 3, 4 y 5).

Tabla 3: Cálculos de las pérdidas de presión en la tubería y en el espacio anular según el Modelo Plástico de Bingham.

	Dentro de la tubería (superficie, drill pipe y drill collar)	En el espacio anular
Velocidad de flujo promedio [ft/min]	$V_p' = \frac{24,5 * Q}{d^2}$	$V_a' = \frac{24,5 * Q}{Dh^2 - OD^2}$ $D_e = D_h - OD$
Velocidad crítica de flujo [ft/min]	$V_{cp}' = \frac{(97 * PV) + 97\sqrt{PV^2 + (8,2 * \rho * d^2 * YP)}}{\rho * d}$	$V_{ca}' = \frac{(97 * PV) + 97\sqrt{PV^2 + (6,2 * \rho * De^2 * YP)}}{\rho * De}$
Pérdidas de presión [psi]	Si $V_p' > V_{cp}'$ es flujo turbulento $P_p = \frac{8,91 * 10^{-5} * \rho^{0,8} * Q^{1,8} * PV^{0,2}}{d^{4,8}} * L$	Si $V_a' > V_{ca}'$ es flujo turbulento $P_p = \frac{8,91 * 10^{-5} * \rho^{0,8} * Q^{1,8} * PV^{0,2}}{De^3 * (Dh + OD)^{1,8}} * L$

	<p>Si $V_p < V_{cp}$ es flujo laminar</p> $P_p = \frac{L * PV * V_p'}{90000 * d^2} + \frac{L * YP}{225 * d}$	<p>Si $V_a < V_{ca}$ es flujo laminar</p> $P_p = \frac{L * PV * V_a'}{60000 * De^2} + \frac{L * YP}{225 * De}$
--	---	---

Fuente: RABIA, Hussain. Well engineering and construction. 247p.

Tabla 4: Cálculos de las pérdidas de presión en la tubería y en el espacio anular según el Modelo de la Ley de la Potencia.

	Dentro de la tubería (superficie, drill pipe y drill collar)	En el espacio anular
Cálculo de "n" y "k"	<p>Ley exponencial "n" en tuberías:</p> $n_p = 3,32 \log \frac{\theta 600}{\theta 300}$ <p>Índice a velocidades medias.</p>	<p>Ley exponencial "n" en anulares:</p> $n_a = 0,657 \log \frac{\theta 100}{\theta 3}$ <p>Índice a velocidades bajas.</p>
	<p>Índice de consistencia en tuberías:</p> $k_p = \frac{5,11 * \theta 600}{1022^{n_p}}$	<p>Índice de consistencia en anulares:</p> $k_a = \frac{5,11 * \theta 3}{5,11^{n_a}}$
Velocidad de flujo [ft/min]	$V_p = \frac{24,48 * Q}{d^2}$	$V_a = \frac{24,48 * Q}{Dh^2 - OD^2}$
Viscosidad Efectiva [cP]	$\mu_{ep} = 100 * k_p \left(\frac{1,6 * V_p}{d} \right)^{n_p - 1} * \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$	$\mu_{ea} = 100 * k_a \left(\frac{2,4 * V_a}{De} \right)^{n_a - 1} * \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$
Número de Reynolds	$N_{Re_p} = \frac{15,467 * V_p * d * \rho_{lodo}}{\mu_{ep}}$	$N_{Re_a} = \frac{15,467 * V_a * (De) * \rho_{lodo}}{\mu_{ea}}$
Factor de fricción "f"	<p>Si $N_{Re_p} > 2100$, es flujo turbulento.</p> $f_p = \frac{\left(\frac{\log n_p + 3,93}{50} \right)}{N_{Re_p}^{\left[\frac{1,75 - \log n_p}{7} \right]}}$	<p>Si $N_{Re_a} > 2100$, es flujo turbulento.</p> $f_p = \frac{\left(\frac{\log n_a + 3,93}{50} \right)}{N_{Re_a}^{\left[\frac{1,75 - \log n_a}{7} \right]}}$

	Si $N_{Rep} < 2100$, es flujo laminar . $f_p = \frac{16}{N_{Rep}}$	Si $N_{Rea} < 2100$, es flujo laminar . $f_a = \frac{24}{N_{Rea}}$
Pérdidas de Presión [psi]	$P_p = \frac{f_p * V_p^2 * \rho_{lodo}}{92916 * d} * L$	$P_a = \frac{f_a * V_a^2 * \rho_{lodo}}{92916 * (De)} * L$

Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 14 - 25 p.

Tabla 5: Cálculos de las pérdidas de presión en la tubería y en el espacio anular según el Modelo de Herschel - Bulkley.

	Dentro de la tubería (superficie, drill pipe y drill collar)	En el espacio anular
Cálculo de "n" y "K"	En función de valores del viscosímetro: $n = 3,32 * \log \frac{\theta 600 - \tau_y}{\theta 300 - \tau_y} \quad K = \frac{\theta 300 - \tau_y}{511^n}$ $\tau_y = (2 * \theta 3) - \theta 6$	
	En función de datos de reología del fluido. $n = 3,32 * \log \frac{2VP + Yp - \tau_y}{VP + Yp - \tau_y} \quad k = \frac{VP + Yp - \tau_y}{511^n}$ $\tau_y = (2 * \theta 3) - \theta 6$	
Velocidad de flujo [ft/min]	$V_p = \frac{24,48 * Q}{d^2}$	$V_a = \frac{24,48 * Q}{Dh^2 - OD^2}$
Corrección por geometría del pozo	$Ba = \left[\frac{(3 - \alpha) * n + 1}{(4 - \alpha) * n} \right] * \left[1 + \frac{\alpha}{2} \right]$ $\alpha=0$	$Ba = \left[\frac{(3 - \alpha) * n + 1}{(4 - \alpha) * n} \right] * \left[1 + \frac{\alpha}{2} \right]$ $\alpha=1$
Velocidad de corte en la pared	$\gamma_w = \frac{1,6 * V * Ba}{D_{Hidráulico}}$ $D_{Hidráulico} = Dh$	$\gamma_w = \frac{1,6 * V * Ba}{D_{Hidráulico}}$ $D_{Hidráulico} = Dh - OD$

Esfuerzo de corte en la pared	$\tau_f = \left(\frac{4 - \alpha}{3 - \alpha}\right)^n * \tau_y + k * \gamma_w^n$ $\tau_w = 1,066 * \tau_f$	$\tau_f = \left(\frac{4 - \alpha}{3 - \alpha}\right)^n * \tau_y + k * \gamma_w^n$ $\tau_w = 1,066 * \tau_f$
Número de Reynolds	<p>N_{ReG}: Número de Reynolds generalizado.</p> $N_{ReG} = \frac{\rho * V^2}{19,36 * \tau_w}$ <p>N_{CRe}: Número de Reynolds crítico.</p> $N_{CRe} = 3470 - 1370 * n$	
Factor de fricción "f"	<p>Flujo Laminar :</p> $f = \frac{16}{N_{ReG}}$	
	<p>Flujo Turbulento:</p> $f = \frac{a}{N_{ReG}^b}$ $a = \frac{\log(n) + 3,93}{50} \quad b = \frac{1,75 - \log(n)}{7}$	
Pérdidas de presión [psi]	$Pp = \frac{1.076 * \rho * f * V_p^2}{10^5 * d} * L$	$Pa = \frac{1.076 * \rho * f * V_a^2}{10^5 * (Dh - OD)} * L$

Fuente: ARGÜELLO REY, Fabio Enrique y PRADA PALOMO, Katherine. Estudio técnico y elaboración de una herramienta de cálculo para el diseño de un sistema integrado de circulación para la perforación de pozos. Bucaramanga, 2011, 117 p.

2.3. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA BROCA DE PERFORACIÓN

Las pérdidas de presión en la broca de perforación al contrario de las pérdidas en superficie, sarta de perforación y anular, ocurren por la acción de la fuerza de la

aceleración y no debido a la fricción⁸. Estas pérdidas se pueden calcular con las siguientes ecuaciones (ver tabla 6).

Tabla 6: Cálculos de las pérdidas de presión en la broca de perforación.

Pérdidas de Presión en la broca [psi]	$P_b = \frac{156 * \rho * Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2)^2}$ $P_b = \frac{Q^2 * \rho_{lodo}}{10858 * TFA}$
TFA Área de las boquillas [in²]	$TFA = \frac{\pi}{4} \left(\left[\frac{D_{n1}}{32} \right]^2 + \left[\frac{D_{n2}}{32} \right]^2 + \left[\frac{D_{n3}}{32} \right]^2 + \dots + \left[\frac{D_{ni}}{32} \right]^2 \right)$ $D_n = \sqrt{\frac{1304 * TFA}{N_n}}$ <p>Dn: Tamaño de las boquillas en múltiplos de 32 de pulgada. Nn: Número de boquillas.</p>
Porcentaje de pérdida de presión en la broca	$\% \Delta P_b = \frac{P_b}{P_{total}} * 100\%$

Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 14 - 25 p.

2.4. PÉRDIDAS DE PRESIÓN TOTALES DEL SISTEMA DE CIRCULACIÓN

Las pérdidas totales del sistema de circulación están comprendidas por la sumatoria de las pérdidas de presión en superficie, sarta de perforación, anular y broca de perforación.

$$P_{total\ del\ sistema\ [psi]} = P_{equipo\ sup.} + \sum P_p + \sum P_a + P_b$$

⁸ ADAMS, Neal J. Drilling Engineering a Complete Well Planning Approach, 1985. 702p.

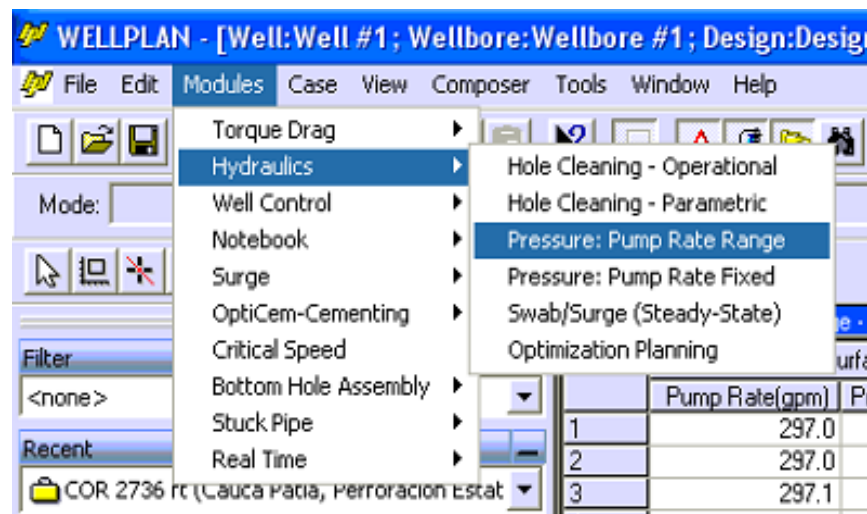
3. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA USANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE

La metodología presentada a continuación tiene como objetivo principal servir de base o guía en el proceso de cálculo de las pérdidas de presión en el sistema de circulación (equipo de superficie, sarta de perforación, broca de perforación y anular), usando una herramienta software; en éste caso se utilizó el WELLPLAN 5000.1, versión EDM 5000.1.7.0 (09.03.05.228) de Landmark, Halliburton, el cual es un software que sirve para realizar un análisis de ingeniería completo de pozos y está instalado en la sala CPIP en la Escuela de Ingeniería de Petróleos, con licencia académica mediante el convenio con la Universidad Industrial de Santander y Landmark, Halliburton.

3.1. SELECCIÓN MODULO HIDRÁULICA

El primer paso para calcular las pérdidas de presión en el sistema de circulación es ingresar en el ítem MODULES de la barra de herramientas y seleccionar el ítem HYDRAULICS, posteriormente se desplegará un listado de opciones donde se deberá seleccionar el ítem PRESSURE PUMP RATE RANGE (ver figura 11).

Figura 11: Selección modulo hidráulica.

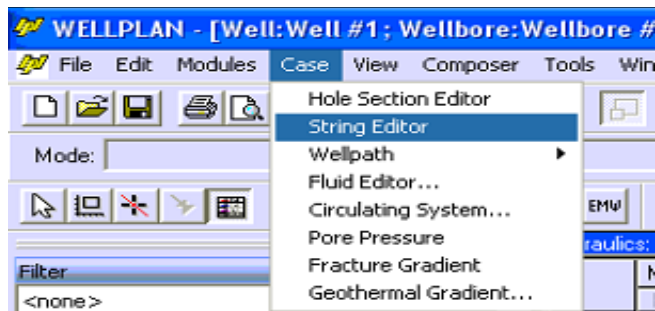


Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

3.2. SELECCIÓN DEL CASO

El segundo paso para calcular las pérdidas de presión en el sistema de circulación es el de suministrar la información y datos necesarios para desarrollar el cálculo. Estos se ingresan por medio del ítem CASE de la barra de herramientas, del cual se despliega un listado de opciones donde se especificará cada uno de los datos requeridos (ver figura 12).

Figura 12: Listado de opciones del ítem CASE.

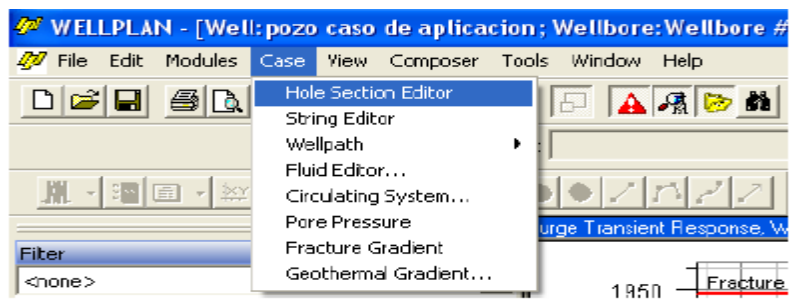


Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

3.2.1. Hole Section Editor

La información del estado mecánico del pozo es agregada al software WELLPLAN mediante el ítem CASE – HOLE SECTION EDITOR ubicado en la barra de herramientas o menú como lo muestra la figura 13. Un ejemplo de las características y de la plantilla usada por el software para ingresar los datos del estado mecánico del pozo se puede observar en la figura 14.

Figura 13: Selección del ítem HOLE SECTION EDITOR.



Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

Figura 14: Ejemplo de la plantilla del ítem HOLE SECTION EDITOR.

Hole Section Editor												
Hole Name:		Hole Section		Import Hole Section								
Hole Section Depth (MD):		2736.0		ft		<input checked="" type="checkbox"/> Additional Columns						
	Section Type	Measured Depth	Length (ft)	Tapered?	Shoe Measured Depth (ft)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Friction Factor	Linear Capacity (bbl/ft)	Excess (%)	Item Description
1	Casing	775.0	775.00	<input type="checkbox"/>	775.0	18.730	18.543	18.730	0.25	0.3408		20 in, 133 ppf, K-55,
2	Open Hole	2500.0	1725.00	<input type="checkbox"/>		12.250		12.250	0.30	0.1458	0.00	
3	Open Hole	2736.0	236.00	<input type="checkbox"/>		8.500		8.500	0.30	0.0702	0.00	
4				<input type="checkbox"/>								

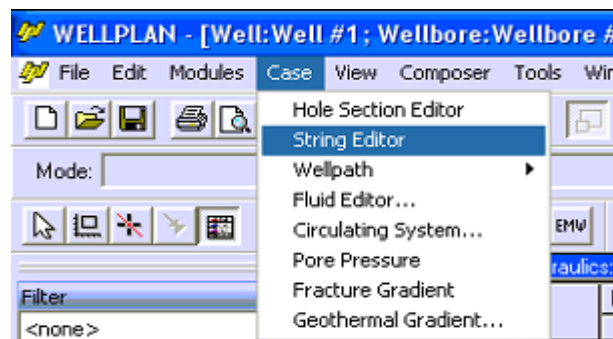
Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

Al seleccionar una casilla en la opción “Section Type” esta despliega una barra de posibilidades (Casing, Open Hole y Riser), al elegir alguna de aquellas, automáticamente el software se re direcciona al catalogo donde se podrá seleccionar el tipo y clase de la sección (aplica para tuberías y herramientas).

3.2.2. String Editor

La información de la sarta de perforación (Drillpipe y BHA) del pozo es agregada al software WELLPLAN mediante el ítem CASE – STRING EDITOR ubicado en la barra de herramientas o menú como lo muestra la figura 15. Un ejemplo de las características y de la plantilla usada por el software para ingresar los datos de la sarta de perforación del pozo se puede observar en la figura 16.

Figura 15: Selección del ítem STRING EDITOR.



Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

Figura 16: Ejemplo de la plantilla del ítem STRING EDITOR.

String Editor						
String Initialization						Library
String Name: BHA #2						Export
String (MD): 775.0 ft Specify: Top to Bottom						Import String
						Import
	Section Type	Length (ft)	Measured Depth (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)
1	Drill Pipe	72.48	72.5	5.875	5.045	29.65
2	Heavy Weight	185.88	258.4	7.000	4.000	64.55
3	Sub	2.65	261.0	7.000	2.812	91.00
4	Drill Collar	31.21	292.2	6.500	2.844	91.00
5	Drill Collar	30.86	323.1	6.562	2.844	91.00
6	Drill Collar	30.96	354.0	6.531	2.875	91.00
7	Drill Collar	31.45	385.5	6.531	2.875	91.00
8	Drill Collar	31.07	416.6	6.500	2.875	91.00
9	Drill Collar	31.31	447.9	6.531	2.875	91.00
10	Sub	2.91	450.8	8.000	2.812	153.00
11	Drill Collar	30.87	481.6	8.250	2.844	153.00
12	Drill Collar	30.85	512.5	7.969	2.844	153.00
13	Drill Collar	30.98	543.5	8.250	2.812	153.00
14	Drill Collar	29.39	572.9	7.937	2.844	153.00
15	Drill Collar	30.97	603.8	8.250	2.812	153.00
16	Drill Collar	30.93	634.8	8.250	2.812	153.00
17	Sub	2.81	637.6	9.531	3.000	216.00
18	Drill Collar	30.08	667.7	9.656	3.031	216.00
19	Drill Collar	30.48	698.1	9.625	3.031	216.00
20	Stabilizer	9.72	707.9	9.500	3.000	216.00
21	Drill Collar	30.18	738.0	9.625	3.031	216.00
22	Drill Collar	30.72	768.8	9.656	3.031	216.00
23	Sub	4.00	772.8	9.469	3.000	216.00
24	Bit	2.24	775.0	26.000		280.00

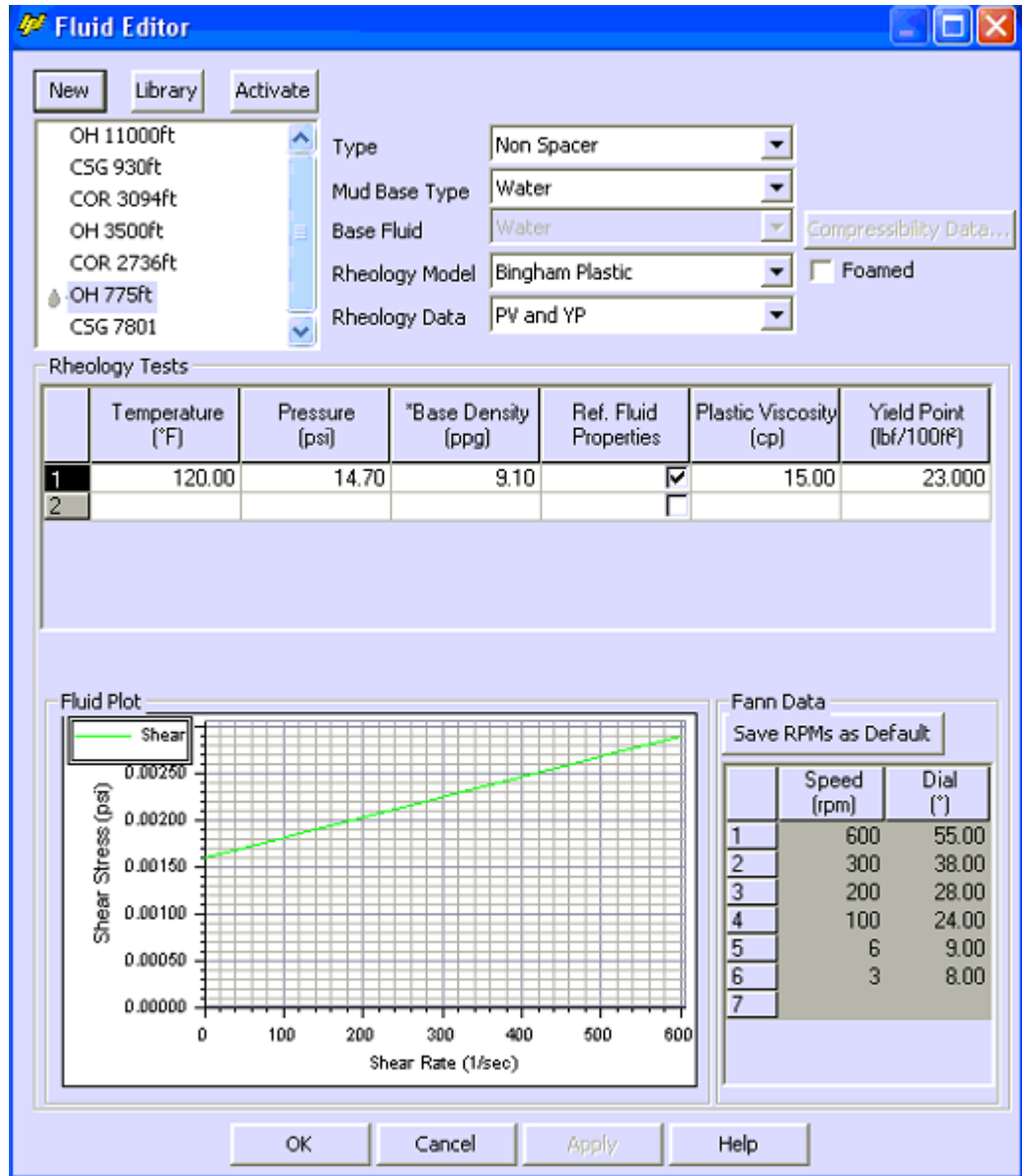
Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

3.2.3. Fluid Editor

La información respecto al fluido de perforación del pozo es agregada al software WELLPLAN mediante el ítem CASE – FLUID EDITOR ubicado en la barra de herramientas o menú superior.

En la ventana FLUID EDITOR se definen las principales propiedades del lodo tales como: densidad del lodo (@condiciones de presión y temperatura), tipo de lodo, base del lodo, modelo reológico a implementar y los datos de reología (PV y YP o las lecturas del reómetro en el caso de poseerlas) (ver figura 17).

Figura 17: Ejemplo de la plantilla del ítem FLUID EDITOR.



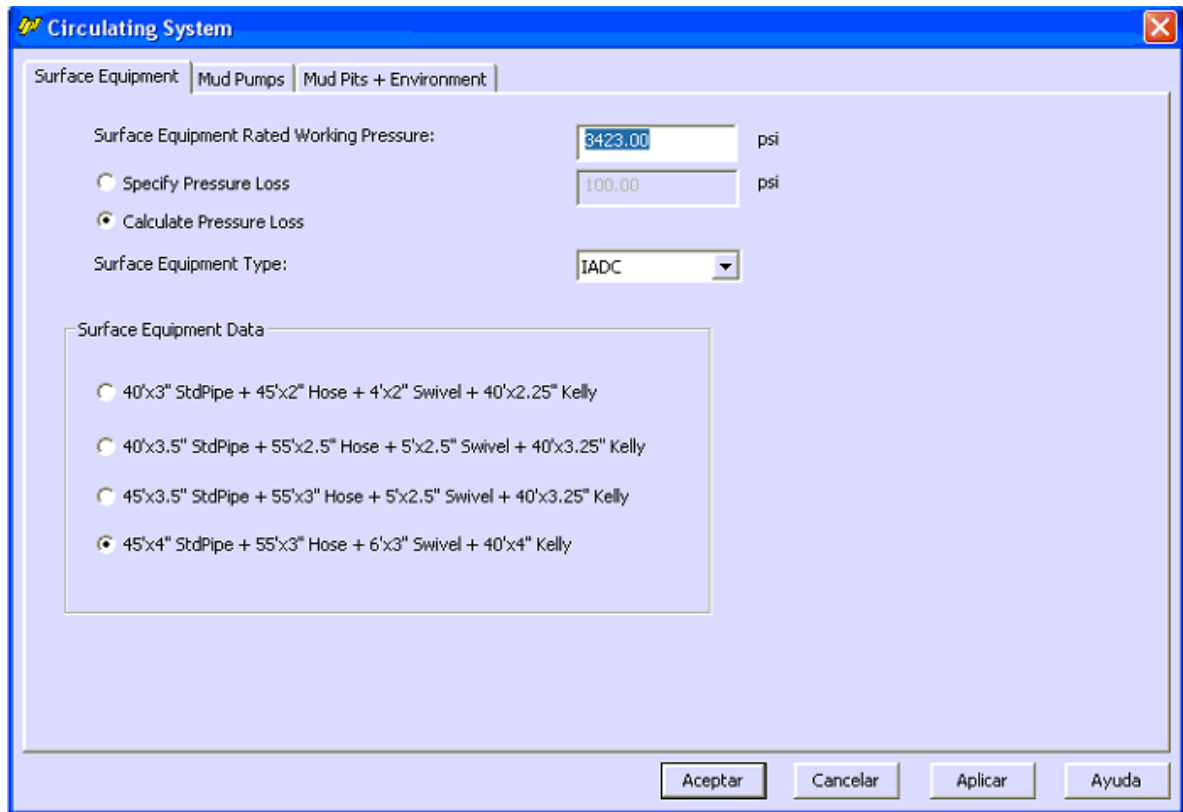
Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

3.2.4. Circulating System

La información respecto al equipo de superficie del pozo, las bombas de lodo, los tanques de almacenamiento y las condiciones ambientales de superficie, es agregada al software WELLPLAN mediante el ítem CASE – CIRCULATING SYSTEM ubicado en la barra de herramientas o menú superior.

El equipo de superficie se puede especificar con los cuatro tipos propuestos por la IADC o de forma individual, de acuerdo a los componentes que lo conformen (ver figura 18).

Figura 18: Ejemplo de la plantilla del ítem CIRCULATING SYSTEM.



Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

3.3. SELECCIÓN DEL PARÁMETRO

3.3.1. Rates

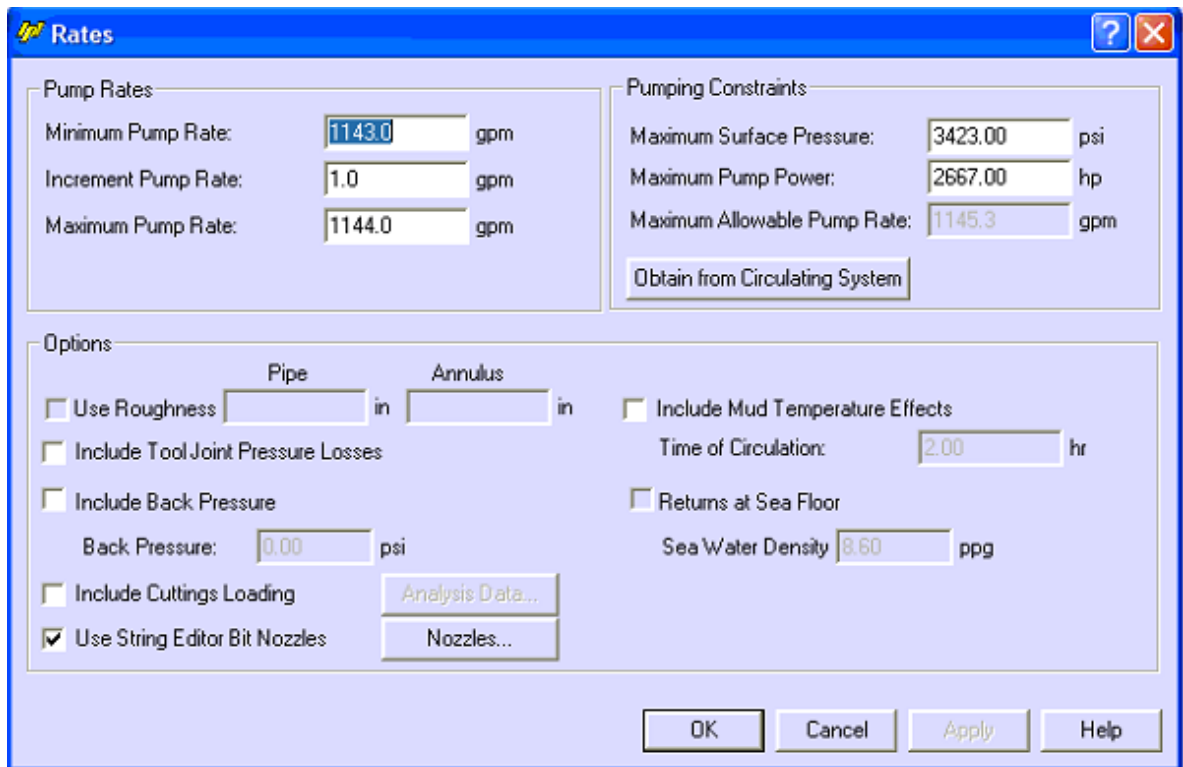
La información del caudal o galonaje de operación del pozo es agregado al software WELLPLAN mediante el ítem PARAMETER – RATES ubicado en la barra de herramientas o menú superior como lo muestra la figura 19. Un ejemplo de las características y de la plantilla usada por el software para ingresar los datos del rango de caudales de operación del pozo se puede observar en la figura 20. En este ítem hay una sección llamada OPTIONS en donde se pueden incluir diferentes casos, por ejemplo, está disponible la opción de tener en cuenta las pérdidas de presión generadas por los tool joints.

Figura 19: Selección del ítem RATES.



Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

Figura 20: Ejemplo de la plantilla del ítem RATES.



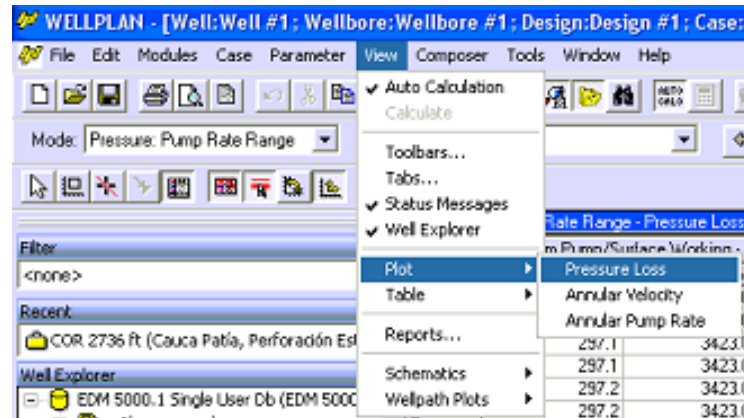
Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

3.4. REPORTE DE RESULTADOS

El resultado de las pérdidas de presión en el sistema (equipo de superficie, sarta de perforación, broca de perforación y anular) se puede visualizar de dos formas generales, la primera es mediante el ítem VIEW – PLOT – PRESSURE LOSS ubicado en la barra de herramientas o menú superior como lo muestra la figura 21, el ejemplo de las características y de la plantilla usada por el software para visualizar el resultado de las pérdidas de presión en el sistema del pozo se puede observar en la figura 22. La segunda

forma es mediante el ítem VIEW – REPORTS ubicado en la barra de herramientas o menú superior como lo muestra la figura 23, en donde se genera automáticamente un reporte general en formato PDF de toda la información suministrada al software WELLPLAN.

Figura 21: Selección del ítem PLOT – PRESSURE LOSS.



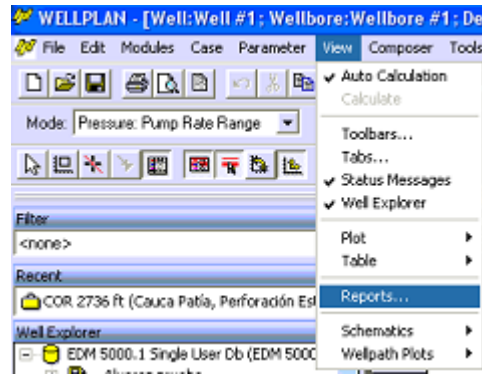
Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

Figura 22: Ejemplo de la plantilla del ítem PLOT – PRESSURE LOSS.

Hydraulics: Pump Rate Range - Pressure Loss										
	Maximum Pump/Surface Working - Pr		System Pressure Loss vs. Pump Rate		String Pressure Loss vs. Pump Rate		Annulus Pressure Loss vs. Pump Rate		Bit Pressure Loss vs. Pump Rate	
	Pump Rate(gpm)	Pressure Loss(psi)	Pump Rate(gpm)	Pressure Loss(psi)	Pump Rate(gpm)	Pressure Loss(psi)	Pump Rate(gpm)	Pressure Loss(psi)	Pump Rate(gpm)	Pressure Loss(psi)
1	1143.0	3423.00	1143.0	2835.94	1143.0	977.61	1143.0	4.33	1143.0	1733.72
2	1143.0	3423.00	1143.0	2836.14	1143.0	977.67	1143.0	4.33	1143.0	1733.85
3	1143.1	3423.00	1143.1	2836.34	1143.1	977.73	1143.1	4.33	1143.1	1733.98
4	1143.1	3423.00	1143.1	2836.53	1143.1	977.79	1143.1	4.33	1143.1	1734.10
5	1143.2	3423.00	1143.2	2836.73	1143.2	977.86	1143.2	4.33	1143.2	1734.23
6	1143.2	3423.00	1143.2	2836.92	1143.2	977.92	1143.2	4.33	1143.2	1734.35
7	1143.2	3423.00	1143.2	2837.12	1143.2	977.98	1143.2	4.33	1143.2	1734.48
8	1143.3	3423.00	1143.3	2837.32	1143.3	978.04	1143.3	4.33	1143.3	1734.61
9	1143.3	3423.00	1143.3	2837.51	1143.3	978.11	1143.3	4.33	1143.3	1734.73
10	1143.4	3423.00	1143.4	2837.71	1143.4	978.17	1143.4	4.33	1143.4	1734.86
11	1143.4	3423.00	1143.4	2837.91	1143.4	978.23	1143.4	4.33	1143.4	1734.99
12	1143.5	3423.00	1143.5	2838.10	1143.5	978.29	1143.5	4.33	1143.5	1735.11
13	1143.5	3423.00	1143.5	2838.30	1143.5	978.36	1143.5	4.33	1143.5	1735.24
14	1143.5	3423.00	1143.5	2838.50	1143.5	978.42	1143.5	4.33	1143.5	1735.36
15	1143.6	3423.00	1143.6	2838.69	1143.6	978.48	1143.6	4.33	1143.6	1735.49
16	1143.6	3423.00	1143.6	2838.89	1143.6	978.54	1143.6	4.33	1143.6	1735.62
17	1143.7	3423.00	1143.7	2839.08	1143.7	978.60	1143.7	4.33	1143.7	1735.74
18	1143.7	3423.00	1143.7	2839.28	1143.7	978.67	1143.7	4.33	1143.7	1735.87
19	1143.7	3423.00	1143.7	2839.48	1143.7	978.73	1143.7	4.33	1143.7	1736.00
20	1143.8	3423.00	1143.8	2839.67	1143.8	978.79	1143.8	4.33	1143.8	1736.12
21	1143.8	3423.00	1143.8	2839.87	1143.8	978.85	1143.8	4.33	1143.8	1736.25
22	1143.9	3423.00	1143.9	2840.07	1143.9	978.92	1143.9	4.33	1143.9	1736.38
23	1143.9	3423.00	1143.9	2840.26	1143.9	978.98	1143.9	4.33	1143.9	1736.50
24	1144.0	3423.00	1144.0	2840.46	1144.0	979.04	1144.0	4.33	1144.0	1736.63
25	1144.0	3423.00	1144.0	2840.66	1144.0	979.10	1144.0	4.33	1144.0	1736.76

Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

Figura 23: Selección del ítem REPORTS.



Fuente: WELLPLAN™ Hydraulics Software. Landmark, Halliburton.

4. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO ANH-PATÍA-1-ST-P SELECCIONADO COMO CASO DE ESTUDIO

El pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, perforado por la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS mediante el contrato administrativo N° 06 de 2010 UIS - ANH, es un pozo estratigráfico con profundidad final programada a 12.100 ft (ver tabla 7), los pozos más cercanos a este prospecto son pozos estratigráficos someros “Slim Hole” (Diámetro Sección Final < 6”), los cuales se encuentran a una distancia de 2 a 5 Km, con profundidades finales del orden de 1500 ft.

El pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, está ubicado en jurisdicción del municipio Mercaderes, Departamento del Cauca (ver figura 24), en La Cuenca Cauca–Patía, la cual es una cuenca inexplorada que tiene un área de 12.823 Km², en la cual solamente se han perforado cinco pozos exploratorios (secos) al nororiente de Cali, los cuales no presentan correlación litológica ni estructural con este prospecto⁹.

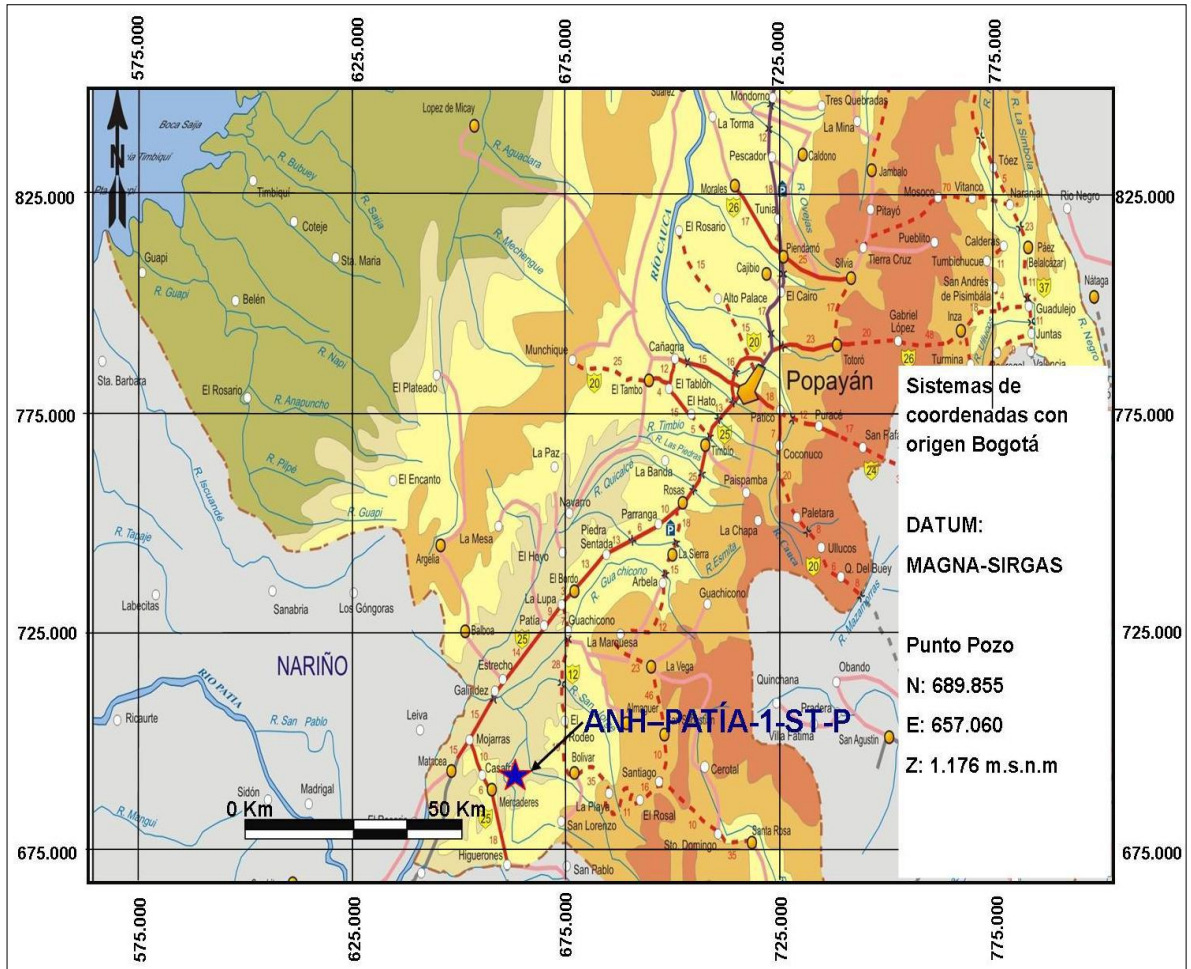
Tabla 7: Información general del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

Compañía Operadora	Universidad Industrial de Santander
Nombre del Pozo	ANH-PATÍA-1-ST-P
Clasificación	Estratigráfico
Profundidad [ft]	12.100
Coordenadas Geográficas	Latitud: 1° 47" 30,15" N
	Longitud: 77° 09" 41,34" W
Región	Cuenca Cauca - Patía
Área de la Cuenca [Km²]	12.823
Longitud a Corazonar [ft]	2.000
Fecha de Inicio de Operaciones	Junio 13 del 2012
Fecha Final de Perforación	Octubre 1 del 2012

Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

⁹ UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Programa de Perforación Conceptual Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P. 2p.

Figura 24: Locación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.



Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Programa Preliminar de Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P. 16p.

4.1. OBJETIVOS DEL POZO ANH-PATÍA-1-ST-P

Tomar 2.000 ft de corazón en diferentes intervalos, mediante la perforación de un pozo vertical hasta una profundidad final de 12.100 ft, registrarlo y abandonarlo¹⁰.

4.1.1. Objetivos Específicos

- Corazonar una sección de 2.000 ft, en los intervalos concertados con la ANH, teniendo en cuenta la prognosis geológica y las condiciones operacionales.

¹⁰ UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Programa Preliminar de Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P. 13p.

- Maximizar el porcentaje de recuperación.
- Registrar todo el pozo de acuerdo con el programa , usando el siguiente set de registros: Rayos Gamma (GR) espectrales (Th, U, K), Densidad de dos detectores con factor fotoeléctrico, Porosidad neutrónica (Neutrones), Potencial Espontáneo (SP), Medida del Buzamiento (Dipmeter), Registro de Verticalidad del pozo (Verticality), Resistivos de largo y corto alcance, Acústicos (Sónico y VSP), Calibrador del hueco ("Caliper"), Imágenes de Pared de Pozo, Medidor de presiones, Gradiente Térmico.
- Implantar las políticas de HSE con énfasis en la protección del personal para terminar las operaciones con cero (0) incidentes en todos sus aspectos.
- Mantener excelentes relaciones con la comunidad.

5. SELECCIÓN Y RECOLECCIÓN DE DATOS

La selección y respectiva recolección de datos e información en pozo son aspectos claves para el mejor desarrollo del proyecto.

5.1. SELECCIÓN DE DATOS

La selección de datos e información necesaria para desarrollar las simulaciones de las pérdidas de presión en el sistema de circulación, se realizó por medio de un análisis de las variables de las ecuaciones de hidráulica de perforación basadas en los modelos reológicos existentes (ver ecuaciones en el capítulo 3, hidráulica de perforación). El estudio se basó principalmente en observar cuales eran las variables que se debían conocer para poder realizar satisfactoriamente el cálculo de las pérdidas de presión en el sistema.

De acuerdo al resultado del análisis, la información necesaria para realizar el cálculo de las pérdidas de presión en el sistema de circulación (con cualquiera de los modelos reológicos existentes) se presenta a continuación (ver tabla 8).

Tabla 8: Información necesaria para calcular las pérdidas de presión en el sistema.

Variable	Unidad
Geometría o Estado Mecánico del pozo	
Dh: Diámetro del hueco abierto o diámetro interno del casing.	[in]
L: Profundidades de cada sección del pozo.	[ft]
TVD: Profundidad total del pozo.	[ft]
MD: Profundidad medida.	[ft]
Angulo de inclinación del pozo.	[°]
Drill String	
Diámetro interno y externo del drillpipe.	[in]

Longitud del drillpipe.	[ft]
Diámetro interno y externo del HWDP.	[in]
Longitud del HWDP.	[ft]
Diámetro interno y externo del drillcollar.	[in]
Longitud del drillcollar.	[ft]
Diámetro interno y externo de cada una las herramientas y conexiones utilizadas.	[in]
Longitud de cada una de las herramientas y conexiones utilizadas.	[ft]
Geometría del Barril Corazonador	
Diámetro interno y externo del barril exterior.	[in]
Longitud del barril exterior.	[ft]
Diámetro externo del barril interior.	[in]
Longitud del barril interior.	[ft]
Broca de Perforación	
Número de boquillas.	-
Diámetro de cada una de las boquillas.	[in/32]
Equipo de Superficie	
Longitud de cada uno de los componentes del eq. de superficie.	[ft]
Diámetro interno de cada uno de los componentes del eq. de superficie.	[in]
Datos Operacionales	
Caudal o galonaje.	[gpm]
Densidad del fluido de perforación.	[lpg]
Datos Reológicos	

PV: Viscosidad plástica @ 120 °F.	[cP]
YP: Yield point @ 120 °F.	[Lb/100 ft ²]
Lecturas del viscosímetro (θ600, θ300, θ200, θ100, θ6, θ3).	-

Fuente: AUTORES.

5.2. RECOLECCIÓN DE DATOS

La recolección de los datos e información necesaria para realizar el cálculo de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P fue suministrada por la dirección de operaciones del proyecto, mediante programas, formatos y los reportes diarios de perforación.

5.2.1. Predicción de las pérdidas de presión en el sistema

La recolección de datos para calcular la predicción de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P se basó principalmente de dos fuentes de información, del PROGRAMA PRELIMINAR DE PERFORACIÓN DEL POZO ANH-PATÍA-1-ST-P y del PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE DETALLE para cada una de las fases del pozo.

Programa Preliminar de Perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P

El Programa Preliminar fue la primera fuente de información analizada para recolectar los datos necesarios para calcular la predicción de las pérdidas de presión en el sistema. Este documento contiene en veinte capítulos la información completa de la planeación del proyecto de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P (ver tabla 9).

Tabla 9: Contenido general del Programa Preliminar de Perforación.

	Nombre del capítulo
Capítulo 1	GENERALIDADES
Capítulo 2	INFORMACIÓN GEOLÓGICA
Capítulo 3	POZOS VECINOS

Capítulo 4	RESUMEN PROGRAMA DE PERFORACIÓN
Capítulo 5	PROGRAMA DE CORAZONAMIENTO
Capítulo 6	PROGRAMA DE MUD LOGGING
Capítulo 7	PROGRAMA DE BROCAS
Capítulo 8	SARTAS DE PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO
Capítulo 9	PROGRAMA DIRECCIONAL
Capítulo 10	PROGRAMA DE FLUIDOS
Capítulo 11	PROGRAMA DE REGISTROS EN HUECO ABIERTO
Capítulo 12	PROGRAMA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
Capítulo 13	PROGRAMA DE CEMENTACIÓN
Capítulo 14	CABEZAL DE POZO
Capítulo 15	CONTROL DE POZO
Capítulo 16	TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DE CORTES DE PERFORACIÓN Y FLUIDOS RESIDUALES
Capítulo 17	ABANDONO DE POZO
Capítulo 18	DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS Y COSTOS
Capítulo 19	SEGURIDAD INDUSTRIAL, SALUD OCUPACIONAL Y MEDIO AMBIENTE (HSE)
Capítulo 20	LOGÍSTICA DE PERFORACIÓN

Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Programa Preliminar de Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

Programa de Perforación de detalle del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P

Los programas de perforación de detalle para cada una de las secciones o fases del pozo, son documentos que brindan información más exacta (cercana a la real) debido a que es la planeación que pretende seguir el proyecto de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P. Los programas de detalle se realizan antes que se de inicio a cada una de las secciones del pozo, por ejemplo, después de finalizar la primera sección de 26” entonces

se analizan los resultados de la sección finalizada y se desarrolla el programa de perforación más óptimo para la siguiente sección.

5.2.2. Simulación de las pérdidas de presión en el sistema

La recolección de datos para calcular la simulación (posterior a la perforación) con cualquiera de los modelos reológicos existentes de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P se basó principalmente en las fuentes de información que se observan en la tabla 9 (destacando que ahora serán datos reales y no programados o planeados como los de las predicciones).

Tabla 10: Fuentes de información utilizada en la simulación de las pérdidas de presión.

Información Necesaria	Fuente de Información
Geometría o Estado Mecánico del pozo	Reporte Diario de Perforación
Drill String	Ficha Técnica del Drillpipe
	Ficha Técnica del BHA
Broca de Perforación	Ficha Técnica del BHA
Datos Operacionales	Reporte Pie a Pie
Datos Reológicos	Reporte Diario de Lodos

Fuente: AUTORES.

Equipo de Superficie

La información necesaria para simular las pérdidas de presión en el equipo de superficie (longitud y diámetro interno de cada uno de los componentes) no se encontró disponible, por lo tanto se decidió en conjunto con el Líder de Operaciones del proyecto detener la perforación y realizar una prueba con el objetivo de conocer las pérdidas en el equipo de superficie a diferentes caudales.

El día 8 de Agosto del 2012 a las 18:45, se desarrolló la prueba con duración de cinco minutos, la cual consistió en circular lodo con una densidad de 9,2 [lpg], únicamente con el equipo de superficie conectado (sin drill string) a tres caudales diferentes (300/350/400 [gpm]) y así registrar las pérdidas de presión leídas directamente en el manómetro del stand pipe, obteniendo respectivamente (0/0/0 [psi]). (Ver anexo A), debido posiblemente a que el manómetro del stand pipe tiene un rango de presión de 0-6000 [psi] con una división de escala muy grande.

Analizando los resultados de la prueba se concluye que las pérdidas de presión en el equipo de superficie están próximas a cero (posiblemente debido a la escala del manómetro); sin embargo se espera que se presenten pérdidas de presión por fricción, por tal motivo se realizaron dos simulaciones para todo el sistema a fin de conocer con cual de los casos o configuraciones (reportadas en la literatura) del equipo de superficie se obtenían las menores pérdidas de presión, dando el mejor resultado de la configuración número cuatro (ver tabla 11 y 12).

Tabla 11: Selección de la configuración del equipo de superficie.

COMPARACIÓN DE CONFIGURACIONES DE EQUIPOS DE SUPERFICIE

SIMULACIÓN A 930 ft @ 807 [gpm]		
Configuración	Pérdidas Totales [psi]	Pérdidas en el Eq. de Superficie [psi]
1	2711	
2	2431	
3	2363	
4	2344	66,9

SIMULACIÓN A 3500 ft @ 793 [gpm]		
Configuración	Pérdidas Totales [psi]	Pérdidas en el Eq. de Superficie [psi]
1	2873	
2	2624	
3	2563	
4	2546	60

Fuente: AUTORES.

Tabla 12: Configuración seleccionada del equipo de superficie.

Configuración	Tubo Vertical	Manguera	Unión Giratoria	Kelly	Lequiv 3,826 ID[in]	E	Csc
4	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	30 ft 3 in ID	40 ft 4 in ID	424 ft	$4.2 \cdot 10^{-5}$	0.15

Fuente: MANUAL MI 2001. Capítulo 5. Reología e Hidráulica. 24p.

Esta configuración equivalente es la que se utilizará para las predicciones y simulaciones de pérdidas de presión en el equipo de superficie.

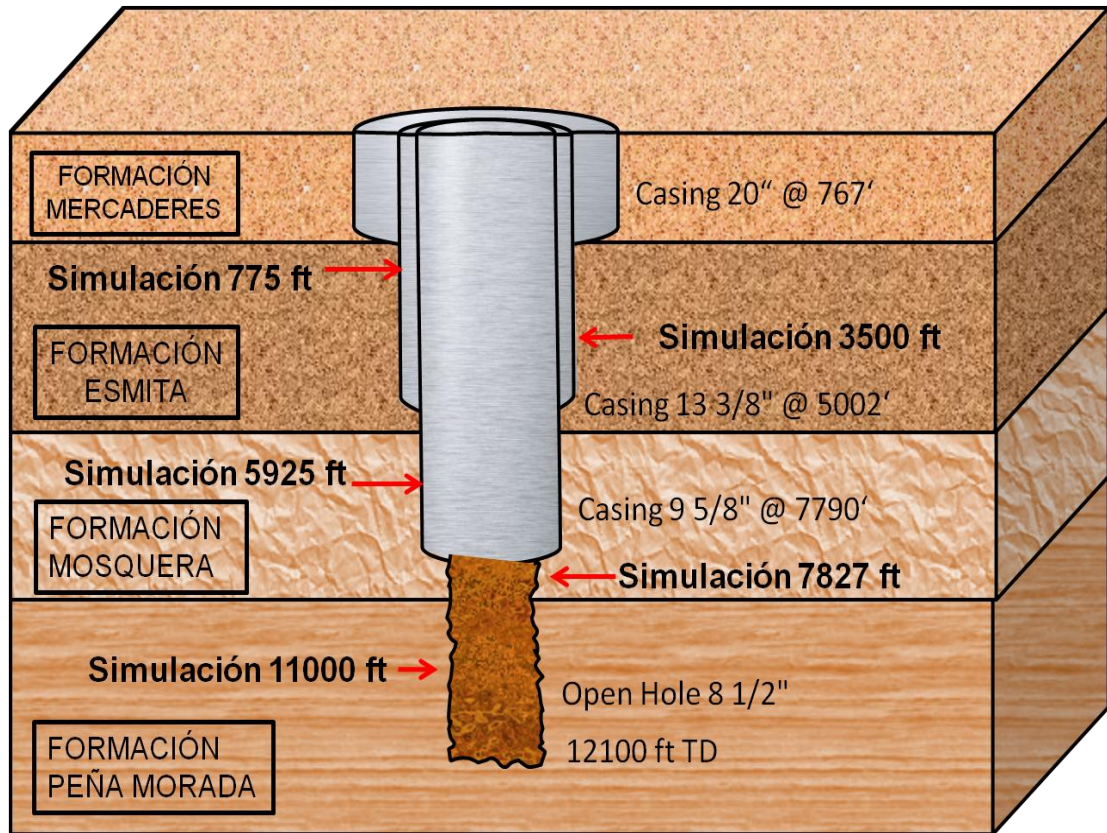
6. PREDICCIÓN Y SIMULACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA

Una vez realizada la selección y recolección de información, se continuó con el procesamiento de ésta, implementando la licencia académica que posee la Universidad Industrial de Santander de la herramienta software WELLPLAN 5000.1, versión EDM 5000.1.7.0 (09.03.05.228) de Landmark, Halliburton; mediante la cual se realizó con fines académicos la predicción (anterior a la perforación) y la simulación (posterior a la perforación) de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

La predicción y simulación de las pérdidas de presión se desarrollaron implementado cada uno de los modelos reológicos existentes (modelo plástico de Bingham, Ley de la Potencia y el modelo de Herschel - Bulkley), utilizando tanto datos de viscosidad plástica (PV) y punto cedente (YP) como las lecturas del viscosímetro para el modelo Plástico de Bingham, razón por la cual se tienen dos simulaciones para éste modelo, mientras que para la Ley de la Potencia y el modelo de Herschel – Bulkley sólo se contaba con las lecturas del viscosímetro (no se conocían los valores de n y k), motivo por el cual se obtuvo tan sólo una simulación por cada modelo. Se aclara que la opción de simular las pérdidas de presión ingresando datos de PV y YP o con las lecturas del viscosímetro es una alternativa que el software deja a disposición del usuario.

Las predicciones y simulaciones de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P se realizaron en operaciones de perforación (en operaciones de corazonamiento no se desarrollaron predicciones ni simulaciones debido a inconvenientes de disponibilidad de información y por que el software empleado no contaba con esa posibilidad) para un total de cinco profundidades diferentes, cada una de ellas con un estado mecánico característico (Ver inclinación del pozo en el anexo B). Para conocer cual fue el estado mecánico en las predicciones y en las simulaciones, a continuación se observará el esquema general y la lista de operaciones que fueron llevadas a cabo durante la perforación del pozo (ver figura 25 y tabla 13).

Figura 25: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.



Fuente: AUTORES.

Tabla 13: Operaciones desarrolladas en el pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

Operación	Profundidad [ft]	Diámetro [in]
Sección No. 1 [0 – 775 ft]		
Perforación	0 - 775	26
Simulación Sección No.1 a 775 ft	775	26
Inst. y cementación del casing	767	20
Sección No. 2 [775 – 5010 ft]		
Perforación	775 - 790	17 1/2
Perforación	790 - 2500	12 1/4

Corazonamiento	2500 - 3105	8 1/2
Ensanche	2500 - 3105	12 1/4
Perforación	3105 - 4200	12 1/4
Simulación Sección No.2 a 3500 ft	3500	12 1/4
Corazonamiento	4200 - 4800	8 1/2
Ensanche	4200 - 4800	12 1/4
Corazonamiento	4800 - 5002	8 1/2
Ensanche	4800 - 5002	12 1/4
Ensanche	790 - 5010	17 1/2
Inst. y cementación del casing	5002	13 3/8
Sección No. 3 [5010 – 7801 ft]		
Perforación	5010 - 5020	12 1/4
Corazonamiento	5020 - 5247	8 1/2
Ensanche	5020 - 5247	12 1/4
Perforación	5247 - 6078	12 1/4
Simulación Sección No.3 a 5925 ft	5925	12 1/4
Corazonamiento	6078 - 6661	8 1/2
Ensanche	6078 - 6661	12 1/4
Perforación	6661 - 7801	12 1/4
Inst. y cementación del casing	7790	9 5/8
Sección No. 4 [7081 – 12100 ft]		
Perforación	7801 - 8000	8 1/2
Simulación Sección No.4 a 7827 ft	7827	8 1/2

Corazonamiento	8000 - 8029	8 1/2
Perforación	8029 – 10000	8 1/2
Corazonamiento	10000 – 10151	8 1/2
Perforación	10151 – 12100	8 1/2
Simulación Sección No.4 a 11000 ft	11000	8 1/2
Acondicionamiento y Abandono de Pozo		

Fuente: AUTORES.

Los reportes de resultados de las predicciones y simulaciones de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P se presentarán de forma esquemática a continuación.

6.1. SIMULACIÓN SECCIÓN No.1 A 775 ft

Los resultados de la simulación de las pérdidas de presión en el sistema a una profundidad de 775 ft son los que se presentan a continuación.

En primera instancia se presenta el reporte de resultados, en donde se encontrarán los datos de entrada de la simulación (INPUT DATA) y las pérdidas de presión para cada uno de los modelos reológicos (ver tabla 14), seguido del detalle del estado mecánico del pozo a una profundidad de 775 ft (ver figura 26).

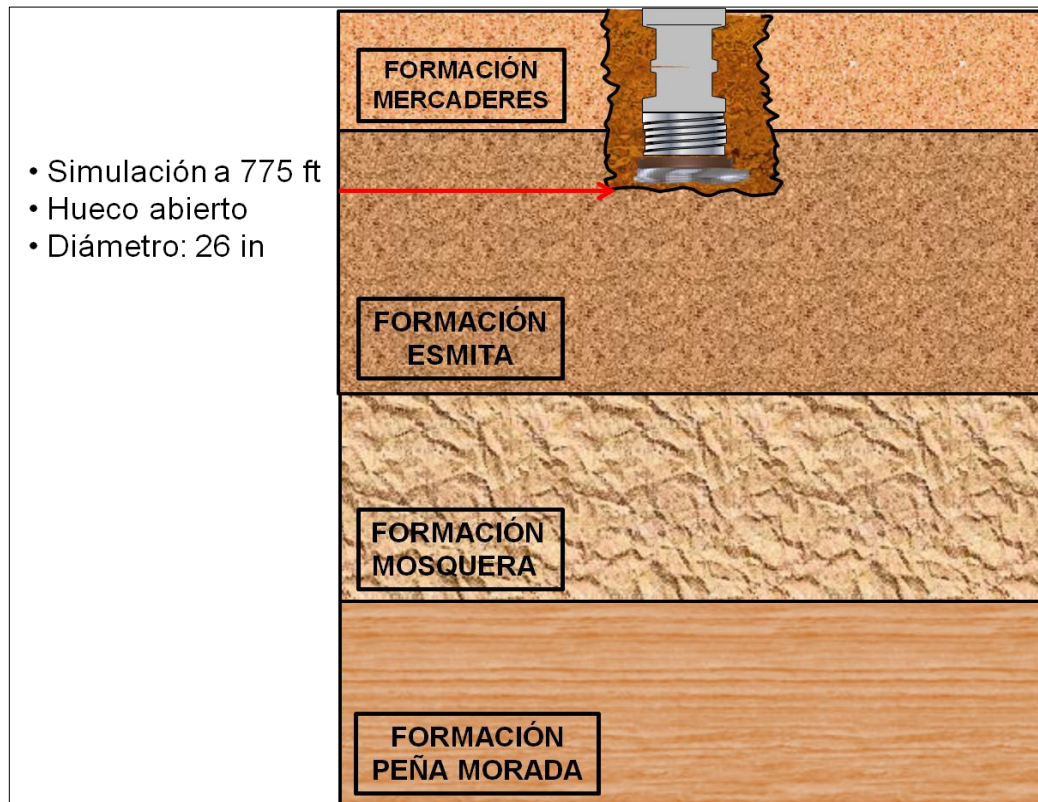
Tabla 14: Reporte de resultados de la simulación sección No.1 a 775 ft.

Datos de Entrada			
BHA	Anexo C	YP @120 °F [Lb/100 ft²]	23
Caudal [gpm]	1144	Ø600 / Ø300	55 / 38
Densidad [lpg]	9,2	Ø200 / Ø100	28 / 24
PV @120 °F [cP]	15	Ø6 / Ø3	9 / 8

Tipo de Lodo	Natural Gel				
Pérdidas de Presión en el Sistema [psi]					
Modelo Reológico	Total	Eq. de Superficie	Sarta	Broca	Anular
Bingham – PV y YP	2868,79	121,46	987,16	1755,84	4,33
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	2994,12	135,42	1100,56	1755,84	2,30
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	2267,81	60	451,59	1755,84	0,38
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	2617,86	66,46	794,44	1755,84	1,12

Fuente: AUTORES.

Figura 26: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 775 ft.



Fuente: AUTORES.

6.2. SIMULACIÓN SECCIÓN No.2 A 3500 ft

Los resultados de la simulación de las pérdidas de presión en el sistema a una profundidad de 3500 ft son los que se presentan a continuación.

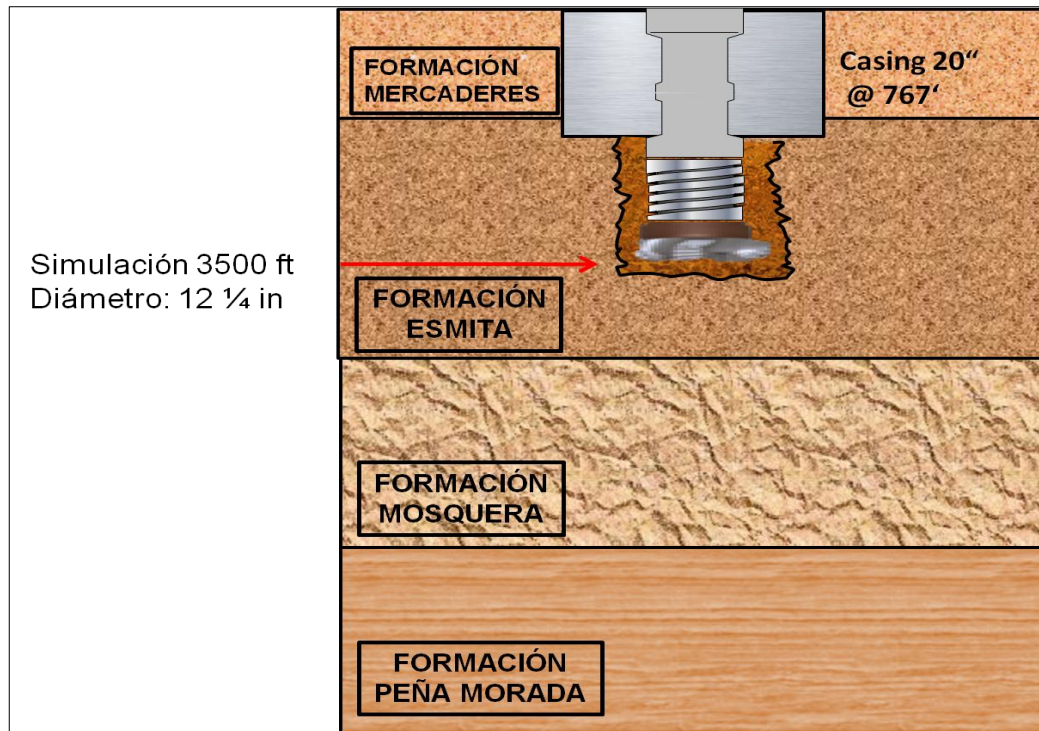
En primera instancia se presenta el reporte de resultados, en donde se encontrarán los datos de entrada de la simulación (INPUT DATA) y las pérdidas de presión para cada uno de los modelos reológicos (ver tabla 15), seguido del detalle del estado mecánico del pozo a una profundidad de 3500 ft (ver figura 27).

Tabla 15: Reporte de resultados de la simulación sección No.2 a 3500 ft.

Datos de Entrada					
BHA	Anexo D	YP @120 °F [Lb/100 ft ²]	22		
Caudal [gpm]	793	Ø600 / Ø300	46 / 34		
Densidad [lpg]	9,1	Ø200 / Ø100	26 / 20		
PV @120 °F [cP]	12	Ø6 / Ø3	7 / 6		
Tipo de Lodo	QMAXDRILL PHPA – Lodo base agua bajo en sólidos				
Pérdidas de Presión en el Sistema [psi]					
Modelo Reológico	Total	Eq. de Superficie	Sarta	Broca	Anular
Bingham – PV y YP	2550,65	60	709	1727,78	53,87
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	2601,23	68,10	777,36	1727,78	27,99
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	2189,32	34,91	391,95	1727,78	34,68
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	2288,02	44,65	495,07	1727,78	20,52

Fuente: AUTORES.

Figura 27: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 3500 ft.



Fuente: AUTORES.

6.3. SIMULACIÓN SECCIÓN No.3 A 5925 ft

Los resultados de la simulación de las pérdidas de presión en el sistema a una profundidad de 5925 ft son los que se presentan a continuación.

En primera instancia se presenta el reporte de resultados, en donde se encontrarán los datos de entrada de la simulación (INPUT DATA) y las pérdidas de presión para cada uno de los modelos reológicos (ver tabla 16), seguido del detalle del estado mecánico del pozo a una profundidad de 5925 ft (ver figura 28).

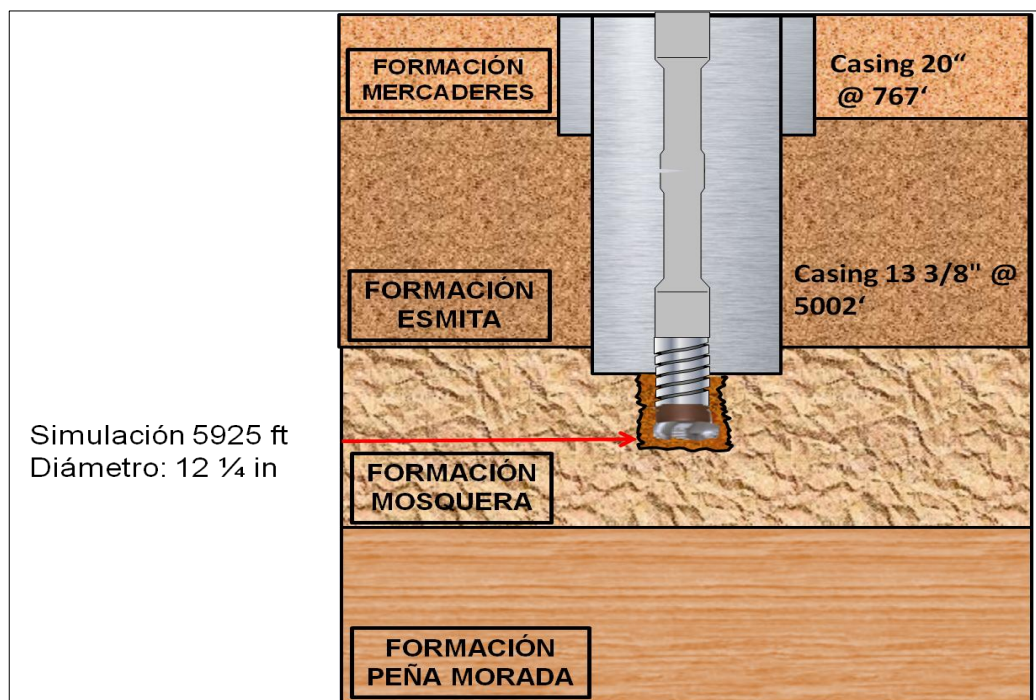
Tabla 16: Reporte de resultados de la simulación sección No.3 a 5925 ft.

Datos de Entrada			
Drill String	Anexo E	YP @120 °F [Lb/100 ft ²]	17
Caudal [gpm]	911	0600 / 0300	41 / 29

Densidad [lpg]	9,2	Ø200 / Ø100	26 / 20		
PV @120 °F [cP]	12	Ø6 / Ø3	8 / 7		
Tipo de Lodo	QMAXDRILL PHPA – Lodo base agua bajo en sólidos				
Pérdidas de Presión en el Sistema [psi]					
Modelo Reológico	Total	Eq. de Superficie	Sarta	Broca	Anular
Bingham – PV y YP	1880,46	77,11	1092,55	634,87	75,93
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	1956,39	83,5	1184,2	634,87	53,82
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	1310,42	73,07	537,98	634,87	64,5
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	1472,15	49,97	748,38	634,87	38,93

Fuente: AUTORES.

Figura 28: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 5925 ft.



Fuente: AUTORES.

6.4. SIMULACIÓN SECCIÓN No.4 A 7827 ft

Los resultados de la simulación de las pérdidas de presión en el sistema a una profundidad de 7827 ft son los que se presentan a continuación.

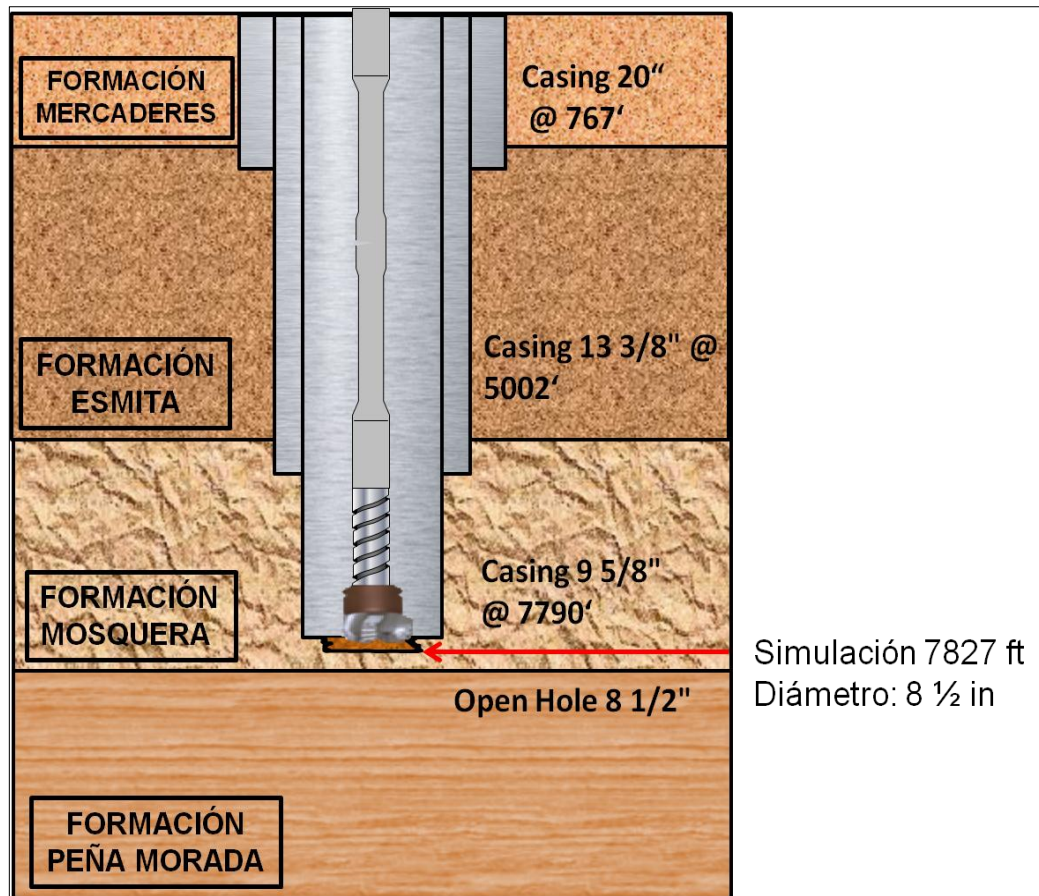
En primera instancia se presenta el reporte de resultados, en donde se encontrarán los datos de entrada de la simulación (INPUT DATA) y las pérdidas de presión para cada uno de los modelos reológicos (ver tabla 17), seguido del detalle del estado mecánico del pozo a una profundidad de 7827 ft (ver figura 29).

Tabla 17: Reporte de resultados de la simulación sección No.4 a 7827 ft.

Datos de Entrada					
BHA	Anexo F	YP @120 °F [Lb/100 ft ²]	22		
Caudal [gpm]	513	Ø600 / Ø300	70 / 46		
Densidad [lpg]	11,3	Ø200 / Ø100	37 / 26		
PV @120 °F [cP]	24	Ø6 / Ø3	8 / 7		
Tipo de Lodo	QMAXDRILL PHPA – Lodo base agua bajo en sólidos				
Pérdidas de Presión en el Sistema [psi]					
Modelo Reológico	Total	Eq. de Superficie	Sarta	Broca	Anular
Bingham – PV y YP	2489,63	39,16	806	799,52	844,95
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	2507,3	41,85	829,17	799,52	836,76
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	2067,54	25,55	609,23	799,52	633,24
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	2155,11	32,52	689,39	799,52	633,68

Fuente: AUTORES.

Figura 29: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 7827 ft.



Fuente: AUTORES.

6.5. PREDICCIÓN Y SIMULACIÓN SECCIÓN No.4 A 11000 ft

Los resultados de la predicción (anterior a la perforación) y simulación (posterior a la perforación) de las pérdidas de presión en el sistema a una profundidad de 11000 ft son los que se presentan a continuación.

En primera instancia se presenta el reporte de resultados, en donde se encontrarán los datos de entrada de la simulación (INPUT DATA) y las pérdidas de presión para cada uno de los modelos reológicos (ver tabla 18), seguido del detalle del estado mecánico del pozo a una profundidad de 11000 ft (ver figura 30).

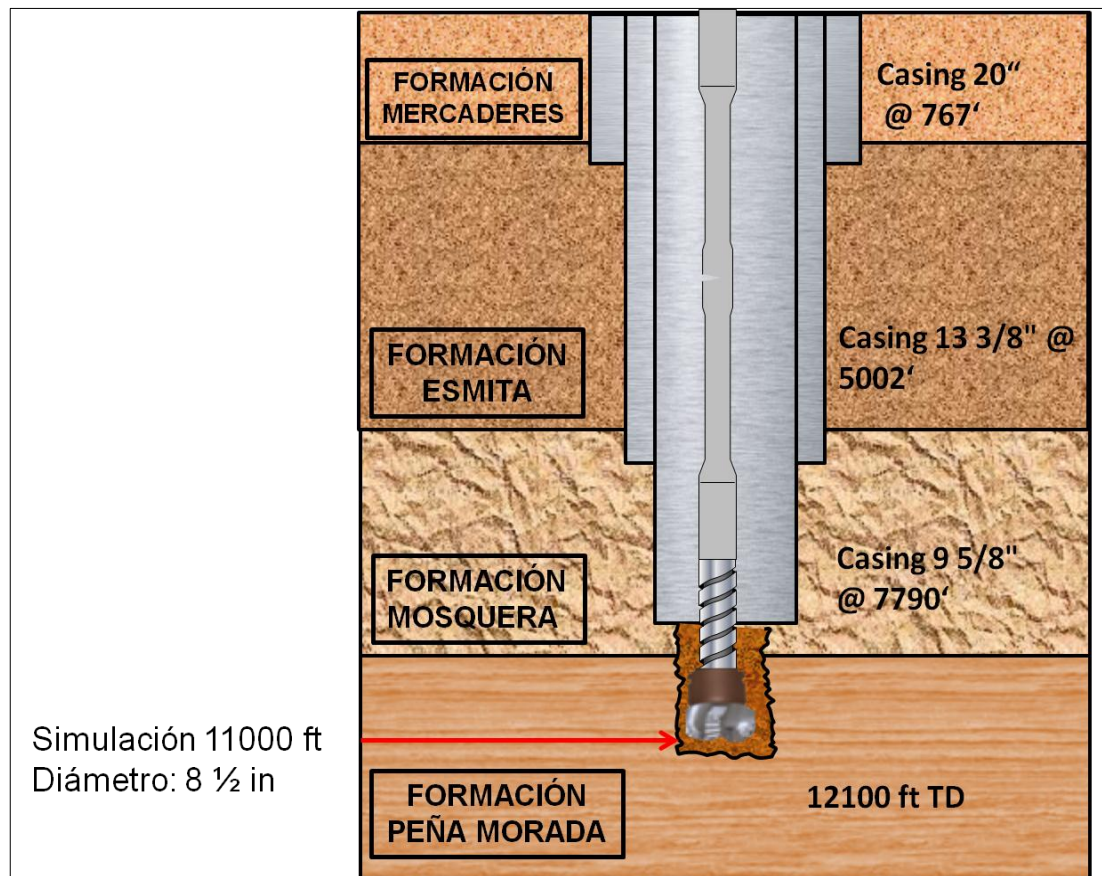
Tabla 18: Reporte de resultados de la predicción y simulación sección No.4 a 11000 ft.

PREDICCIÓN (Anterior a la Perforación)					
Datos de Entrada					
BHA	Anexo G	YP @120 °F [Lb/100 ft ²]	23		
Caudal [gpm]	550	Ø600 / Ø300	-		
Densidad [lpg]	9,5	Ø200 / Ø100	-		
PV @120 °F [cP]	11,5	Ø6 / Ø3	12 / 8		
Tipo de Lodo	QMAXDRILL PHPA – Lodo base agua bajo en sólidos				
Pérdidas de Presión en el Sistema [psi]					
Modelo Reológico	Total	Eq. de Superficie	Sarta	Broca	Anular
Bingham – PV y YP	1979,14	32,32	664,34	772,62	509,86
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	-	-	-	-	-
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	-	-	-	-	-
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	-	-	-	-	-
SIMULACIÓN (Posterior a la Perforación)					
Datos de Entrada					
BHA	Anexo G	YP @120 °F [Lb/100 ft ²]	28		
Caudal [gpm]	578,7	Ø600 / Ø300	80 / 54		
Densidad [lpg]	11,5	Ø200 / Ø100	42 / 30		
PV @120 °F [cP]	26	Ø6 / Ø3	11 / 10		
Tipo de Lodo	QMAXDRILL PHPA – Lodo base agua bajo en sólidos				
Pérdidas de Presión en el Sistema [psi]					

Modelo Reológico	Total	Eq. de Superficie	Sarta	Broca	Anular
Bingham – PV y YP	3097,37	49,99	1300,01	1035,43	711,94
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	3155,03	53,84	1400,28	1035,43	665,48
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	2651,03	29,88	813,05	1035,43	773,33
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	2798,51	42,18	1121,62	1035,43	599,28

Fuente: AUTORES.

Figura 30: Estado mecánico del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 11000 ft.



Fuente: AUTORES.

7. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA SIMULADAS Y LA PRESIÓN DEL STAND PIPE

El análisis comparativo entre la predicción y simulación de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P y la presión en el stand pipe (leído en campo directamente), se desarrolló para cada una de las cuatro secciones, evaluando cada uno de los modelos reológicos (modelo plástico de Bingham, Ley de la Potencia y el modelo de Herschel - Bulkley).

Éste análisis comparativo está conformado para cada una de las profundidades, de una tabla de cálculo de errores en donde se encuentran los valores de error absoluto, error relativo y error porcentual; seguido de un gráfico en donde se podrá observar el error porcentual de las pérdidas de presión para cada uno de los modelos reológicos y finalmente, el reograma (representación gráfica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte) del comportamiento real de flujo del fluido de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P y de las tendencias para cada uno de los modelos reológicos existentes.

$$\text{Error Absoluto [psi]} = |\text{Pérdidas de presión de la simulación} - \text{Presión del stand pipe}|$$

$$\text{Error Relativo} = \frac{|\text{Pérdidas de presión de la simulación} - \text{Presión del stand pipe}|}{\text{Presión del stand pipe}}$$

$$\text{Error Porcentual} = \frac{|\text{Pérdidas de presión de la simulación} - \text{Presión del stand pipe}|}{\text{Presión del stand pipe}} * 100 \%$$

7.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No. 1 A 775 ft

En la sección de cálculo de errores, para las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 775 ft se observa que el modelo reológico que obtiene valores más exactos (más cercanos al real) es el modelo de Herschel & Bulkley con un error absoluto y porcentual de 119,14 [psi] y 4,4% respectivamente (ver tabla 19 y figura 31), igualmente en el reograma, el modelo de Herschel & Bulkley es aquel que se acerca más a la tendencia real del comportamiento del fluido de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 775 ft (ver figura 32).

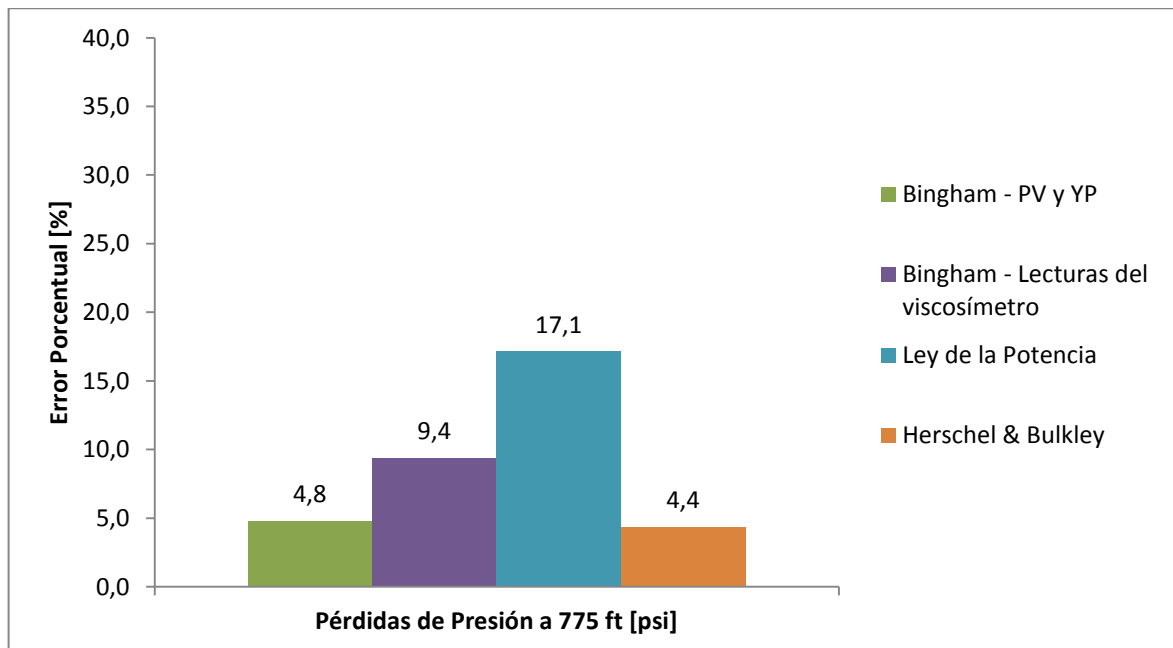
Tabla 19: Cálculo de errores de las pérdidas de presión a 775 ft en hueco abierto.

Cálculo de Errores					
Modelo Reológico	Pérdidas de Presión [psi]		Error Absoluto	Error Relativo	Error Porcentual
	Simulación	Presión del Stand Pipe*			
Bingham – PV y YP	2868,79	2737	131,79	0,048	4,8 %
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	2994,12	2737	257,12	0,094	9,4 %
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	2267,81	2737	469,19	0,171	17,1 %
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	2617,86	2737	119,14	0,044	4,4 %

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

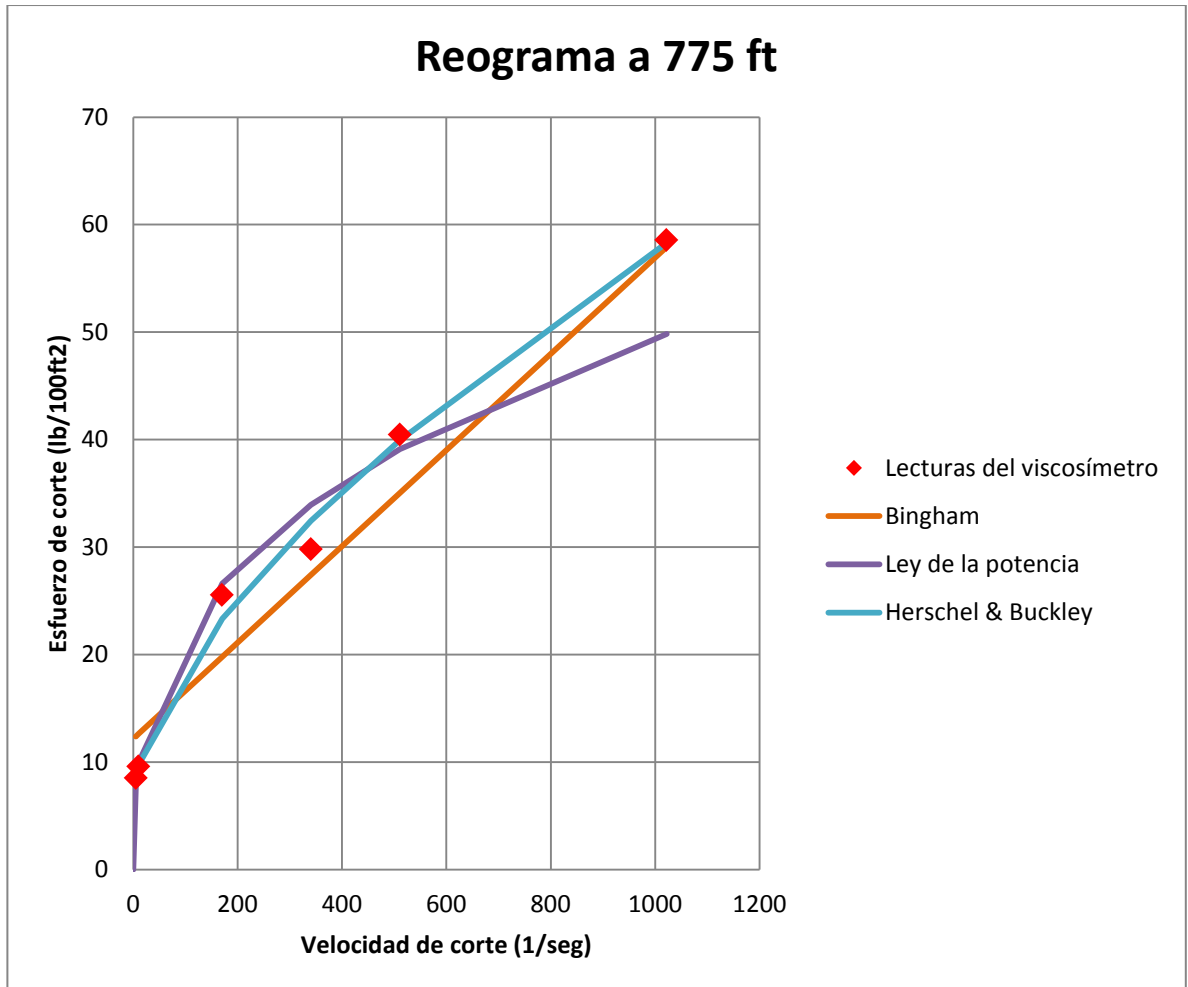
Fuente: AUTORES.

Figura 31: Error porcentual de las pérdidas de presión a 775 ft en hueco abierto.



Fuente: AUTORES.

Figura 32: Reograma a 775 ft en hueco abierto.



Fuente: AUTORES.

7.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.2 A 3500 ft

En la sección de cálculo de errores, para las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 3500 ft se observa que el modelo reológico que obtiene valores más exactos (más cercanos al real) es el modelo de Bingham con un error absoluto y porcentual de 187,77 [psi] y 6,7% respectivamente (ver tabla 20 y figura 33), sin embargo en el reograma, el modelo de Herschel & Bulkley es aquel que se acerca más a la tendencia real de flujo del fluido de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 3500 ft (ver figura 34).

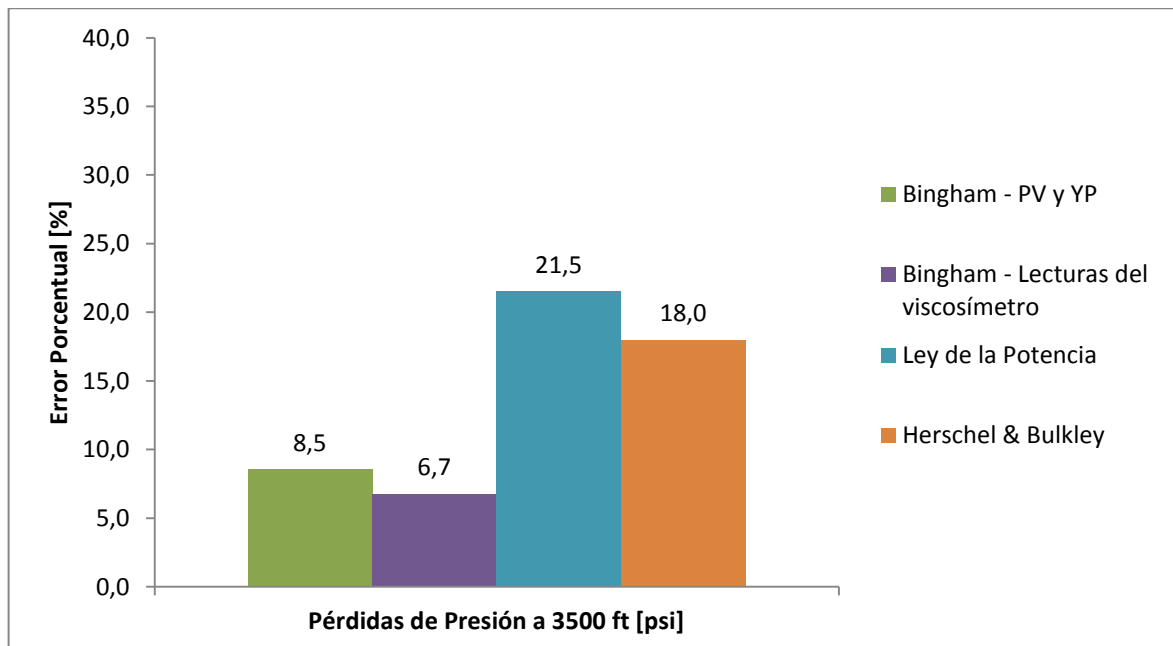
Tabla 20: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 3500 ft.

Cálculo de Errores					
Modelo Reológico	Pérdidas de Presión [psi]		Error Absoluto	Error Relativo	Error Porcentual
	Simulación	Presión del Stand Pipe*			
Bingham – PV y YP	2550,65	2789	238,35	0,085	8,5 %
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	2601,23	2789	187,77	0,067	6,7 %
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	2189,32	2789	599,68	0,215	21,5 %
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	2288,02	2789	500,98	0,180	18,0 %

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

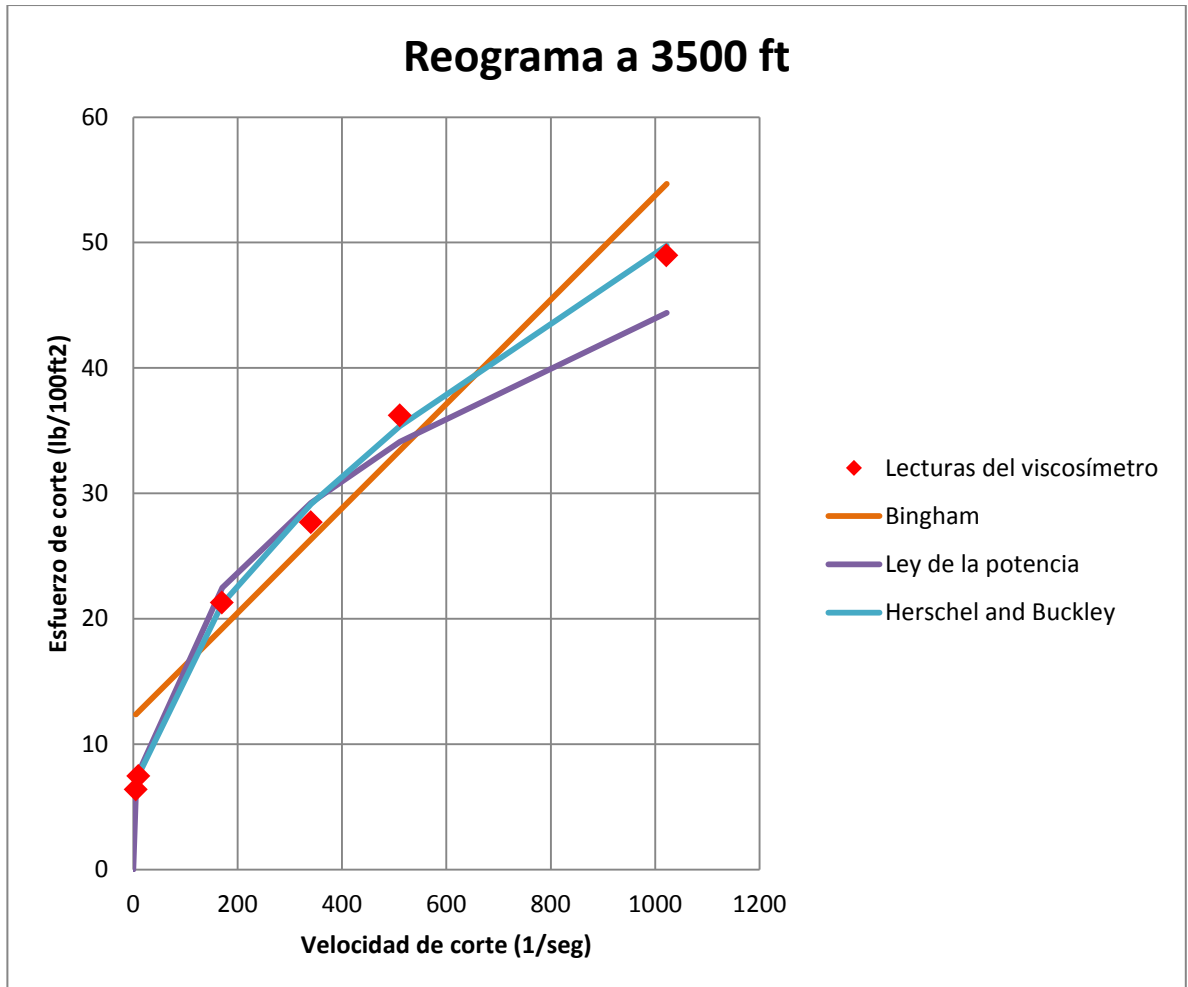
Fuente: AUTORES.

Figura 33: Error porcentual de las pérdidas de presión a 3500 ft.



Fuente: AUTORES.

Figura 34: Reograma a 3500 ft.



Fuente: AUTORES.

7.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.3 A 5925 ft

En la sección de cálculo de errores, para las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 5925 ft se observa que el modelo reológico que obtiene valores más exactos (más cercanos al real) es el modelo de Bingham con un error absoluto y porcentual de 13,54 [psi] y 0,7% respectivamente (ver tabla 21 y figura 35), sin embargo en el reograma, el modelo de Herschel & Bulkley es aquel que se acerca más a la tendencia real de flujo del fluido de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 5925 ft (ver figura 36).

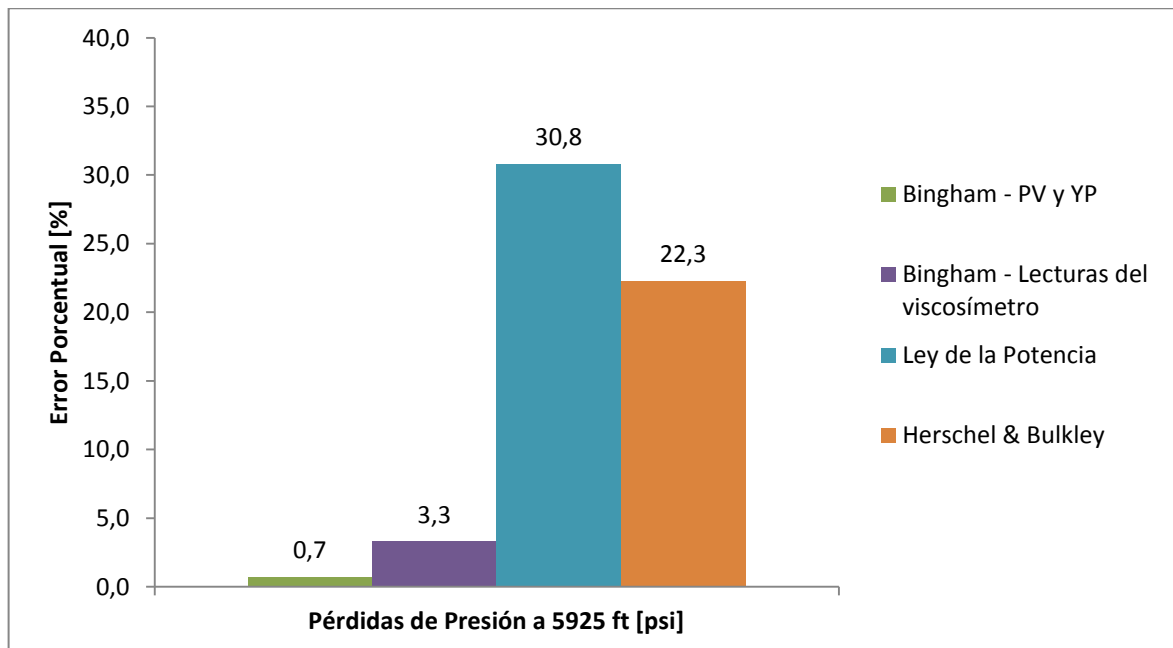
Tabla 21: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 5925 ft.

Cálculo de Errores					
Modelo Reológico	Pérdidas de Presión [psi]		Error Absoluto	Error Relativo	Error Porcentual
	Simulación	Presión del Stand Pipe*			
Bingham – PV y YP	1880,46	1894	13,54	0,007	0,7 %
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	1956,39	1894	62,39	0,033	3,3 %
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	1310,42	1894	583,58	0,308	30,8 %
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	1472,15	1894	421,85	0,223	22,3 %

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

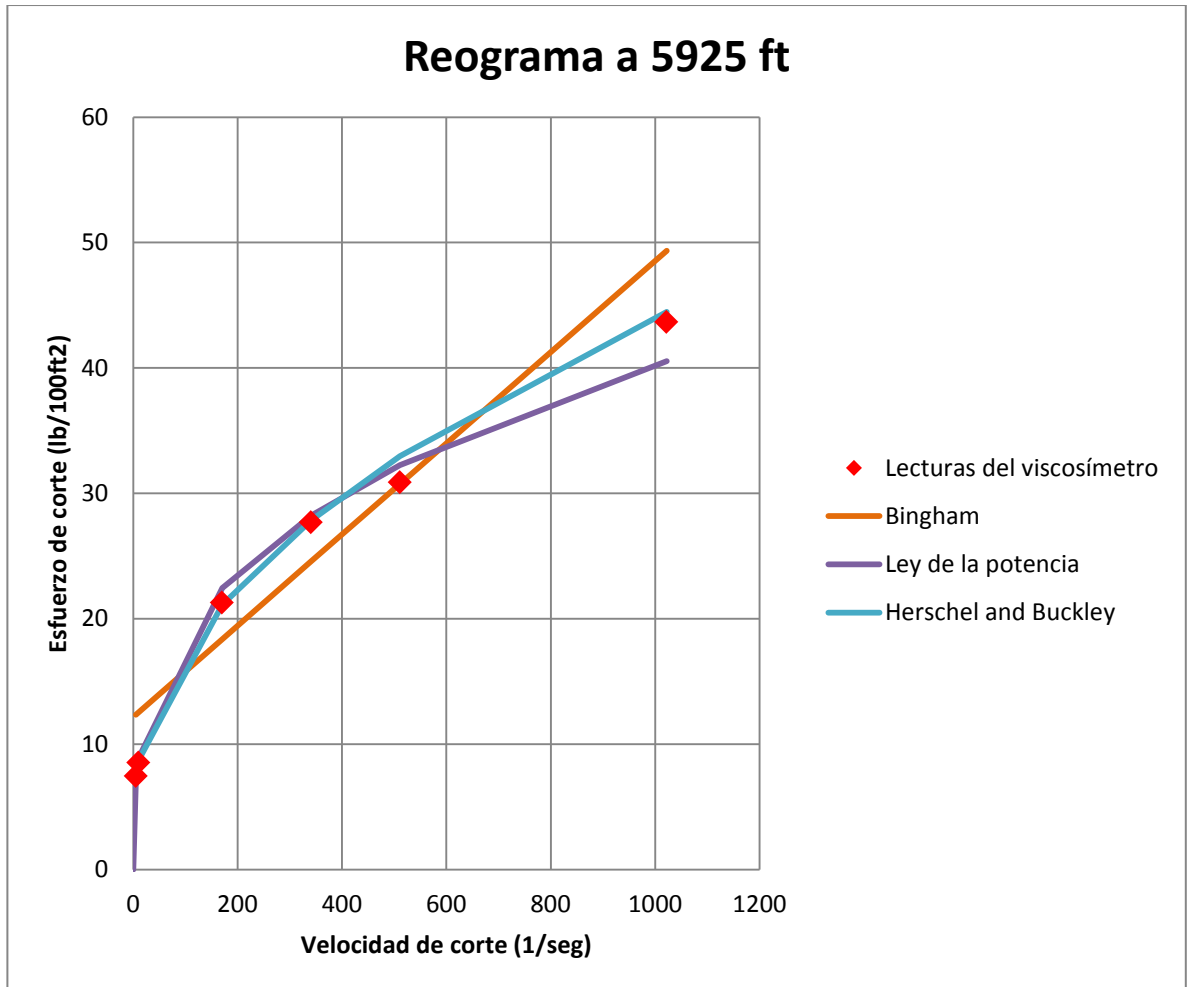
Fuente: AUTORES.

Figura 35: Error porcentual de las pérdidas de presión a 5925 ft.



Fuente: AUTORES.

Figura 36: Reograma a 5925 ft.



Fuente: AUTORES.

7.4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.4 A 7827 ft

En la sección de cálculo de errores, para las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 7827 ft se observa que el modelo reológico que obtiene valores más exactos (más cercanos al real) es el modelo de Herschel & Bulkley con un error absoluto y porcentual de 145,89 [psi] y 6,3% respectivamente (ver tabla 22 y figura 37), igualmente en el reograma, el modelo de Herschel & Bulkley es aquel que se acerca más a la tendencia real de flujo del fluido de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 7827 ft (ver figura 38).

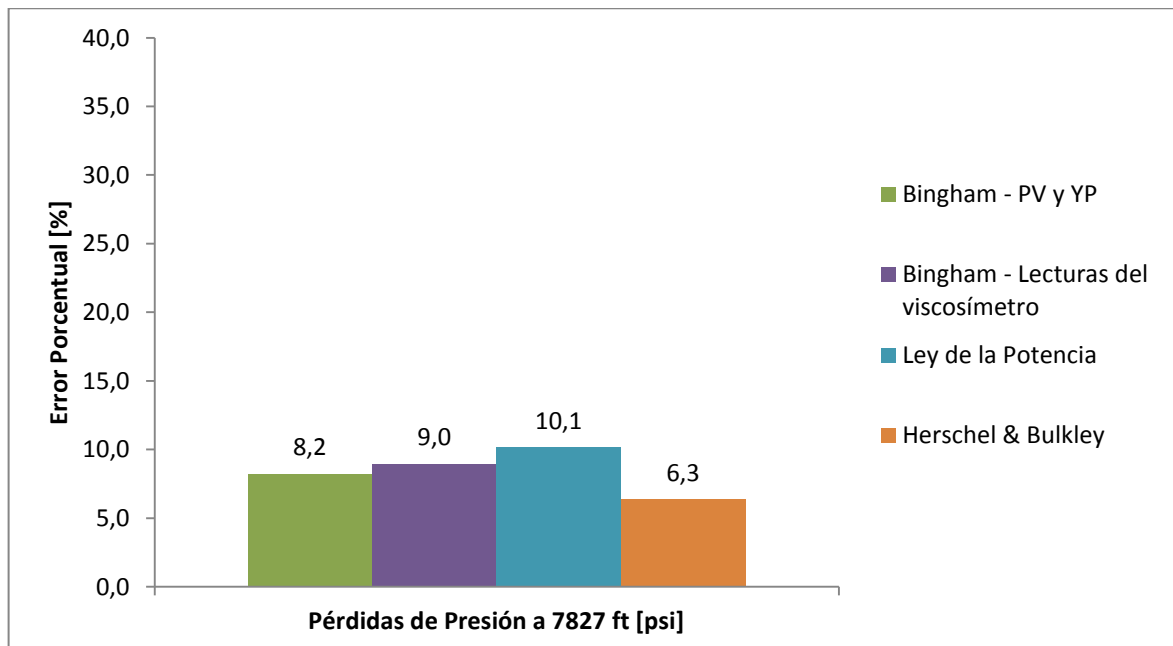
Tabla 22: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 7827 ft.

Cálculo de Errores					
Modelo Reológico	Pérdidas de Presión [psi]		Error Absoluto	Error Relativo	Error Porcentual
	Simulación	Presión del Stand Pipe*			
Bingham – PV y YP	2489,63	2301	188,63	0,082	8,2 %
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	2507,3	2301	206,3	0,090	9,0 %
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	2067,54	2301	233,46	0,101	10,1 %
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	2155,11	2301	145,89	0,063	6,3 %

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

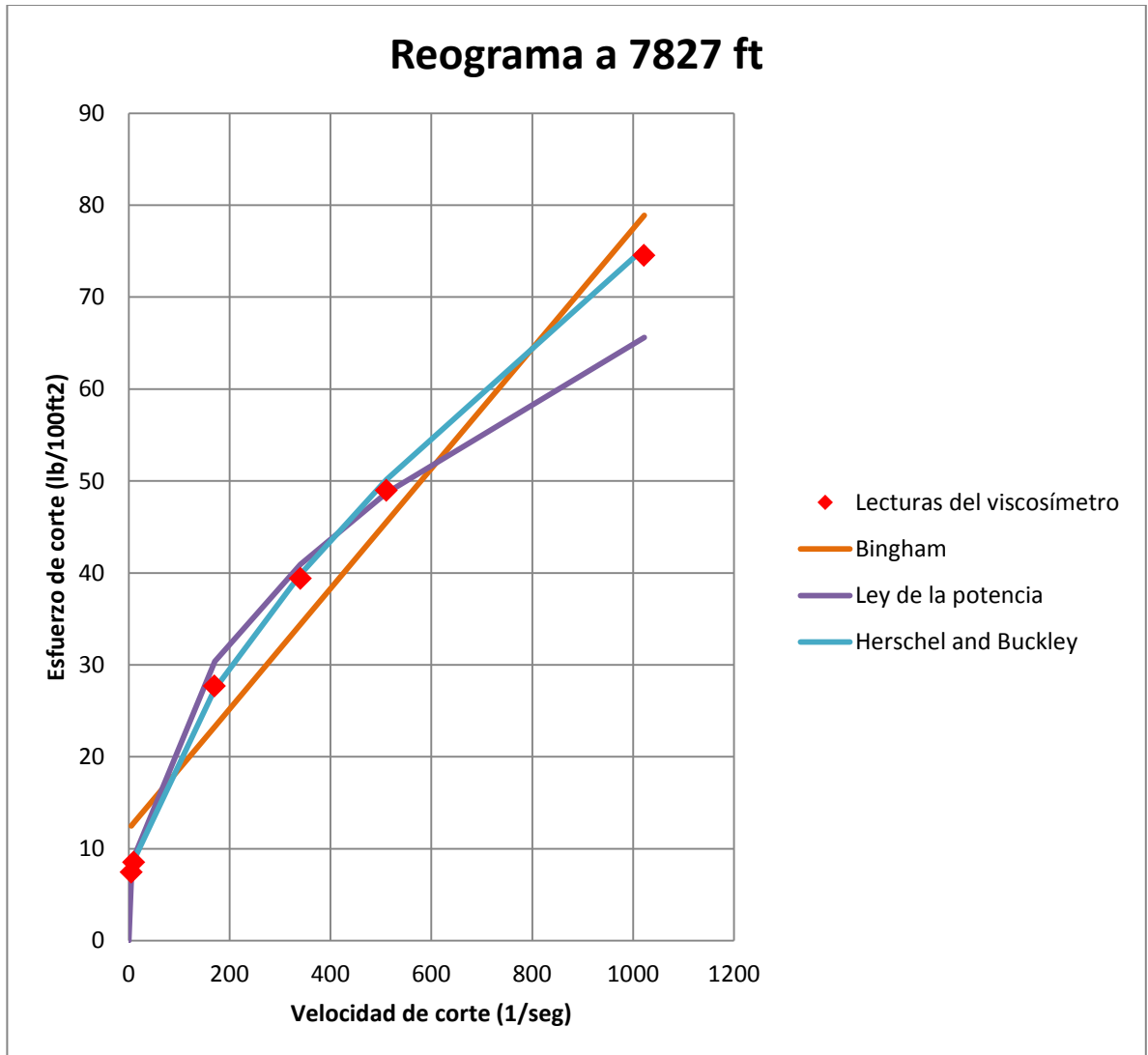
Fuente: AUTORES.

Figura 37: Error porcentual de las pérdidas de presión a 7827 ft.



Fuente: AUTORES.

Figura 38: Reograma a 7827 ft.



Fuente: AUTORES.

7.5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PREDICCIÓN SECCIÓN No.4 A 11000 ft

En la sección de cálculo de errores, para las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 11000 ft (predicción) se observa que ningún modelo reológico obtiene valores cercanos al real, puesto que se alcanzan errores absolutos y porcentuales cerca de 1294,61 [psi] y 39,5% respectivamente (ver tabla 23 y figura 39).

La predicción de las pérdidas de presión para esta profundidad arrojó valores incongruentes con la realidad (con un error porcentual de 39,5%) debido a que los valores de la densidad del lodo, viscosidad plástica y punto de cedencia fueron muy diferentes a los que en realidad se utilizaron en el momento de la perforación. Es por esto que se hace necesario resaltar la importancia de una óptima planeación de la perforación del pozo, que permita obtener valores más cercanos a los que se utilizarán en el momento de la operación, y aumentar de esta forma la confiabilidad de los resultados para la toma de decisiones.

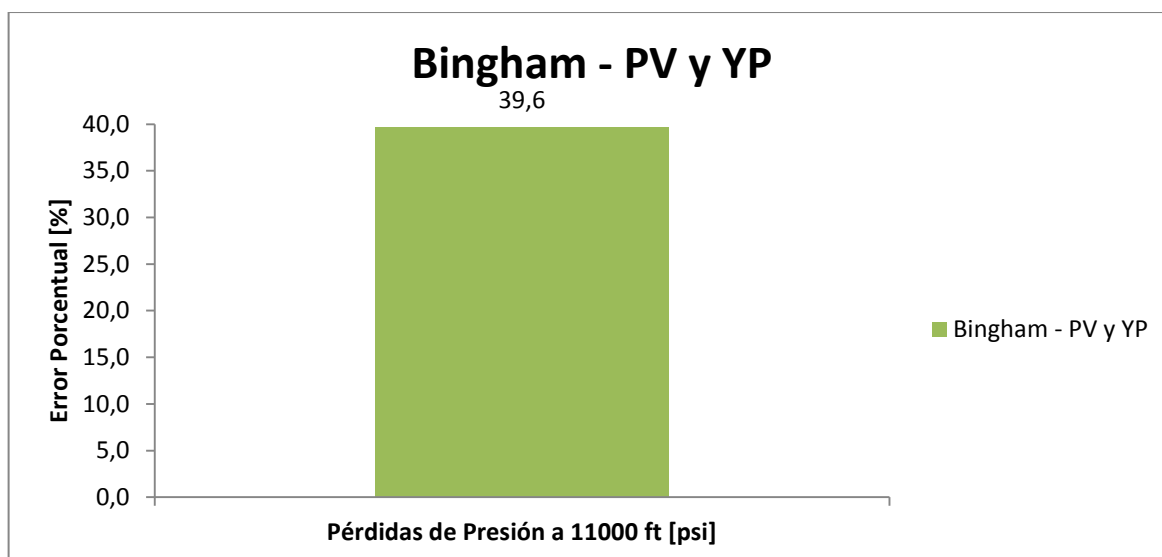
Tabla 23: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 11000 ft (Predicción).

Cálculo de Errores					
Modelo Reológico	Pérdidas de Presión [psi]		Error Absoluto	Error Relativo	Error Porcentual
	Predicción	Presión del Stand Pipe*			
Bingham – PV y YP	1979,18	3279	1299,82	0,396	39,6 %
Bingham – Lecturas del Viscosímetro	-	-	-	-	-
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	-	-	-	-	-
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	-	-	-	-	-

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

Fuente: AUTORES.

Figura 39: Error porcentual de las pérdidas de presión a 11000 ft (Predicción).



Fuente: AUTORES.

7.6. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SIMULACIÓN SECCIÓN No.4 A 11000 ft

En la sección de cálculo de errores, para las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 11000 ft (simulación) se observa que el modelo reológico que obtiene valores más exactos (más cercanos al real) es el modelo de Bingham con un error absoluto y porcentual de 123,97 [psi] y 3,8% respectivamente (ver tabla 24 y figura 40), sin embargo en el reograma, el modelo de Herschel & Bulkley es aquel que se acerca más a la tendencia real de flujo del fluido de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P a 11000 ft (ver figura 41).

Tabla 24: Cálculo de errores entre las pérdidas de presión a 11000 ft (Simulación).

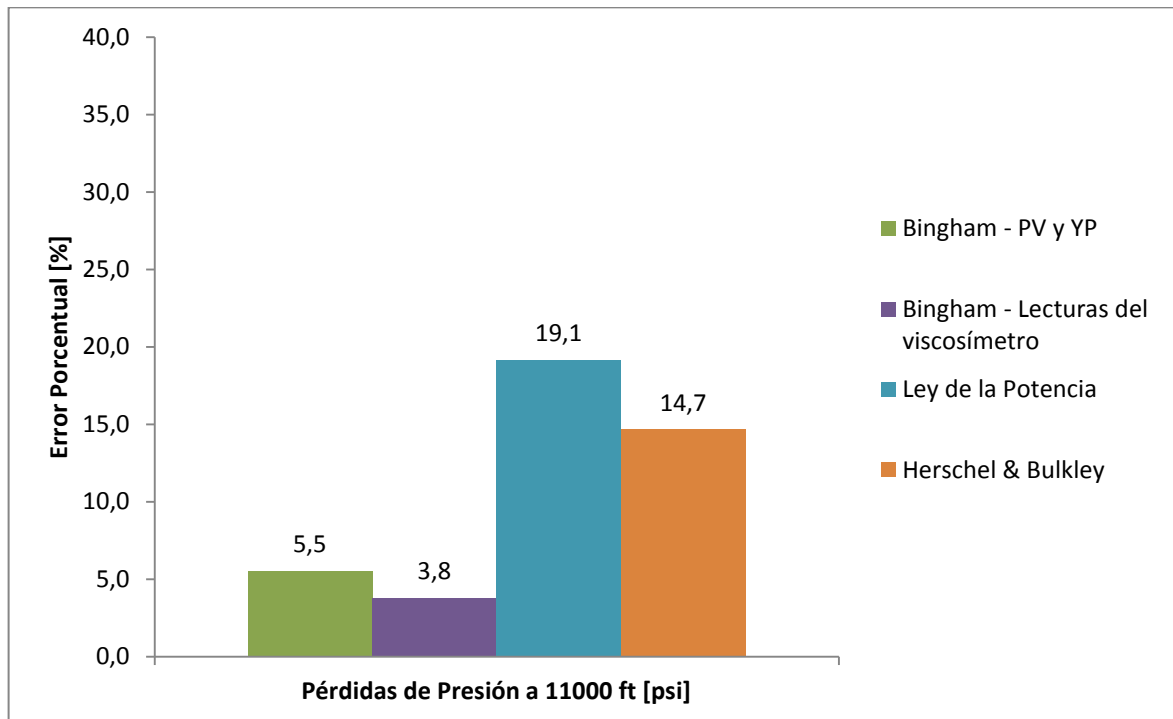
Cálculo de Errores					
Modelo Reológico	Pérdidas de Presión [psi]		Error Absoluto	Error Relativo	Error Porcentual
	Simulación	Presión del Stand Pipe*			
Bingham – PV y YP	3097,37	3279	181,63	0,055	5,5 %

Bingham – Lecturas del Viscosímetro	3155,03	3279	123,97	0,038	3,8 %
Ley de la Potencia – Lecturas del Viscosímetro	2651,69	3279	627,31	0,191	19,1 %
Herschel & Bulkley – Lecturas del Viscosímetro	2798,51	3279	480,49	0,147	14,7 %

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

Fuente: AUTORES.

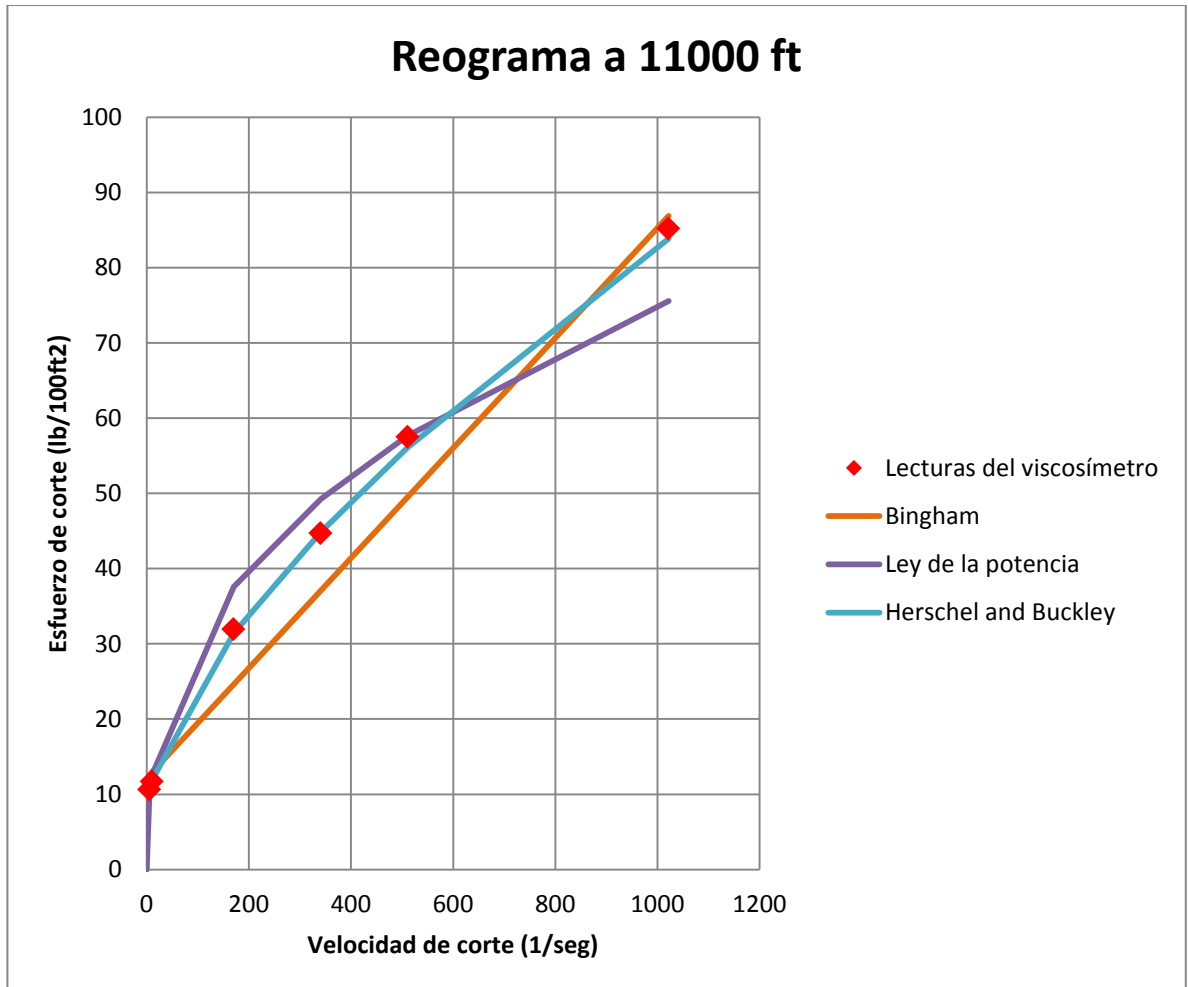
Figura 40: Error porcentual de las pérdidas de presión a 11000 ft (Simulación).



Fuente: AUTORES.

Los resultados presentados en la predicción y simulación de las pérdidas de presión a 11000 ft, permiten observar la influencia de la utilización de los datos operacionales planeados y los que verdaderamente se manejaron para dicha profundidad.

Figura 41: Reograma a 11000 ft (Simulación).



Fuente: AUTORES.

8. EVALUACIÓN DEL MODELO REOLÓGICO QUE MEJOR DESCRIBE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DEL POZO ANH-PATÍA-1-ST-P

Con los resultados del análisis comparativo entre la simulación de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P y el valor de las lecturas de presión del stand pipe para cada una de las cinco profundidades, se evaluó el modelo reológico que mejor describe las pérdidas de presión en el sistema.

En la tabla 25 se presentan los resultados del modelo reológico que mejor describe las pérdidas de presión en el sistema para cada una de las profundidades analizadas, y en la figura 42 el esquema del estado mecánico del pozo.

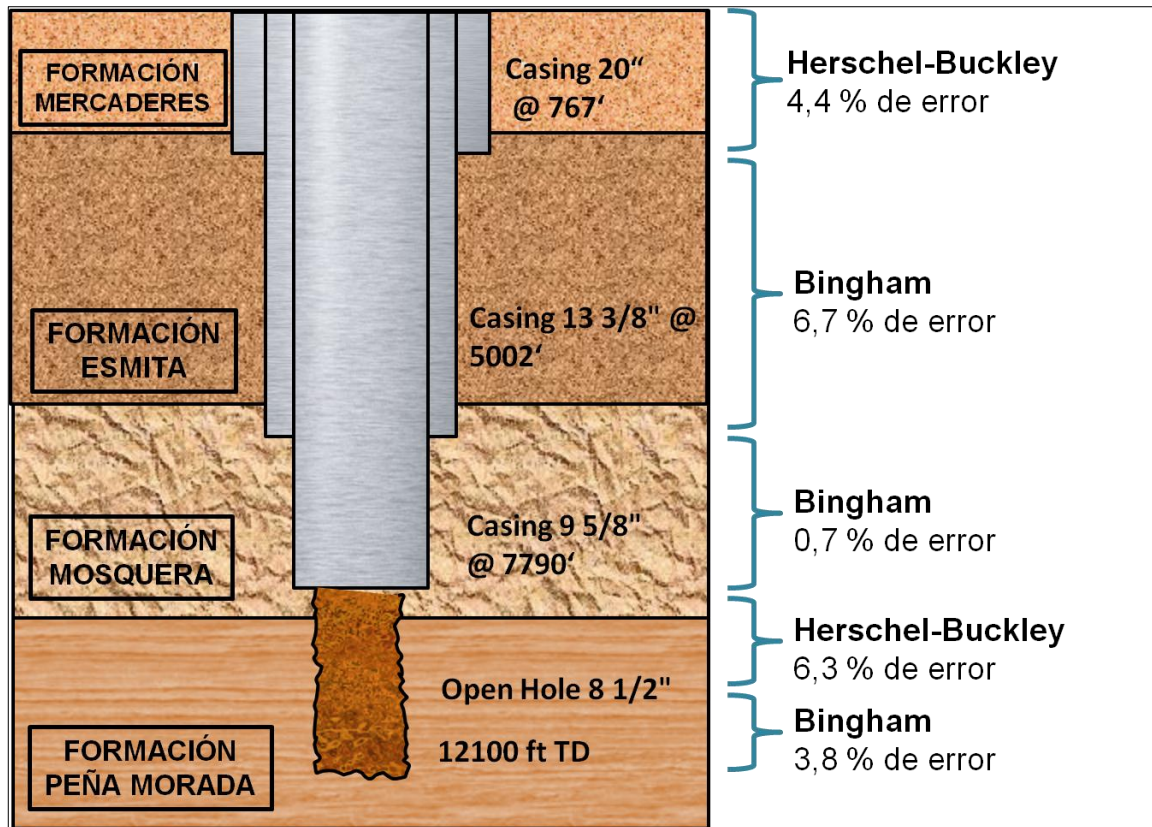
Tabla 25: Modelo reológico representativo para cada sección.

Sección	Modelo Reológico Representativo	Profundidad de la simulación [ft]	Presión en el Stand Pipe [psi]*	Pérdida de Presión simulada [psi]	Error Porcentual
No. 1 [0 – 775 ft]	Herschel & Bulkley	775	2737	2617,86	4,4 %
No. 2 [775 – 5010 ft]	Bingham	3500	2789	2601,23	6,7 %
No. 3 [5010 – 7801 ft]	Bingham	5925	1894	1880,46	0,7 %
No. 4 [7081 – 12100 ft]	Herschel & Bulkley	7827	2301	2155,11	6,3 %
	Bingham	11000	3279	3155,03	3,8 %

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

Fuente: AUTORES.

Figura 42: Modelo reológico representativo para cada sección.



Fuente: AUTORES.

Según los resultados presentados en la tabla 25 y figura 41, los modelos reológicos de Bingham y Herschel – Bulkley son aquellos que representan de manera más exacta las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P con un error porcentual mínimo de 0,7% y un máximo de 6,7%, disminuyéndose de tal forma la diferencia entre la predicción de la hidráulica y el comportamiento real (optimización de la hidráulica).

A pesar de que los modelos reológicos de Bingham y Herschel – Bulkley son los que mejor predicen las pérdidas de presión en el sistema del pozo, es el modelo de Herschel – Bulkley el que mejor describe el comportamiento del fluido de perforación en cada una de las profundidades analizadas (como se puede observar en los reogramas mostrados en el capítulo anterior).

La exactitud de los resultados obtenidos se logró debido a que se tuvieron en cuenta parámetros como la inclinación del pozo, las pérdidas de presión en los tool joint y el efecto de la temperatura, así mismo, se resalta la confiabilidad de la información implementada. Sin embargo, la diferencia obtenida se debe a las suposiciones tenidas en cuenta implícitamente en las ecuaciones de hidráulica para todos los modelos reológicos, como son; pozo concéntrico, secciones circulares y que la sarta de perforación no se encuentra rotando.

Una vez logrado encontrar que haya una mínima diferencia entre la presión del stand pipe y las simulaciones de las pérdidas de presión para cada una de las secciones del pozo, se analizó la implementación del modelo reológico más representativo para la predicción de las pérdidas de presión en todas las secciones, con el fin de que pueda ser implementado en nuevos proyectos de perforación de pozos aledaños en la cuenca Cauca - Patía, si se perforará con un fluido de perforación similar. Según el análisis comparativo realizado, el modelo de Bingham es aquel que puede predecir mejor las pérdidas de presión en el sistema del pozo, manteniendo así mismo bajos errores porcentuales como se puede observar en la tabla 26 y figura 43.

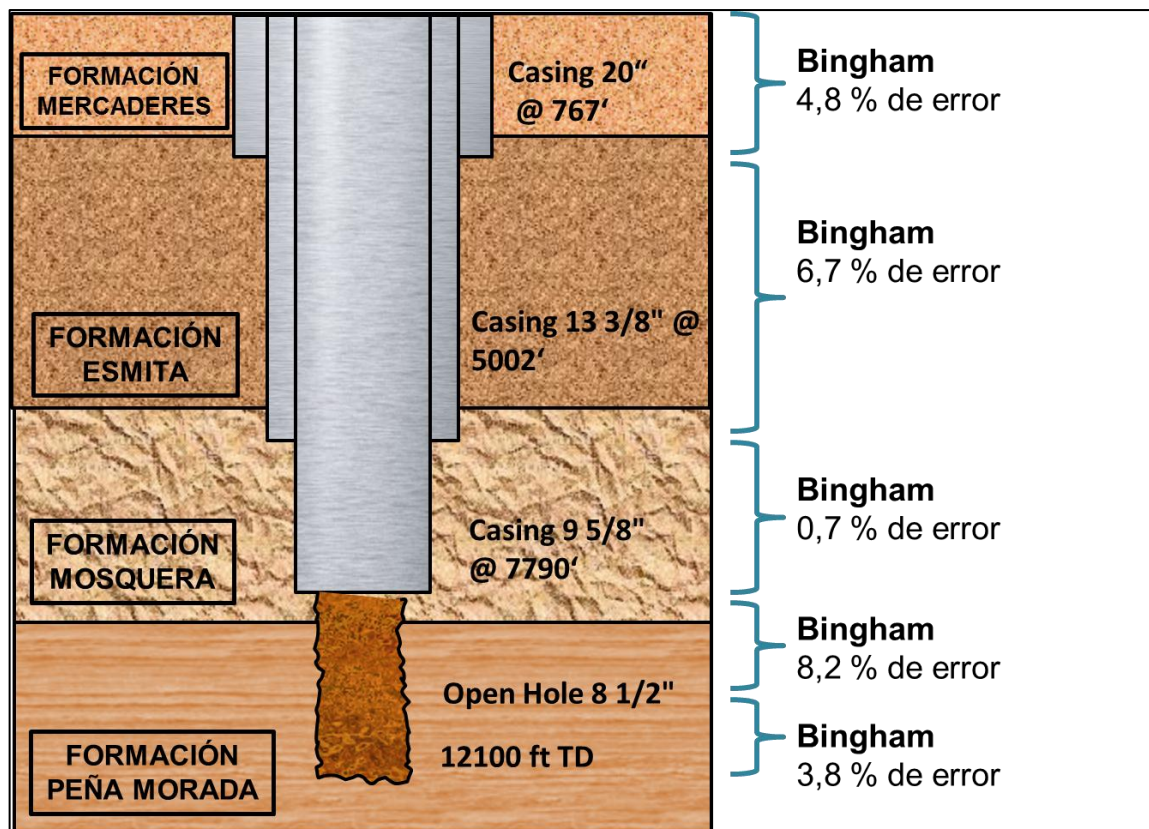
Tabla 26: Modelo reológico general para todas las secciones.

Sección	Modelo Reológico Representativo	Profundidad de la simulación [ft]	Presión en el Stand Pipe [psi]*	Pérdida de Presión simulada [psi]	Error Porcentual
No. 1 [0 – 775 ft]	Modelo de Bingham	775	2737	2868,79	4,8 %
No. 2 [775 – 5010 ft]		3500	2789	2601,23	6,7 %
No. 3 [5010 – 7801 ft]		5925	1894	1880,46	0,7 %
No. 4 [7081 – 12100 ft]		7827	2301	2489,63	8,2 %
		11000	3279	3155,03	3,8 %

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

Fuente: AUTORES.

Figura 43: Modelo reológico general para todas las secciones.



Fuente: AUTORES.

9. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN POR COMPORTAMIENTO REOLÓGICO

Como se mencionó anteriormente, una forma de contribuir a conocer la hidráulica de perforación y posteriormente su optimización consiste en encontrar el modelo reológico que simule las pérdidas de presión con la mayor exactitud comparadas con las reales (valor real de las pérdidas de presión del sistema de circulación del pozo leídas en el stand pipe). Esto se realiza con el fin de tener valores más confiables para la toma de decisiones y poder detectar posibles problemas que se estén presentando durante la perforación, tales como los descritos por Fabio Enrique Argüello Rey y Katherine Prada Palomo (Estudio técnico y elaboración de una herramienta de cálculo para el diseño de un sistema integrado de circulación para la perforación de pozos).

La metodología incluye dos actividades que se tienen que ir realizando simultáneamente, como lo son; la recolección de datos para la posterior simulación y la medición de presiones en el stand pipe. En la figura 44 se muestra un diagrama de la metodología a seguir para optimizar la hidráulica de perforación de un pozo.

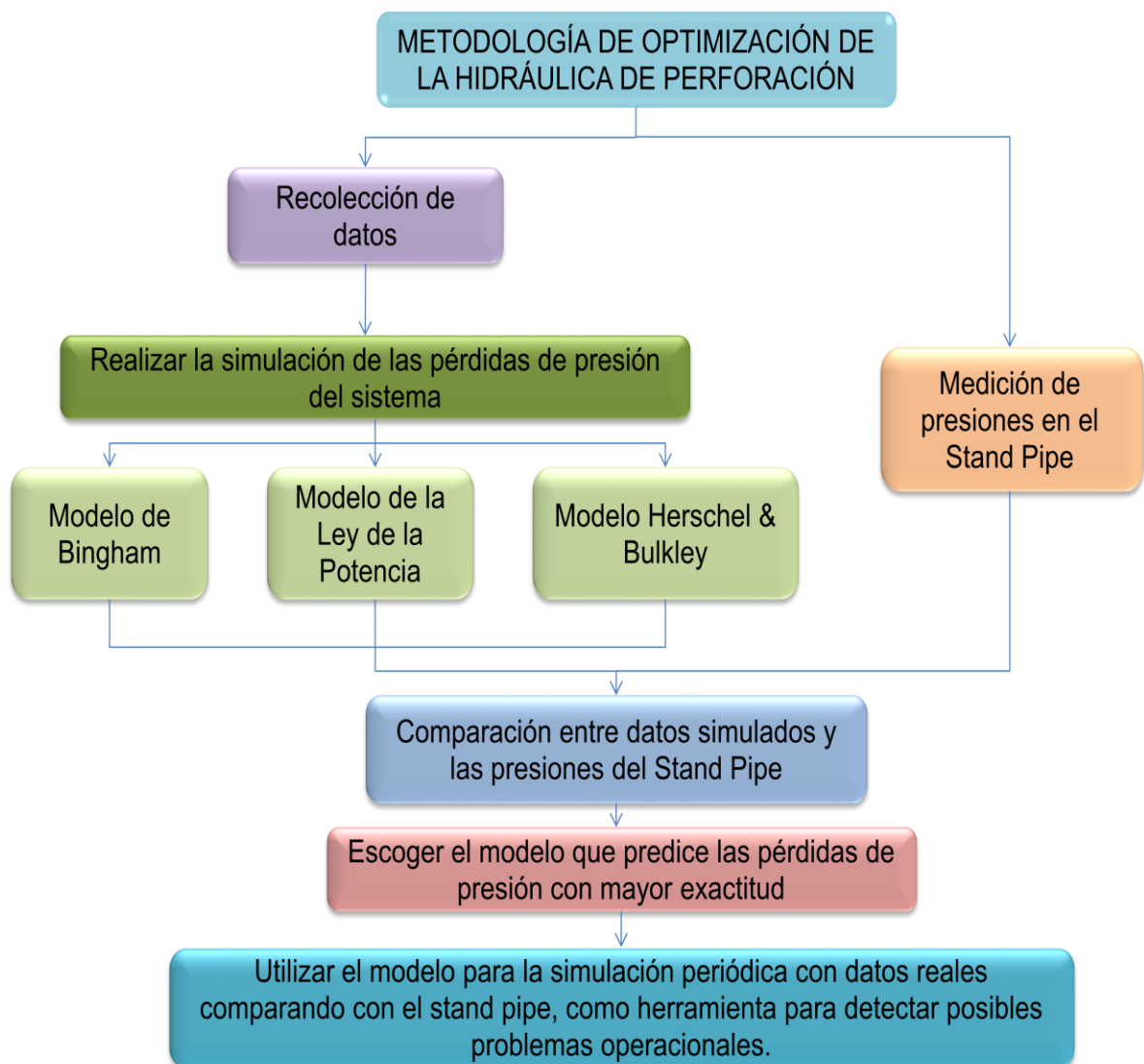
9.1 RECOLECCIÓN DE DATOS

La recolección de datos es quizá la parte fundamental dentro de la metodología de optimización de la hidráulica del pozo. Estos datos incluyen no solo geometría o estado mecánico planeado del pozo, sino también propiedades del lodo así como otros parámetros operacionales. Los datos recolectados pueden ser datos planeados o valores reales de operación. Los primeros son aquellos datos que se planean utilizar durante la operación y que son usados para realizar una predicción de la hidráulica. Por otro lado, los datos reales de operación son aquellos valores de los diferentes parámetros que se utilizaron durante la perforación y que son empleados para realizar una simulación aún más exacta de la hidráulica del sistema. Cabe resaltar la diferencia entre la predicción, que se realiza previa al momento de la operación y la simulación que se realiza durante o después de la perforación con datos reales.

9.2 SIMULACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN DEL SISTEMA

Existen distintos software comerciales que permiten simular las pérdidas de presión de un pozo. Lo importante dentro de este paso es la simulación de las pérdidas de presión teniendo en cuenta los tres principales modelos reológicos; modelo de Bingham, modelo de la Ley de la Potencia y el modelo de Herschel and Bulkley, en donde cada uno de estos arrojará diferentes resultados que posteriormente serán analizados.

Figura 44: Metodología para la optimización de la hidráulica de perforación.



Fuente: AUTORES.

Es importante mencionar que entre mayor sea la cantidad de variables (como la inclinación del pozo, excentricidad del pozo, efecto de la temperatura y geometría del pozo) tenidas en cuenta, mayor será la exactitud de la simulación.

9.3 MEDICIÓN DE PRESIONES EN EL STAND PIPE

La presión en el Stand Pipe representa las pérdidas de presión totales del sistema, y su respectivo control es una de las principales actividades durante la perforación de un pozo. Los datos tienen que ser tomados con la mayor precisión posible para disminuir la posibilidad de cometer un error en la toma de decisiones posteriores.

9.4 COMPARACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES Y LAS PRESIONES DEL STAND PIPE

Para lograr optimizar la hidráulica de un pozo se hace necesario comparar los resultados de las simulaciones realizadas para cada uno de los modelos reológicos (Bingham, Ley de la potencia y Herschel & Bulkley) con la respectiva presión del Stand Pipe a una profundidad específica. Debe tenerse en cuenta que no siempre el modelo que prediga de una mejor forma las pérdidas de presión del sistema a una profundidad específica será el mismo para todas las secciones del pozo. Es por esto que se hace necesario la realización de mínimo una simulación para cada sección del pozo con el fin de **ESCOGER EL MODELO QUE MEJOR PREDIGA LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN DEL SISTEMA** para cada sección del pozo. Con esto se conseguirá disminuir la diferencia que existe entre la predicción de las pérdidas de presión del sistema y su valor real.

9.5 ANÁLISIS DE LA DIFERENCIA ENTRE LAS PRESIONES SIMULADAS Y LAS PRESIONES DEL STAND PIPE

Las diferencias existentes entre una simulación de las pérdidas de presión y la presión del stand pipe se pueden dar debido a diferentes motivos. Uno puede ser mala simulación, por mal manejo del software, o porque los datos de entrada son muy diferentes a los que en realidad se tienen en la operación. También hay que tener en cuenta que los modelos de predicción de la hidráulica asumen ciertos parámetros tales como hueco perfectamente circular con la tubería ubicada en el centro, no tiene en cuenta presiones en los tool joint, y la sarta no se encuentra rotando. Estos factores pueden afectar el valor encontrado en

la simulación. Sin embargo, si todos los datos de entrada, el modelo empleado y el manejo del software son adecuados, se convierte en una valiosa herramienta de análisis a partir de la diferencia que pueda existir entre el valor teórico y el real. Un monitoreo de la presión del stand pipe con respecto a su valor teórico puede ayudar a determinar problemas en el pozo. Por ejemplo un valor bajo de la presión del stand pipe puede ser causado por una pérdida de fluido en la tubería, daño en un elemento de la sarta de perforación, desgaste en la bomba, o pérdida de fluido debido a una fractura en la formación, disminución de la densidad del lodo por una posible patada. Del mismo modo, una alta presión del stand pipe con respecto a la teórica representará un taponamiento en la broca de perforación o un incremento en la densidad o viscosidad del lodo.

CONCLUSIONES

- La implementación de la metodología en el proyecto de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P obtuvo como resultado que el modelo reológico de Bingham, con un error porcentual entre 0,7 – 8,2 %, permitió optimizar la hidráulica de perforación disminuyendo las diferencias entre las presiones del stand pipe y las pérdidas de presión simuladas. Resultados que se pueden aplicar en pozo aledaños si se perforará con condiciones similares.
- El desarrolló de esta tesis de grado, aplicada al pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, permitió confirmar al modelo reológico de Herschel & Bulkley (ley de la potencia modificada) como el que mejor describe el comportamiento reológico de los fluidos de perforación dentro un pozo.
- Acorde a los resultados obtenidos, se puede concluir que es importante en la perforación desarrollar una correcta planeación de operaciones con el fin de que los datos utilizados en la predicción de las pérdidas de presión sean los más exactos posibles, obteniéndose resultados más cercanos a lo real y logrando de tal forma una disminución en la incertidumbre del proyecto.
- Las simulaciones desarrolladas en éste proyecto de grado permitieron observar que los parámetros tenidos en cuenta para calcular las pérdidas de presión del sistema (inclinación del pozo, efectos de la temperatura y pérdidas de presión en los tool joints) son claves para aumentar la exactitud de los resultados. Así mismo es importante resaltar que entre mayor sea la cantidad de variables tenidas en cuenta, mayor será la exactitud de las simulaciones.
- El monitoreo de la presión del stand pipe con respecto al resultado de las pérdidas de presión de la simulación, es una actividad importante que se debe implementar en pozo para determinar posibles problemas operacionales, pues la diferencia que puede existir entre ellos no siempre es debida a errores en la simulación o a la calidad de los datos de entrada.

- La metodología de mejoramiento de la hidráulica de perforación por comportamiento reológico desarrollada en este tesis de grado, es una herramienta útil en las operaciones, que permite disminuir la diferencia que existe entre las presiones del stand pipe (valor real) y sus respectivas simulaciones por medio del modelo reológico que mejor las describe, consiguiéndose de tal forma información más exacta para la planeación de la perforación. Un valor agregado de la metodología desarrollada es que se encuentra al alcance de todos los proyectos además de su sencilla implementación.

RECOMENDACIONES

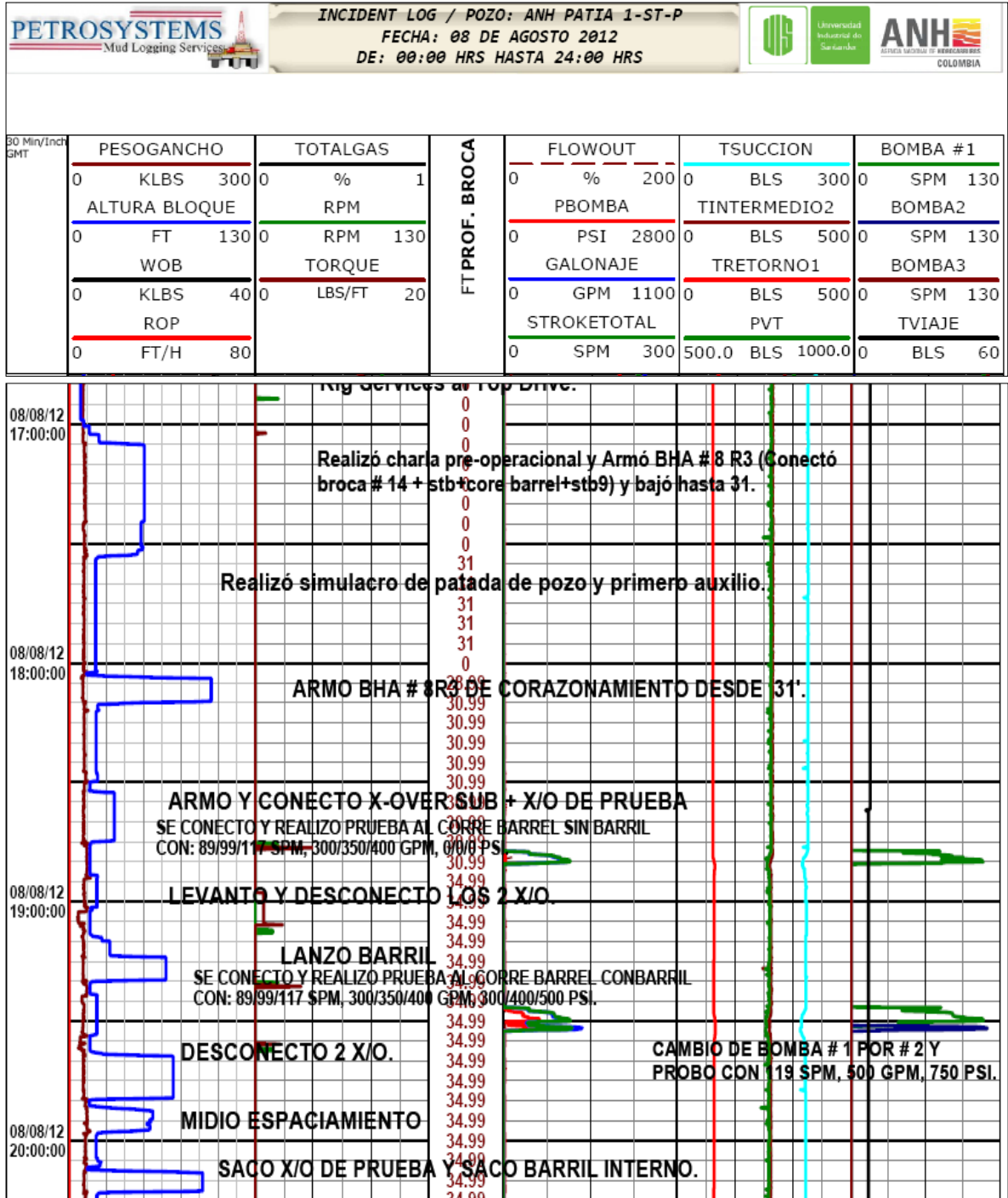
- Con el fin de mejorar la exactitud de los resultados simulados de las pérdidas de presión en el sistema, se recomienda realizar los cálculos teniendo en cuenta diferentes variables como la excentricidad del pozo y el efecto de la rotación de la sarta de perforación.
- El software comercial utilizado no tiene la opción de simular el mecanismo con el cual funcionaba el equipo de corazonamiento. Por lo tanto se recomienda implementar la metodología realizada en esta tesis con otro software comercial o desarrollar uno que se pueda implementar, para también evaluar pérdidas de presión en operaciones de corazonamiento.
- Para continuar con el proceso, se sugiere implementar la metodología para el seguimiento y mejoramiento de la hidráulica de perforación en el pozo Buenaventura 1, proyecto que actualmente se encuentra en desarrollo por la Universidad Industrial de Santander. Así mismo, se recomienda corroborar los resultados obtenidos por la implementación de la metodología desarrollada en el pozo ANH-PATÍA-1-ST-P en la perforación de futuros pozos en la misma área.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADAMS, Neal J. Drilling Engineering a Complete Well Planning Approach, 1985. 697p.
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 13D, Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids, 2009. Capítulo 7.
3. ANNIS, M.R. y SMITH, M.V. Drilling Fluids Technology. Exxon Company. U.S.A. 1996.
4. ARGÜELLO REY, Fabio Enrique y PRADA PALOMO, Katherine. Estudio técnico y elaboración de una herramienta de cálculo para el diseño de un sistema integrado de circulación para la perforación de pozos. Bucaramanga, 2011.114p.
5. ASME Shale Shaker Committee, Drilling fluids processing handbook, 2005. 32p.
6. BAKERHUGHES Company. Drilling Reference Manual, 2006. Capítulo 9.
7. BAKER HUGES INTEQ. Fluidos, Manual de ingeniería. 1998. Capítulo 4.
8. BERN P.A., MORTON E.K., ZAMORA M. Modernization of the API Reommeded Practice on Rheology and Hydraulics: Creating Easy Acces to Integrated Wellbore Fluids Engineering.
9. CHOWDHURY Dipankar, SKALLE Pål, MAHBUBUR Rahman Mohammed. Prediction of Stand Pipe Pressure Using Conventional Approach, Chemical Engineering Research Bulletin 13, 2009.
10. DATALOG Company. Procedimientos y Operaciones en el Pozo, 2001.62 p.
11. DATALOG Company. Hidráulica del fluido de perforación, 2001.13 p.
12. ELSEVIER. Drilling Fluids Processing Handbook. 2005, 693p.

13. ESTERLIN, Juan Gabriel y GOMEZ HERREÑO, Miguel Armando. Metodología para el cálculo de reología e hidráulica para pozos estratigráficos profundos, usando una herramienta software (Compass y Well plan). Bucaramanga, 2011. 65p.
14. HALLIBURTON COMPANY. Manual de Fluidos Baroid, 1999.
15. IADC, International Association of drilling contractors. Drilling Manual Version 11, 2000. Capítulo R, Hidráulica.
16. KELESSIDIS, V.C. y MAGLIONE, R. Optimal determination of rheological parameters for Herschel–Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling, Journal of Petroleum Science and Engineering 53 (2006) 203-224.
17. LANDMARK, Halliburton. WELLPLAN™ Hydraulics Software Manual, 2010.
18. MANUAL MI, 2001. Capítulo 5.
19. MITCHELL, Bill. Advanced oil well drilling engineering, Handbook and computer programs. USA Library of Congress, 1974. 287p
20. MUÑOZ, Samuel. Tecnología avanzada de fluidos de perforación, 1992. 286p
21. RABIA, Hussain. Well engineering and construction, 2001. 243 p.
22. SCHLUMBERGER Company. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – fluidos e hidráulica de la perforación.
23. SCHLUMBERGER Company. Tecnología de Perforación Drilling School, 2010. Sección 6, 3 p.

ANEXO A: PRUEBA DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE

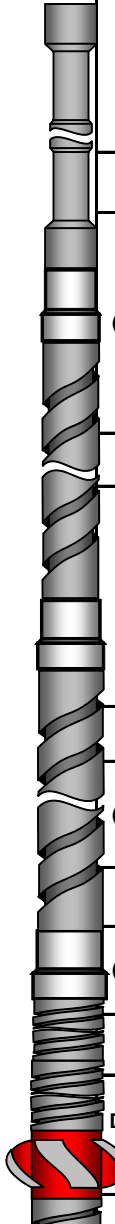


ANEXO B: INCLINACIÓN DEL POZO ANH-PATÍA-1-ST-P

Profundidad [ft]	Inclinación [°]
211	0,25
559	0,5
775	1
2500	4,25
3761	3,75
4183	3,75
4500	4
4795	5,25
6078	6
6776	7
7801	3

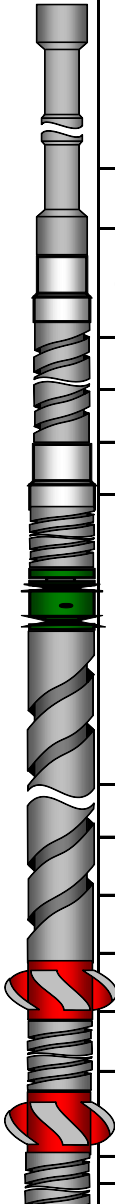
Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Proyecto Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

ANEXO C: FICHA TÉCNICA DEL BHA UTILIZADO A 775 ft

SARTA	DESCRIPCION	OD (pulg)	ID (pulg)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HEAVY WEIGHT DRILL PIPE 5 7/8"	7"	4"	64.55	88286	76155	185.88	31.05	702.58	60000
		7"	4"	64.55	86281	74426		30.94	671.53	
		7"	4"	64.55	84284	72703		30.97	640.59	
		7"	4"	64.55	82285	70979		30.95	609.62	
		7"	4"	64.55	80287	69255		31.03	578.67	
		7"	4"	64.55	78284	67528		30.94	547.64	
	X-OVER	7 1/16"	2 13/16"	91	76287	65805	2.65	2.65	516.70	60000 30000
	(6) DC 6 1/2" OD	6 1/2"	2 27/32"	91	76046	65597	186.86	31.21	514.05	30000
		6 9/16"	2 27/32"	91	73206	63147		30.86	482.84	
		6 17/32"	2 7/8"	91	70398	60725		30.96	451.98	
		6 17/32"	2 7/8"	91	67580	58294		31.45	421.02	
		6 1/2"	2 7/8"	91	64718	55826		31.07	389.57	
		6 17/32"	2 7/8"	91	61891	53387		31.31	358.50	
	X-OVER	6 5/8" 8"	2 13/16"	153	59042	50929	2.91	2.91	327.19	30000 53346
	(6) DC 8" OD	8 1/4"	2 27/32"	153	58596	50545	183.99	30.87	324.28	53346
		7 31/32"	2 27/32"	153	53873	46471		30.85	293.41	
		8 1/4"	2 13/16"	153	49153	42399		30.98	262.56	
		7 15/16"	2 27/32"	153	44413	38311		29.39	231.58	
		8 1/4"	2 13/16"	153	39917	34432		30.97	202.19	
		8 1/4"	2 13/16"	153	35178	30345		30.93	171.22	
	X-OVER	8 1/32" 9 17/32"	3"	216	30446	26263	2.81	2.81	140.29	53346 86463
(2) DC 9 1/2" OD	9 21/32"	3 1/32"	216	29839	25739	60.56	30.08	137.48	86463	
	9 5/8"	3 1/32"	216	23342	20134		30.48	107.40		
STABILIZER 25 7/8" * 9 1/2"	9 1/2"	3"	216	16758	14455	9.77	9.77	76.92		
(2) DC 9 1/2" OD	9 5/8"	3 1/32"	216	14648	12635	60.90	30.18	67.15		
	9 21/32"	3 1/32"	216	8129	7012		30.72	36.97		
BIT SUB 9 1/2"	9 15/32"	3"	216	1493	1288	4.01	4.01	6.25		86463 40000
BIT TRC DE DIENTES 26" OD TYPO: T11 IADC: 115M	BOQUILLAS: 3*15 - 1*19 TFA: 0,795			280	627	541	2.24	2.24	2.24	40000
LONGITUD TOTAL							702.58	702.58	702.58	

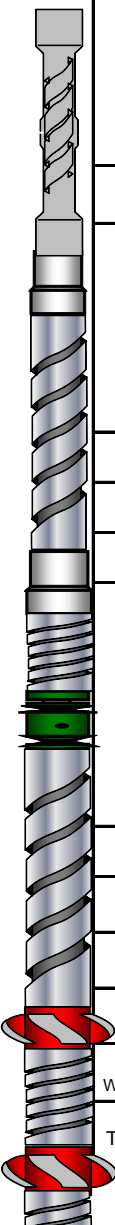
Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Proyecto Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

ANEXO D: FICHA TÉCNICA DEL BHA UTILIZADO A 3500 ft

SARTA	DESCRIPCION	OD (pulg)	ID (pulg)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HEAVY WEIGHT DRILL PIPE 5 7/8"	7"	4"	64.55	80686	69476	185.88	31.05	671.88	60000
		7"	4"	64.55	78682	67751		30.94	640.83	
		7"	4"	64.55	76685	66031		30.97	609.89	
		7"	4"	64.55	74686	64310		30.95	578.92	
		7"	4"	64.55	72688	62589		31.03	547.97	
		7"	4"	64.55	70685	60865		30.94	516.94	
	X-OVER	7 1/16"	2 13/16"	91	68688	59145	2.65	2.65	486.00	60000 30000
	(3) DC 6 1/2" OD	6 17/32"	2 7/8"	91	68447	58937	93.83	31.45	483.35	30000
		6 1/2"	2 7/8"	91	65585	56473		31.07	451.90	
		6 17/32"	2 7/8"	91	62757	54038		31.31	420.83	
	X-OVER	6 5/8" 8"	2 13/16"	153	59908	51585	2.91	2.91	389.52	30000 53346
	(1) DC 8"	7 29/32"	2 7/8"	153	59463	51202	29.68	29.68	386.61	53346
	JAR 8 1/2"	7 7/8"	3"	153	54922	47291	31.78	31.78	356.93	
	(8) DC 8" OD	8 1/4"	2 27/32"	153	50059	43105	245.98	30.87	325.15	
		7 31/32"	2 27/32"	153	45336	39038		30.85	294.28	
		8 1/4"	2 13/16"	153	40616	34973		30.98	263.43	
		7 15/16"	2 27/32"	153	35876	30892		29.39	232.45	
		8 1/4"	2 13/16"	153	31380	27020		30.97	203.06	
		8 1/4"	2 13/16"	153	26641	22940		30.93	172.09	
		8 11/32"	2 13/16"	153	21909	18865		31.01	141.16	
	STABILIZER 12 1/8" * 8 1/4"	8 9/32"	2 27/32"	170	12425	10698	7.47	7.47	79.17	
(1) DC 8"	8 1/32"	2 7/8"	153	11155	9605	29.73	29.73	71.70		
STABILIZER 12 1/4" * 8 1/4"	8 1/4"	2 13/16"	170	6606	5688	6.12	6.12	41.97		
(1) DC 8"	7 31/32"	2 7/8"	153	5566	4792	31.03	31.03	35.85		
BIT SUB 8"	7 31/32"	2 7/8"	153	818	704	3.99	3.99	4.82	53346 32000	
BIT PDC 12 1/4" TIPO SKRE 519M-A2D 5 ALETAS 19 mm	BOQUILLAS: 5 * 12 TFA: 0,552		250	208	179	0.83	0.83	0.83	32000	
LONGITUD TOTAL							671.88	671.88	671.88	

Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Proyecto Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

ANEXO E: FICHA TÉCNICA DEL BHA UTILIZADO A 5925 ft

SARTA	DESCRIPCION	OD (pulg)	ID (pulg)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie
	(6) HWDP 5 7/8"	7"	4"	64.55	84510	72640	185.88	31.05	734.13	60000
		7"	4"	64.55	82505	70917		30.94	703.08	
		7"	4"	64.55	80508	69200		30.97	672.14	
		7"	4"	64.55	78509	67482		30.95	641.17	
		7"	4"	64.55	76511	65765		31.03	610.22	
		7"	4"	64.55	74508	64043		30.94	579.19	
	X-OVER	7 1/16"	2 13/16"	91	72511	62326	2.65	2.65	548.25	60000 30000
	(6) DC 6 1/2"	6 1/2"	2 7/8"	91	72270	62119	185.99	31.02	545.60	30000
		6 1/2"	2 7/8"	91	69447	59693		30.49	514.58	
		6 1/2"	2 27/32"	91	66673	57308		31.21	484.09	
		6 9/16"	2 27/32"	91	63832	54867		30.86	452.88	
		6 17/32"	2 7/8"	91	61024	52453		30.96	422.02	
	X-OVER	6 5/8" * 8"	2 13/16"	153	55345	47571	2.91	2.91	359.61	30000 53346
	DC 8"	7 31/32"	2 7/8"	153	54900	47189	31.03	31.03	356.70	53346
	JAR 8 1/2"	8"	3"	153	50152	43108	31.30	31.30	325.67	
	(7) DC 8" OD	8 3/8"	2 13/16"	153	45363	38992	215.33	31.05	294.37	
		7 29/32"	2 7/8"	153	40613	34908		29.68	263.32	
		8 1/4"	2 27/32"	153	36072	31005		30.87	233.64	
		7 31/32"	2 27/32"	153	31348	26945		30.85	202.77	
		8 1/4"	2 13/16"	153	26628	22888		30.98	171.92	
8 1/4"		2 13/16"	153	21888	18814	30.97		140.94		
8 1/4"	2 13/16"	153	17150	14741	30.93	109.97				
STABILIZER 12 1/4"	8 11/32"	2 13/16"	170	12418	10674	8.03	8.03	79.04		
DC 8"	8 1/8"	3"	153	11053	9500	30.98	30.98	71.01		
STABILIZER 12 1/4"	8"	2 13/16"	170	6313	5426	5.30	5.30	40.03		
DC 8"	8 1/32"	2 7/8"	153	5412	4652	29.73	29.73	34.73		
BIT SUB 8" Whit Float Valve & Spider	7 31/32"	2 7/8"	153	863	742	3.99	3.99	5.00	53346 36000	
BIT PDC 12 1/4" TIPO: RSR716M-A17 IADC: M422	12 1/4"	JETS : 7 x 14 TFA:	250	253	217	1.01	1.01	1.01	36000	
LONGITUD TOTAL							734.13	734.13		

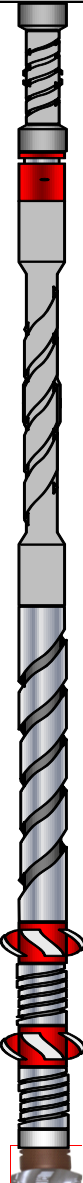
Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Proyecto Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

ANEXO F: FICHA TÉCNICA DEL BHA UTILIZADO A 7827 ft

SARTA	DESCRIPCION	OD (pulg)	ID (pulg)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	(4) HWDP 5" Spiral	6 9/16"	3 1/16"	50	48463	40102	122.39	30.48	756.62	30000	
		6 5/8"	3 1/16"	50	48460	40099		30.42	726.14		
		6 5/8"	3"	50	46939	38841		30.74	695.72		
		6 5/8"	3 1/16"	50	45402	37569		30.75	664.98		
	HYDRA JAR 6 1/2"	6 1/2"	2 3/4"	90	43864	36297	32.49	32.49	634.23		30000
	(11) HWDP 5" Spiral	6 11/16"	3 1/16"	50	40940	33877	337.03	30.74	601.74		
		6 11/16"	3 1/16"	50	39403	32605		30.78	571.00		
		6 11/16"	3"	50	37864	31332		30.75	540.22		
		6 5/8"	3"	50	36327	30060		30.75	509.47		
		6 5/8"	3 1/16"	50	34789	28787		30.76	478.72		
		6 9/16"	3 1/8"	50	33251	27515		30.46	447.96		
		6 11/16"	3 1/16"	50	31728	26254		30.78	417.50		
		6 11/16"	3"	50	30189	24981		30.75	386.72		
		6 9/16"	3"	50	28652	23709		30.42	355.97		
		6 5/8"	3 1/16"	50	27131	22450		30.09	325.55		
	6 11/16"	3 1/16"	50	25626	21205	30.75	295.46				
	(6) DC 6 1/2"	6 9/16"	2 7/8"	91	24089	19933	186.41	30.99	264.71	32000	
		6 9/16"	2 7/8"	91	21269	17599		31.31	233.72		
		6 5/8"	2 13/16"	91	18419	15242		31.05	202.41		
		6 11/16"	2 3/4"	91	15594	12904		31.03	171.36		
		6 5/8"	2 13/16"	91	12770	10567		31.01	140.33		
		6 11/16"	2 7/8"	91	9948	8232		31.02	109.32		
	STABILIZER 8 1/4"	6 13/16"	2 13/16"	91	7125	5896	6.34	6.34	78.30	30000 18000	
DC 6 1/2"	6 5/8"	2 3/4"	91	6548	5419	30.86	30.86	71.96			
STABILIZER 8 1/8"	6 3/4"	3"	91	3740	3095	5.25	5.25	41.10			
DC 6 1/2"	6 11/16"	2 13/16"	91	3262	2700	31.05	31.05	35.85			
BIT SUB Whit Float Valve	6 5/8"	xxx	91	437	361	4.00	4.00	4.80	30000 18000		
BIT PDC 8 1/2" TIPO: RSR 716M	8 1/2"	Jets: 3x11 4x10	91	73	60	0.80	0.80	0.80	18000		
LONGITUD TOTAL							756.62	756.62			

Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Proyecto Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

ANEXO G: FICHA TÉCNICA DEL BHA UTILIZADO A 11000 ft

SARTA	DESCRIPCION	OD (pulg)	ID (pulg)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUM. AIRE (lb)	PESO ACUM. BOYADO (lb)	LONG. PARCIAL (pie)	LONG. (pie)	LONG. ACUM. (pie)	TORQUE lb-pie	
	(4) HWDP 5" Spiral	6 9/16"	3 1/16"	50.38	48621	40233	122.39	30.48	756.57	32000	
		6 5/8"	3 1/16"	50.38	48618	40231		30.42	726.09		
		6 5/8"	3"	50.38	47086	38962		30.74	695.67		
		6 5/8"	3 1/16"	50.38	45537	37681		30.75	664.93		
	HYDRA JAR 6 1/2"	6 1/2"	2 3/4"	90	43988	36399	32.49	32.49	634.18		32000
	(11) HWDP 5" Spiral	6 11/16"	3 1/16"	50.38	41064	33979	337.03	30.74	601.69		
		6 11/16"	3 1/16"	50.38	39515	32698		30.78	570.95		
		6 11/16"	3"	50.38	37964	31415		30.75	540.17		
		6 5/8"	3"	50.38	36415	30133		30.75	509.42		
		6 5/8"	3 1/16"	50.38	34866	28851		30.76	478.67		
		6 9/16"	3 1/8"	50.38	33316	27569		30.46	447.91		
		6 11/16"	3 1/16"	50.38	31782	26299		30.78	417.45		
		6 11/16"	3"	50.38	30231	25016		30.75	386.67		
		6 9/16"	3"	50.38	28682	23734		30.42	355.92		
		6 5/8"	3 1/16"	50.38	27149	22465		30.09	325.50		
	6 11/16"	3 1/16"	50.38	25633	21211	30.75	295.41				
	(6) DC 6 1/2"	6 9/16"	2 7/8"	91	24084	19929	186.41	30.99	264.66	32000	
		6 9/16"	2 7/8"	91	21264	17596		31.31	233.67		
		6 5/8"	2 13/16"	91	18415	15238		31.05	202.36		
		6 11/16"	2 3/4"	91	15589	12900		31.03	171.31		
		6 5/8"	2 13/16"	91	12765	10563		31.01	140.28		
		6 11/16"	2 7/8"	91	9944	8228		31.02	109.27		
	STABILIZER 8 1/4"	6 13/16"	2 13/16"	91	7121	5892	6.34	6.34	78.25	30000 19000	
DC 6 1/2"	6 5/8"	2 3/4"	91	6544	5415	30.86	30.86	71.91			
STABILIZER 8 1/8"	6 3/4"	3"	91	3736	3091	5.25	5.25	41.05			
DC 6 1/2"	6 11/16"	2 13/16"	91	3258	2696	31.05	31.05	35.80			
BIT SUB Whit Float Valve	6 5/8"	-	91	432	358	4.00	4.00	4.75			
BIT PDC 8 1/2" TIPO: RSR 716M IADC: M422	8 1/2"	Jets: 3x(11/32) 4x(10/32)	91	68	56	0.75	0.75	0.75	19000		
LONGITUD TOTAL							756.57	756.57			

Fuente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Proyecto Perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.