

APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA EVALUACIÓN DE
HIDRÁULICAS DURANTE OPERACIONES DE PERFORACIÓN

FABIÁN FERNANDO GARCÍA PÉREZ

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

2018

APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA EVALUACIÓN DE
HIDRÁULICAS DURANTE OPERACIONES DE PERFORACIÓN

FABIÁN FERNANDO GARCÍA PÉREZ

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

Director

WILSON RAÚL CARREÑO VELAZCO
Msc. Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos

Codirector

HELMUTH ESTEBAN PORTILLA RODRÍGUEZ
Ingeniero de Petróleos

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

2018

DEDICATORIA

A mi Madre

Por sus palabras de aliento y apoyo durante todo este proceso, y enseñarme a ser perseverante y nunca rendirme ante grandes retos.

A mi Padre

Por enseñarme a que todo es posible con trabajo duro y que todo lo que se hace bien se valora más.

A mi Hermano

Por ser una de las pocas personas que sé que me entiende y sabe cómo pienso.

A mis Primos

A Ludy, por ser una de las voces de aliento durante la realización de este proyecto.

A Jerson, por darme su punto de vista y sus consejos para mejorar.

A mi Familia

Por todo lo que me han enseñado a lo largo de mi vida.

A mis Amigos

Por ser los que recorrieron este camino conmigo.

FABIÁN FERNANDO GARCÍA PÉREZ

AGRADECIMIENTOS

A Ecopetrol S.A y al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo (GIEP), por su guía y orientación durante la realización de este proyecto.

Al Ingeniero Wilson Raúl Carreño Velazco y al Ingeniero Helmuth Esteban Portilla Rodríguez, por corregirme y entregar su conocimiento para hacer que este proyecto se llevara a cabo.

Al Ingeniero Carlos Reyes, por colocar su granito de arena y ayudarme en el desarrollo de este proyecto.

A mis amigos, Fernando Aguilar, Andrea Corredor y Sebastián Gómez, por ser las personas que estuvieron conmigo durante todo este proceso y siempre estuvieron ahí para brindarme su mano amiga.

A todos los que de alguna u otra forma estuvieron involucrados y aportaron a favor de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES DE HIDRÁULICA.....	21
1.1. REOLOGÍA	21
1.1.1. Velocidad de corte y Esfuerzo de corte	21
1.1.2. Viscosidad	22
1.1.2.1. Viscosidad efectiva.....	22
1.1.2.2. Viscosidad aparente.....	22
1.1.2.3. Viscosidad plástica:	22
1.1.3. Punto cedente.....	23
1.1.4. Esfuerzo de gel.....	23
1.1.5. Tipos de fluidos.....	24
1.1.5.1. Newtonianos.....	24
1.1.5.2. No Newtonianos.....	26
1.1.6. Regímenes de flujo.....	27
1.1.6.1. Flujo tapón.....	27
1.1.6.2. Flujo laminar.....	27
1.1.6.3. Flujo transitorio.....	28
1.1.6.4. Flujo turbulento.....	28
1.1.7. Modelos reológicos.....	28
1.1.7.1. Modelo Newtoniano.....	28
1.1.7.2. Modelo plástico de Bingham.....	28
1.1.7.3. Modelo de la Ley Exponencial.....	29
1.1.7.4. Modelo de Herschel-Buckley.....	29
1.1.7.5. Modelo de Casson.....	30
1.1.7.6. Modelo de Robertson-Stiff.....	30
1.2. LIMPIEZA DEL POZO.....	30
1.2.1. Pozos Verticales.....	32
1.2.2. Pozos desviados.....	32
2. MODELOS MATEMÁTICOS.....	34

2.1.	PÉRDIDAS DE PRESIÓN.....	34
2.1.1.	Modelo de Bingham.....	34
2.1.1.1.	Velocidad promedio del fluido.....	34
2.1.1.2.	Viscosidades aparentes	34
2.1.1.3.	Número de Reynolds.....	34
2.1.1.4.	Pérdidas de presión en el anular.....	35
2.1.1.5.	Pérdidas de presión en la tubería.....	35
2.1.1.6.	Diagramas de flujo Bingham.....	36
2.1.2.	Modelo de la Ley exponencial	37
2.1.2.1.	Cálculos de n y k.....	37
2.1.2.2.	Factor de geometría	37
2.1.2.3.	Número de Reynolds.....	38
2.1.2.4.	Número de Reynolds crítico	38
2.1.2.5.	Factor de fricción en la tubería	38
2.1.2.6.	Factor de fricción en el anular	39
2.1.2.7.	Pérdidas de presión.....	39
2.1.2.8.	Diagramas de flujo ley exponencial.....	40
2.2.	DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)	43
2.3.	CÁLCULOS DE HIDRÁULICA EN LA BROCA	43
2.3.1.	Pérdida de presión.....	43
2.3.2.	Potencia hidráulica de la broca.....	43
2.3.3.	Potencia hidráulica por pulgada cuadrada.....	43
2.3.4.	Velocidad en las boquillas	43
2.3.5.	Fuerza de impacto de la broca	44
2.3.6.	Fuerza de impacto por pulgada cuadrada	44
2.4.	LIMPIEZA DE POZO.....	44
2.4.1.	Modelo de Larsen	44
2.4.1.1.	Concentración de ripios.....	44
2.4.1.2.	Velocidad de los ripios.....	44
2.4.1.3.	Viscosidad aparente	45
2.4.1.4.	Velocidad de deslizamiento de los ripios (sin corregir).....	45

2.4.1.5.	Factor de corrección por peso de lodo	45
2.4.1.6.	Factor de corrección por inclinación	45
2.4.1.7.	Factor de corrección por diámetro de ripios	45
2.4.1.8.	Velocidad de deslizamiento	46
2.4.1.9.	Velocidad mínima de transporte	46
2.4.1.10.	Diagrama de flujo Larsen	47
2.4.2.	Modelo de Rubiandini.	48
2.4.2.1.	Número de Reynolds	48
2.4.2.2.	Factor de fricción	48
2.4.2.3.	Velocidad de deslizamiento	49
2.4.2.4.	Velocidad mínima de transporte	49
2.4.2.5.	Diagrama de flujo Rubiandini.....	50
3.	MANUAL DE USO DEL APLICATIVO	51
4.	COMPARACIÓN DE MODELOS.....	55
4.1.	DATOS PÉRDIDAS DE PRESIÓN	55
4.2.	CÁLCULOS EJEMPLO PÉRDIDAS DE PRESIÓN (BINGHAM).....	56
4.3.	CÁLCULOS PÉRDIDAS DE PRESIÓN (LEY EXPONENCIAL).....	58
4.4.	COMPARACIÓN MODELOS BINGHAM – LEY EXPONENCIAL	59
4.5.	DATOS EJEMPLO LIMPIEZA.....	60
4.6.	COMPARACIÓN MODELOS LARSEN – RUBIANDINI	61
5.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	63
5.1.	SENSIBILIDAD BINGHAM.....	63
5.2.	SENSIBILIDAD LEY EXPONENCIAL	70
5.3.	SENSIBILIDAD LARSEN	73
5.4.	SENSIBILIDAD RUBIANDINI.....	77
6.	APLICACIÓN A POZO DE ECOPETROL.....	82
6.1.	FASE 17,5 (SUP – 129 FT) MD / (SUP – 129 FT) TVD	83
6.2.	FASE 17,5 (SUP – 1013 FT) MD / (SUP – 1013 FT) TVD	88
6.3.	FASE 12,25 (SUP – 7416 FT) MD / (SUP – 7080 FT) TVD	93
6.4.	FASE 8,5 (SUP – 8901 FT) MD / (SUP – 7956 FT) TVD	98
7.	CONCLUSIONES.....	104

8. RECOMENDACIONES.....106
BIBLIOGRAFÍA.....107

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Velocidad y esfuerzo de corte.....	21
Figura 2: Esfuerzo de corte vs Velocidad de corte de un fluido Newtoniano	25
Figura 3: Perfil de velocidad de fluido Newtoniano (laminar)	25
Figura 4: Efecto de la velocidad de corte sobre la viscosidad efectiva de un fluido no Newtoniano	26
Figura 5: Perfil de velocidad de un fluido no Newtoniano (laminar)	27
Figura 6: Limpieza de ripples.....	31
Figura 7: Diagrama de flujo pérdidas de presión en la tubería (Bingham)	36
Figura 8: Diagrama de flujo pérdidas de presión en el anular (Bingham)	37
Figura 9: Diagrama de flujo pérdidas de presión en la tubería (Ley exponencial) .	41
Figura 10: Diagrama de flujo pérdidas de presión en el anular (Ley exponencial)	42
Figura 11: Diagrama de flujo velocidad mínima de transporte (Larsen).....	47
Figura 12: Diagrama de flujo velocidad mínima de transporte (Rubiandini).....	50
Figura 13: Ventana Datos/Pérdidas puntuales	51
Figura 14: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas.....	53
Figura 15: Ventana Limpieza	54
Figura 16: Estado mecánico ejemplo.....	55
Figura 17: Ventana Datos/Pérdidas puntuales (ejemplo Bingham).....	56
Figura 18: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas, ECD (ejemplo Bingham)	57
Figura 19: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas, Ventana de lodo (ejemplo Bingham)	57
Figura 20: Ventana Datos/Pérdidas puntuales (ejemplo ley exponencial)	58
Figura 21: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas, ECD (ejemplo ley exponencial)	58
Figura 22: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas, Ventana de lodo (ejemplo ley exponencial).....	59
Figura 23: Ventana Limpieza (ejemplo Larsen)	61
Figura 24: Ventana Limpieza (ejemplo Rubiandini)	61
Figura 25: Pérdidas de presión variando el diámetro interno de la tubería Ec.16..	63
Figura 26: Pérdidas de presión variando la longitud de la tubería Ec.16	64

Figura 27: Pérdidas de presión variando el peso del lodo Ec.16	64
Figura 28: Pérdidas de presión variando la viscosidad plástica Ec.16.....	65
Figura 29: Pérdidas de presión variando el caudal del lodo Ec.16	65
Figura 30: Sensibilidad Ec. 16	66
Figura 31: Pérdidas de presión variando el diámetro interno de la tubería Ec.17..	67
Figura 32: Pérdidas de presión variando la longitud de la tubería Ec.17	67
Figura 33: Pérdidas de presión variando la viscosidad plástica Ec.17.....	68
Figura 34: Pérdidas de presión variando el yield point Ec.17	68
Figura 35: Pérdidas de presión variando el caudal del lodo Ec.17	69
Figura 36: Sensibilidad Ec. 17	69
Figura 37: Pérdidas de presión variando la longitud de la tubería Ec.36	71
Figura 38: Pérdidas de presión variando el peso del lodo Ec.36	71
Figura 39: Pérdidas de presión variando la velocidad promedio Ec.36	72
Figura 40: Pérdidas de presión variando el factor de fricción Ec.36	72
Figura 41: Sensibilidad Ec. 36	73
Figura 42: Velocidad mínima de transporte variando el peso de lodo (Larsen)	74
Figura 43: Velocidad mínima de transporte variando la ROP (Larsen).....	75
Figura 44: Velocidad mínima de transporte variando el diámetro de los ripios (Larsen)	75
Figura 45: Velocidad mínima de transporte variando la viscosidad plástica y el yield point (Larsen).....	76
Figura 46: Velocidad mínima de transporte variando el diámetro externo de la tubería (Larsen)	76
Figura 47: Sensibilidad Larsen.....	77
Figura 48: Velocidad mínima de transporte variando el peso de lodo (Rubiandini)	78
Figura 49: Velocidad mínima de transporte variando la ROP (Rubiandini)	78
Figura 50: Velocidad mínima de transporte variando el diámetro de los ripios (Rubiandini)	79
Figura 51: Velocidad mínima de transporte variando la viscosidad plástica y el yield point (Rubiandini).....	79

Figura 52: Velocidad mínima de transporte variando la RPM (Rubiandini).....	80
Figura 53: Velocidad mínima de transporte variando el diámetro externo de la tubería (Rubiandini)	80
Figura 54: Sensibilidad Rubiandini.....	81
Figura 55: Estado mecánico final pozo Ecopetrol.....	82
Figura 56: Caso 3 geometría de pozo.....	84
Figura 57: Gráfico ECD fase 17,5 (Sup – 129 ft) (Bingham).....	85
Figura 58: Gráfico ventana de lodo fase 17,5 (Sup – 129 ft) (Bingham).....	85
Figura 59: Gráfico ECD fase 17,5 (Sup – 129 ft) (ley exponencial)	86
Figura 60: Gráfico ventana de lodo fase 17,5 (Sup – 129 ft) (ley exponencial)	86
Figura 61: Gráfico velocidad mínima de transporte fase 17,5 (Sup – 129 ft) (Rubiandini)	87
Figura 62: Caso 1 geometría de pozo.....	90
Figura 63: Gráfico ECD fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Bingham).....	90
Figura 64: Gráfico ventana de lodo fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Bingham).....	91
Figura 65: Gráfico ECD fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (ley exponencial)	91
Figura 66: Gráfico ventana de lodo fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (ley exponencial)	92
Figura 67: Gráfico velocidad mínima de transporte fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Rubiandini)	92
Figura 68: Gráfico ECD fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Bingham).....	95
Figura 69: Gráfico ventana de lodo fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Bingham).....	96
Figura 70: Gráfico ECD fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (ley exponencial)	96
Figura 71: Gráfico ventana de lodo fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (ley exponencial) ..	97
Figura 72: Gráfico velocidad mínima de transporte fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Rubiandini)	97
Figura 73: Gráfico ECD fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (Bingham).....	100
Figura 74: Gráfico ventana de lodo fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (Bingham).....	101
Figura 75: Gráfico ECD fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (ley exponencial)	101
Figura 76: Gráfico ventana de lodo fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (ley exponencial)	102
Figura 77: Gráfico velocidad mínima de transporte fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (Rubiandini)	102

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Datos de ejemplo (pérdida de presión)	55
Tabla 2: Comparación pérdidas totales	59
Tabla 3: Datos de ejemplo (limpieza).....	60
Tabla 4: Comparación velocidad mínima de transporte.....	62
Tabla 5: Datos pozo Ecopetrol fase 17,5 (40 ft - 129 ft).....	83
Tabla 6: Resultados ECD fase 17,5 (Sup - 129 ft) (Bingham - ley exponencial) ..	87
Tabla 7: Resultados velocidad mínima de transporte fase 17,5 (Sup - 129 ft) (Rubiandini)	87
Tabla 8: Datos pozo Ecopetrol fase 17,5 (Sup - 1013 ft)	88
Tabla 9: Resultados ECD fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Bingham - ley exponencial) .	93
Tabla 10: Resultados velocidad mínima de transporte fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Rubiandini)	93
Tabla 11: Datos pozo Ecopetrol fase 12,25 (Sup - 7080 ft)	93
Tabla 12: Resultados ECD fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Bingham - ley exponencial)	98
Tabla 13: Resultados velocidad mínima de transporte fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Rubiandini)	98
Tabla 14: Datos pozo Ecopetrol fase 8,5 (Sup - 7956 ft)	98
Tabla 15: Resultados ECD fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Bingham - ley exponencial)	103
Tabla 16: Resultados velocidad mínima de transporte fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Rubiandini)	103

NOMENCLATURA

μ = Viscosidad, poise $\left[\frac{\text{dina}\cdot\text{s}}{\text{cm}^2}\right]$

μ_a = Viscosidad aparente [cp]

τ = Esfuerzo de corte [dina/cm²]

τ_0 = Esfuerzo cedente $\left[\frac{\text{lb}_f}{100\text{ft}^2}\right]$

γ = Velocidad de corte [s⁻¹]

γ_0 = Corrección a la velocidad de corte [s⁻¹]

θ_{600} = Lectura del cuadrante del viscosímetro en 600 rpm

θ_{300} = Lectura del cuadrante del viscosímetro en 300 rpm

n = índice de flujo del yacimiento [Adimensional]

K = índice de consistencia o índice de fluido de la ley exponencial $\left[\frac{\text{Lb} \cdot \text{s}^n}{\text{ft}^2}\right]$

V_p = Velocidad promedio en la tubería $\left[\frac{\text{ft}}{\text{s}}\right]$

V_a = Velocidad promedio en el anular $\left[\frac{\text{ft}}{\text{s}}\right]$

V_{cut} = Velocidad de los ripios $\left[\frac{\text{ft}}{\text{s}}\right]$

V_{min} = Velocidad mínima de transporte de ripios $\left[\frac{\text{ft}}{\text{s}}\right]$

\bar{V}_s = Velocidad de deslizamiento sin corregir $\left[\frac{\text{ft}}{\text{s}}\right]$

V_s = Velocidad de deslizamiento $\left[\frac{\text{ft}}{\text{s}}\right]$

ID_p = Diámetro interno de la tubería [in]

OD_p = Diámetro externo de la tubería [in]

ID_H = Diámetro del pozo (Hueco abierto o Casing) [in]

D_{cut} = Diámetro promedio de los ripios [in]

Q = Caudal [gpm]

PV = Viscosidad plástica [cp]

PV_{ap} = Viscosidad plástica aparente en la tubería [cp]

PV_{aa} = Viscosidad plástica aparente en el anular [cp]

YP = Esfuerzo de corte $\left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \right]$

R_e = Número de Reynolds [Adimensional]

R_p = Número de Reynolds en la tubería [Adimensional]

R_a = Número de Reynolds en el anular [Adimensional]

R_L = Número de Reynolds para flujo laminar [Adimensional]

R_T = Número de Reynolds para flujo turbulento [Adimensional]

ρ = Densidad del fluido de perforación [ppg]

ρ_s = Densidad de los ripios [ppg]

P_p = Pérdida de presión en la tubería [psi]

P_a = Pérdida de presión en el anular [psi]

P_b = Pérdida de presión en la broca [psi]

TVD = Profundidad vertical verdadera [ft]

L = Longitud vertical verdadera de la sección [ft]

G_{fp} = Factor geométrico para la tubería [Adimensional]

G_{fa} = Factor geométrico para el anular [Adimensional]

f = Factor de fricción [Adimensional]

F_p = Factor de fricción para la tubería [Adimensional]

F_a = Factor de fricción para el anular [Adimensional]

ECD = Densidad equivalente de circulación [ppg]

J_n = Tamaño de la boquilla [in/32]

HHP_b = Potencia hidráulica en la broca [hp]

HSI = Potencia hidráulica por pulgada cuadrada $\left[\frac{\text{hp}}{\text{in}^2} \right]$

BS = Tamaño de la broca [in]

V_n = Velocidad en las boquillas $\left[\frac{\text{ft}}{\text{s}} \right]$

IF = Fuerza de impacto de la broca [lb]

$IFSI$ = Fuerza de impacto por pulgada cuadrada [psi]

C_{conc} = Concentración de ripios [%]

C_{mw} = Factor de corrección por peso de lodo [Adimensional]

C_{ang} = Factor de corrección por inclinación [Adimensional]

C_{size} = Factor de corrección por diámetro de ripios [Adimensional]

θ = Inclinación [° (Grados)]

RPM = Rotación del drill pipe por minuto

ROP = Tasa de penetración $\left[\frac{ft}{h}\right]$

RESUMEN

TÍTULO: APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA EVALUACIÓN DE HIDRÁULICAS DURANTE OPERACIONES DE PERFORACIÓN *

AUTOR: FABIÁN FERNANDO GARCÍA PÉREZ **

PALABRAS CLAVE: HIDRÁULICAS, PÉRDIDA DE PRESIÓN, LIMPIEZA DE POZO, MODELOS MATEMÁTICOS, SENSIBILIDAD, PROGRAMACIÓN, PERFORACIÓN.

DESCRIPCIÓN:

Los cálculos de hidráulica durante operaciones de perforación son esenciales debido a que estos permiten determinar el efecto que tiene el fluido de perforación sobre las presiones del sistema en general, por esto durante las operaciones de perforación siempre se ha tenido la necesidad de tener los cálculos de hidráulica, es decir, los cálculos de las pérdidas de presión y limpieza del pozo, los cuales desempeñan un papel de gran importancia al momento de perforar un pozo petrolero optimizando el tiempo en que se realiza su perforación y ayudando a disminuir los riesgos operacionales evitando condiciones inseguras. Actualmente en la industria se tienen algunos aplicativos que realizan los distintos cálculos de hidráulica, la idea con el presente trabajo es presentar un aplicativo, programado en lenguaje C#, en paralelo a los utilizados actualmente en la industria que sea de libre acceso académico, y así ayudar a que los estudiantes puedan prepararse mejor.

Las ecuaciones que se programaron son las de pérdidas de presión con los modelos de Bingham y Ley exponencial con estas ecuaciones se tendrán que realizar los cálculos de pérdidas de presión en la tubería de perforación, el anular entre el pozo y la tubería de perforación y también las pérdidas de presión en la broca. Los cálculos de limpieza de pozo se realizaron con la programación de los modelos de Larsen y Rubiandini con los cuales se podrán determinar la velocidad de deslizamiento de los ripios y la velocidad mínima que se necesita para realizar una óptima limpieza. En el trabajo, se realizó adicionalmente un análisis de sensibilidad detallado de las ecuaciones principales, con el fin de dar un entendimiento global al usuario de que variables afectan el comportamiento de la hidráulica en el pozo.

* Trabajo de grado.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Wilson Raúl Carreño Velazco.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF MATHEMATICAL MODELS FOR THE EVALUATION OF HYDRAULICS DURING DRILLING OPERATIONS *

AUTHOR: FABIÁN FERNANDO GARCÍA PÉREZ **

KEYWORDS: HYDRAULICS, PRESSURE LOSS, HOLE CLEANING, MATHEMATICAL MODELS, SENSITIVITY, PROGRAMATION, DRILLING.

DESCRIPTION:

The calculations of hydraulics during drilling operations are essential because they allow to determine the effect that the drilling fluid has on the pressures of the system in general, therefore during the drilling operations it has always been necessary to have the calculations of hydraulic, that is, the calculations of pressure losses and well cleaning, which play a very important role when drilling an oil well optimizing the time in which drilling is done and helping to reduce operational risks by avoiding unsafe conditions. Currently in the industry there are some applications that perform the various calculations of hydraulics, the idea with this work is to present an application, programmed in C# language, in parallel to those currently used in the industry that is free academic access, and thus help students to prepare better In addition, a sensitivity analysis is presented that allows to see the influence of the different variables on the results.

The equations that were programmed represent the pressure losses using the Bingham and Exponential Law models. These equations are used to perform the calculations of pressure losses in the drill pipe, the annular between the well and the drill pipe and also the pressure losses in the bit. Well cleaning calculations were carried out with the programming of the Larsen and Rubiandini models with which the sliding speed of the debris can be determined as well as the minimum speed that is needed to perform an optimal cleaning. In this work, a detailed sensitivity analysis of the main equations was also carried out, to give a global understanding to the user of which variables affect the behavior of the hydraulics in the well.

* Bachelor tesis.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Wilson Raúl Carreño Velazco.

INTRODUCCIÓN

En relación con los fluidos de perforación, cuando se habla de “hidráulica” se hace referencia a la operación donde el fluido de perforación es usado para transferir presión desde la superficie a la broca, y la caída de presión a través de esta, se usa para mejorar la tasa de penetración en formaciones blandas. Parte de la energía del fluido de perforación también se gasta para realizar el barrido del área que está por delante de la broca y limpiarla de los ripios generados, evitando la aglomeración de estos en el cuerpo y cara de la broca¹. Las tres funciones principales de un fluido de perforación son, el transporte de recortes fuera del pozo, la prevención de posibles influjos y el mantenimiento de la estabilidad del pozo, dependen del flujo de los fluidos de perforación y de las presiones asociadas con ese flujo². Las propiedades físicas de un fluido de perforación, la densidad y las propiedades reológicas son monitoreadas para facilitar la optimización del proceso de perforación. Estas propiedades físicas contribuyen en varios aspectos importantes para la perforación exitosa de un pozo³.

En resumen, los cálculos de hidráulica en el momento de realizar la perforación de un pozo petrolero son de vital importancia, para evitar condiciones que puedan desembocar en situaciones que puedan llevar al abandono o pérdida total del pozo que se está perforando. Los cálculos se realizan a través de diferentes modelos existentes en la literatura, ya sea para el cálculo de pérdidas de presión o para calcular la velocidad del fluido necesaria para arrastrar los ripios generados en la perforación.

¹ BAKER HUGHES INTEQ. Fluids Facts Engineering Handbook. Houston, 2004. Cap 4. p. 301.

² Robert F. Mitchell; Stefan Z. Miska. FUNDAMENTALS OF DRILLING ENGINEERING. SPE TEXTBOOK SERIES VOL 12. Society of Petroleum Engineers. United States of America, 2011. Cap 5. p. 179.

³ API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, 2001. Cap 5. p. 212.

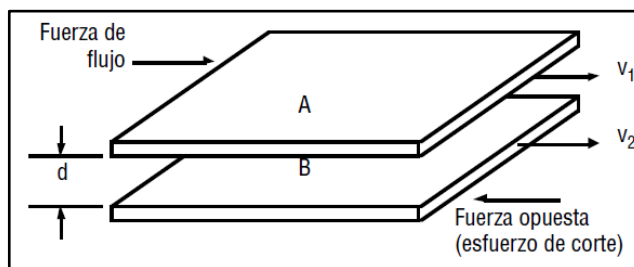
1. GENERALIDADES DE HIDRÁULICA

1.1. REOLOGÍA ⁴

Es la ciencia que se encarga de realizar los estudios de deformación y flujo de la materia, con esta se pueden determinar el comportamiento de un fluido bajo distintas condiciones como temperatura, presión, velocidad de corte y esfuerzo de corte.

1.1.1. Velocidad de corte y Esfuerzo de corte ⁵. La velocidad de corte (γ) depende de la velocidad media de flujo en la geometría en que está fluyendo, por esta razón las velocidades de corte son mayores en las geometrías pequeñas (diámetros de flujo pequeños) y menores en geometrías grandes (diámetros de flujo grandes). El esfuerzo de corte (τ) es la fuerza que se requiere para mantener la velocidad de corte. El total de las pérdidas de presión a través del sistema de circulación está frecuentemente asociado al esfuerzo de corte y la velocidad de bombeo se relaciona con la velocidad de corte.

Figura 1: Velocidad y esfuerzo de corte



Fuente: API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, 2001. Cap 5. p. 213.

⁴ API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, 2001. Cap 5. p. 212.

⁵ *Ibíd.* p. 213.

1.1.2. Viscosidad ⁶. Es un término ampliamente conocido de la reología, se puede definir como la oposición o resistencia que produce una sustancia al fluir. En la industria del petróleo se pueden definir diferentes tipos de viscosidad que se usan como:

- Viscosidad efectiva [cp ó mPa * seg]
- Viscosidad aparente [cp ó mPa * seg]
- Viscosidad plástica [cp ó mPa * seg]

1.1.2.1. Viscosidad efectiva ⁷. La viscosidad efectiva es definida como la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, a una velocidad de corte determinada y puede ser graficada como la pendiente de una línea trazada desde la curva de esfuerzo de corte (a la velocidad de corte determinada) hasta el punto (0,0) de la gráfica, como se puede ver en la figura 4.

1.1.2.2. Viscosidad aparente ⁸. La viscosidad aparente se define como la viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento determinado a una velocidad de corte específica. En un fluido Newtoniano el valor de la viscosidad aparente es constante. Este valor se encuentra en la indicación del viscosímetro de lodo de 300 RPM (θ300) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM (θ600).

1.1.2.3. Viscosidad plástica ⁹. La viscosidad plástica se define como una medida de la resistencia interna al flujo del fluido de perforación, que se debe a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos que se encuentran en el fluido de perforación. La viscosidad plástica se ve afectada principalmente por:

⁶ API ENERGY. Op. cit. p. 212.

⁷ Ibíd. p. 222.

⁸ Ibíd. p. 214.

⁹ Ibíd. p. 214.

- La concentración de sólidos
- Tamaño y forma de sólidos
- Viscosidad de la fase fluida
- Presencia de algunos polímeros de cadena larga
- Relación aceite – agua o sintético – agua en los fluidos de emulsión inversa

Un aumento en la viscosidad plástica puede ser debido a un aumento en el porcentaje en volumen de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de los efectos mencionados, es decir, que si hay un aumento en el área superficial total de los sólidos expuestos se verá un aumento en la viscosidad plástica.

1.1.3. Punto cedente¹⁰. El punto cedente tiene unidades de $\left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \text{ ó Pa}\right]$ y se define como la resistencia al flujo en un fluido de perforación, debido a las fuerzas electroquímicas o de atracción en el fluido, las cuales son el resultado de las cargas negativas o positivas que se encuentran en la superficie de las partículas o cerca de esta. El punto cedente depende de:

- Las propiedades superficiales de los sólidos del fluido
- La concentración volumétrica de los sólidos
- El ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido)

1.1.4. Esfuerzo de gel¹¹. El esfuerzo de gel se da debido a una propiedad llamada tixotropía; al estar el fluido estático se forma una estructura de gel, regresando luego al estado fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La mayoría de los fluidos de

¹⁰ API ENERGY. Op. cit. p. 215 - 216.

¹¹ Ibíd. p. 217 - 218.

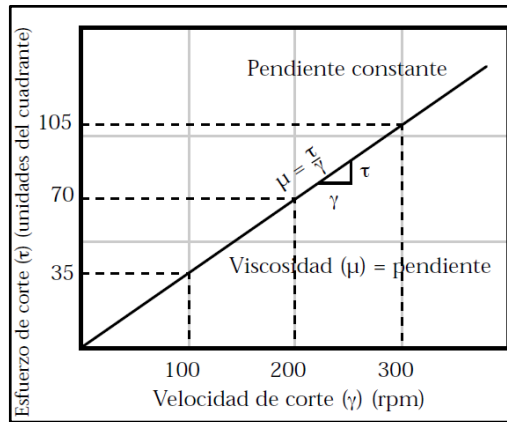
perforación base agua tienen esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida, las unidades del esfuerzo de gel son $\left[\frac{\text{lb}}{100\text{ft}^2} \text{ ó Pa}\right]$.

1.1.5. Tipos de fluidos. Según las características de flujo de un fluido, estos se pueden clasificar en newtonianos y no newtonianos

1.1.5.1. Newtonianos ¹². Esta clase de fluidos son los más simples, una característica importante de estos es que el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, la viscosidad de estos fluidos será la pendiente de la línea recta al graficar el esfuerzo de corte contra la velocidad de corte del fluido como se puede observar en la Figura 2, la línea recta formada por los diferentes puntos para por el origen con coordenadas (0,0), lo que indica que el esfuerzo cedente para los fluidos newtonianos es igual a cero. Los fluidos Newtonianos presentan un perfil de velocidad totalmente cónico o parabólico dentro de una tubería, donde se da un esfuerzo de corte mínimo en el centro de la tubería y máximo en las paredes de la tubería, es decir la razón de cambio de la velocidad con respecto a la distancia será mayor cada vez que se acerca a las paredes de la tubería desde el centro de esta, lo dicho anteriormente se representa en la Figura 3.

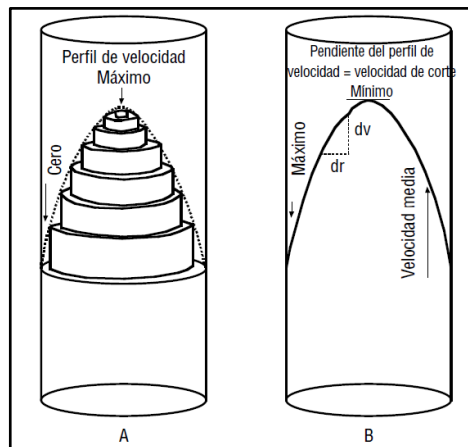
¹² API ENERGY. Op. cit. p. 220 - 221.

Figura 2: Esfuerzo de corte vs Velocidad de corte de un fluido Newtoniano



Fuente: API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas. 2001. Cap 5. p. 220.

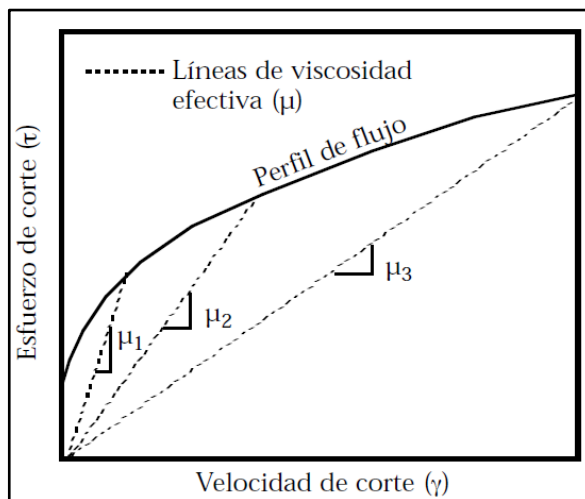
Figura 3: Perfil de velocidad de fluido Newtoniano (laminar)



Fuente: API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas. 2001. Cap 5. p. 221.

1.1.5.2. No Newtonianos ¹³. Estos son los tipos de fluidos más utilizados durante la perforación de un pozo petrolero, en estos fluidos la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte no es lineal, es decir, la viscosidad no es constante como en los fluidos Newtonianos, en contraste, la viscosidad (efectiva) de los fluidos no Newtonianos disminuye con el aumento de la velocidad de corte, a altas velocidades de flujo (en la broca) la viscosidad efectiva es menor lo que ayuda a tener menores pérdidas de presión, a bajas velocidades de flujo (en el anular) la viscosidad efectiva aumenta lo que ayuda a la remoción de los ripios y a velocidades ultrabajas se desarrollan esfuerzos de gel que suspenden los materiales densificantes y los ripios, esto se puede observar en la Figura 4. El perfil de velocidad de estos fluidos en una tubería es achatado en el centro de esta lo que ayuda a transportar ripios y desplazar otros fluidos como se muestra en la Figura 5.

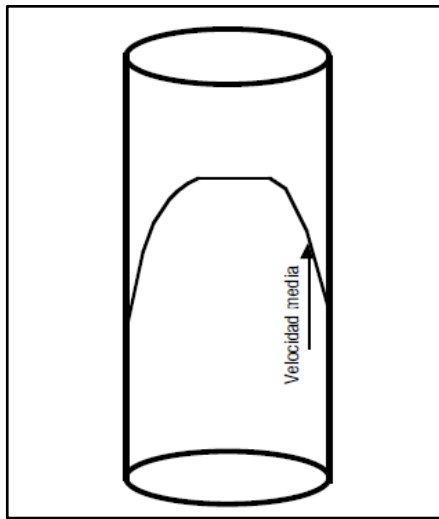
Figura 4: Efecto de la velocidad de corte sobre la viscosidad efectiva de un fluido no Newtoniano



Fuente: API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas. 2001. Cap 5. p. 223.

¹³ API ENERGY. Op. cit. p. 222.

Figura 5: Perfil de velocidad de un fluido no Newtoniano (laminar)



Fuente: API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas.2001. Capítulo 5.

1.1.6. Regímenes de flujo

1.1.6.1. Flujo tapón¹⁴. Se da en fluidos no Newtonianos luego de vencer un esfuerzo determinado (esfuerzo cedente), la velocidad es la misma a través de la tubería o del anular a excepción de las paredes del conducto.

1.1.6.2. Flujo laminar¹⁵. A medida que el caudal aumenta llegará un punto en el cual el tapón desaparecerá y el perfil de flujo tomará forma de parábola, llegando a una máxima velocidad de corte en el centro de la tubería y a una velocidad de corte igual a cero en las paredes de la tubería.

¹⁴ API ENERGY. Op. cit. p. 230.

¹⁵ Ibíd. p. 230.

1.1.6.3. Flujo transitorio ¹⁶. Este flujo se da en el cambio de flujo laminar a flujo turbulento, donde el flujo lineal o regular comienza a desdibujarse a medida que el caudal sigue en aumento.

1.1.6.4. Flujo turbulento ¹⁷. Cuando el caudal aumenta en gran medida seguidamente va a llegar un punto en donde se observa un flujo vorticial, a partir de este punto el aumento de caudal producirá un aumento en la turbulencia. El movimiento de la totalidad de la masa del fluido será a lo largo de la tubería en una dirección, pero si se ve el movimiento de un punto de la masa este será imprevisible. Hay que tener en cuenta que en este régimen de flujo la presión requerida para bombear un fluido es mucho mayor que en un flujo laminar, además en el espacio anular se asocia con los washout y la erosión del pozo.

1.1.7. Modelos reológicos

1.1.7.1. Modelo Newtoniano ¹⁸. Este modelo representa el comportamiento lineal que existe entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte de los fluidos Newtonianos, como el agua, la ecuación se denomina Ley de viscosidad de Newton y se escribe como:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad \text{Ec.1}$$

1.1.7.2. Modelo plástico de Bingham ¹⁹. Es el modelo reológico de fluidos no Newtonianos más sencillo y más usado para realizar la descripción de las propiedades reológicas de estos. El modelo supone que existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte luego de haber superado un

¹⁶ API ENERGY. Op. cit. p. 230.

¹⁷ Ibíd. p. 230.

¹⁸ BAKER HUGHES INTEQ. Op. cit. 301 - 302.

¹⁹ BAKER HUGHES INTEQ. Op. cit. 302 - 303.

esfuerzo de corte específico (esfuerzo cedente), el modelo caracteriza mejor fluidos a tasas de corte altas y está dado por:

$$\tau = \tau_0 + PV \gamma \quad \text{Ec.2}$$

$$\tau_0 = \theta 300 - PV \quad \text{Ec.3}$$

$$PV = \theta 600 - \theta 300 \quad \text{Ec.4}$$

1.1.7.3. Modelo de la Ley Exponencial ²⁰. En este modelo se describe un fluido donde al graficar el esfuerzo de corte contra la velocidad de corte en coordenadas doblemente logarítmicas se obtiene una línea recta. El modelo se utiliza principalmente en fluidos con bajas velocidades de corte en comparación con el modelo plástico de Bingham, por lo general se hace uso de este modelo en el monitoreo de las características de suspensión y en los cálculos de pérdida de presión en el espacio anular, el modelo está dado por:

$$\tau = K \gamma^n \quad \text{Ec.5}$$

1.1.7.4. Modelo de Herschel-Buckley ²¹. El modelo combina los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley Exponencial. Utiliza tres parámetros que proporcionan los resultados de los tres modelos reológicos mencionados, en la práctica el esfuerzo cedente se supone que es igual a la lectura del viscosímetro a 3 rpm, el modelo está dado por:

$$\tau = \tau_0 + K \gamma^n \quad \text{Ec.6}$$

²⁰ Ibíd. p. 303 - 305.

²¹ BAKER HUGHES INTEQ. Op. cit. 305.

1.1.7.5. Modelo de Casson ²². Este modelo se usa por lo general para describir fluidos de perforación cargados de sólidos en las regiones de bajas velocidades de corte, a altas temperaturas y bajas presiones su aproximación se hace más pobre. Realizar los cálculos con este modelo es por lo general difícil y complicado por esto pocas veces se aplica, el modelo está dado por:

$$\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + PV^{1/2} \gamma^{1/2} \quad \text{Ec7.}$$

1.1.7.6. Modelo de Robertson-Stiff ²³. Los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley Exponencial son casos específicos de este modelo el cual es de tres parámetros, el modelo está dado por:

$$\tau = K(\gamma_0 + \gamma)^n \quad \text{Ec8.}$$

1.2. LIMPIEZA DEL POZO²⁴

La buena remoción de los rípios derivados de la perforación de un pozo es esencial en este proceso, ya que si hay una mala remoción se pueden presentar problemas como:

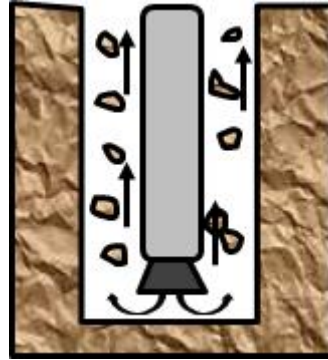
- ECD excesivo
- Pérdidas de circulación
- Overpull (tracción) excesivos
- Alto torque
- Pega de tubería
- Baja ROP (Tasa de penetración)
- Fatiga de la broca

²² BAKER HUGHES INTEQ. Op. cit. 305.

²³ Ibíd. p. 305.

²⁴ M. Mohammadsalehi; N. Malezadeh. Iranian Central Oilfields Company (ICOFC). OPTIMIZATION OF HOLE CLEANING AND CUTTING REMOVAL IN VERTICAL, DEVIATED AND HORIZONTAL WELLS. SPE 143675.2011. p. 1 - 2.

Figura 6: Limpieza de ripios



Por otro lado, se pueden identificar los principales factores que afectan la limpieza del pozo perforado, los que tienen más influencia son:

- Excentricidad del drill pipe
- Tamaño e inclinación del wellbore
- Densidad del fluido de perforación
- Tamaño y densidad de los ripios
- ROP
- Reología del fluido de perforación
- Caudal del fluido de perforación

Cuando se aumenta la densidad del fluido de perforación la remoción de ripios aumenta al igual que el control de inlfujos debidos a sobrepresiones, pero se da una disminución en la tasa de perforación (ROP); al disminuir la viscosidad el régimen de flujo, el esfuerzo de corte y la remoción de ripios en pozos direccionales disminuyen con un aumento de caudal la remoción de recortes aumenta y la cama que estos pueden formar disminuye. Generalmente en pozos entre 0 y 45 grados de inclinación se presenta un flujo laminar y en pozos entre 55 y 90 grados de inclinación se presenta un flujo turbulento.

1.2.1. Pozos Verticales ²⁵. El problema del transporte de recortes en pozos verticales ha sido estudiado durante muchos años, el primer análisis de este problema fue el de Pigott (1941), varios autores han realizado estudios experimentales de la capacidad de carga del fluido de perforación, Williams y Bruce (1951) estuvieron entre los primeros en reconocer la necesidad de establecer la velocidad anular mínima requerida para levantar los recortes. El trabajo experimental de Sifferman y Becker (1974, 1992) indica que mientras 100 pies / min pueden ser necesarios cuando el fluido de perforación es de base acuosa y una velocidad anular mínima de 50 pies / min puede proporcionar un transporte de los ripios de perforación satisfactorio para un fluido de perforación estándar. La eficiencia del transporte en pozos verticales se evalúa generalmente determinando la velocidad de asentamiento, que depende del tamaño de partícula, densidad y forma; la reología y velocidad del fluido de perforación; y la configuración del pozo - tubería. Varios investigadores han propuesto correlaciones empíricas para estimar la velocidad de deslizamiento de corte experimentada durante las operaciones de perforación rotativa. Si bien no se puede esperar que estas correlaciones den una precisión extrema, los resultados de un comportamiento de flujo tan complejo brindan una valiosa información en la selección de fluidos de perforación, propiedades y condiciones de funcionamiento de la bomba. La correlación de Moore (1974) es usada para pozos verticales.

1.2.2. Pozos desviados ²⁶. Desde principios de la década de 1980, los estudios de transporte de recortes se han centrado en pozos inclinados. El trabajo experimental sobre el transporte de recortes en pozos inclinados se ha realizado utilizando bucles de flujo en la Universidad de Tulsa y en otros lugares. La altura y la concentración de los ripios en el anular están en función de los parámetros operativos (tasa de flujo y tasa de penetración), configuración del pozo (profundidad, ángulo del orificio, tamaño del pozo o ID del casing y tubería), propiedades del fluido de perforación

²⁵ Robert F. Mitchell; Stefan Z. Miska. Op. cit. p. 279.

²⁶ Robert F. Mitchell; Stefan Z. Miska. Op. cit. p. 279 - 280.

(densidad y reología), características de los cortes (densidad, tamaño, porosidad del lecho y ángulo de reposo), y excentricidad de la tubería y velocidad de rotación. La experiencia de laboratorio indica que la velocidad de flujo, si es lo suficientemente alta, siempre eliminará los recortes para cualquier fluido, tamaño de orificio y ángulo de orificio. Desafortunadamente, los caudales lo suficientemente altos como para transportar los recortes hacia arriba y hacia afuera del anillo de manera efectiva no se pueden usar en muchos pozos debido a la capacidad limitada de la bomba y / o a las altas presiones dinámicas en la superficie o en el fondo del pozo. Los modelos de Larsen (1997) y Rubiandini (1999) son usados actualmente.

2. MODELOS MATEMÁTICOS

2.1. PÉRDIDAS DE PRESIÓN. A continuación, se presentan las ecuaciones necesarias para realizar los cálculos de pérdidas de presión a través de la tubería de perforación y a través del anular, los modelos que se exponen son los de Bingham y Ley exponencial.

2.1.1. Modelo de Bingham ²⁷

2.1.1.1. Velocidad promedio del fluido. Según API (American Petroleum Institute) es la velocidad de un fluido que fluye dentro de un espacio anular o de una tubería. Se supone que la totalidad de fluido fluye a una misma velocidad con un perfil plano y sin diferencias instantáneas de velocidad. En pocas palabras se trata de una velocidad media.

$$V_p = \frac{1,2833338 Q}{\pi (ID_p^2)} \quad \text{Ec.10}$$

$$V_a = \frac{1,2833338 Q}{\pi (ID_H^2 - OD_p^2)} \quad \text{Ec.11}$$

2.1.1.2. Viscosidades aparentes

$$PV_{ap} = PV + \left[16,2791637 YP \left(\frac{ID_p^3}{Q} \right) \right] \quad \text{Ec.12}$$

$$PV_{aa} = PV + \left[16,2791637 YP (ID_H - OD_p) \left(\frac{ID_H^2 - OD_p^2}{Q} \right) \right] \quad \text{Ec.13}$$

2.1.1.3. Número de Reynolds

²⁷ Landmark. Using WELLPLAN. Landmark Graphics Corporation. 2004. p. 300 - 302.

Es un número adimensional para determinar si el régimen de flujo de un fluido es laminar o turbulento ya sea en el anular o en la tubería.

$$R_p = 379,0558693 \rho \left(\frac{Q}{PV_{ap} * ID_p} \right) \quad \text{Ec.14}$$

$$R_a = 379,0558693 \rho (ID_H - OD_p) \left(\frac{Q}{PV_{aa}(ID_H^2 - OD_p^2)} \right) \quad \text{Ec.15}$$

2.1.1.4. Pérdidas de presión en el anular. En el anular se dan caídas de presión en el fluido de perforación debido a su flujo y roce con las paredes del espacio anular entre la tubería y las paredes del pozo.

- Si $R_a > 2000$

$$P_a = \frac{(1,159534 * 10^{-4}) \rho^{0,75} PV^{0,25} Q^{1,75} L}{(ID_H - OD_p)^{1,25} (ID_H^2 - OD_p^2)^{1,75}} \quad \text{Ec.16}$$

- Si $R_a < 2000$

$$P_a = \left\{ \left[(4,444444 * 10^{-3}) \left(\frac{YP}{ID_H - OD_p} \right) \right] + \left[\frac{(2,723317 * 10^{-4}) PV Q}{(ID_H - OD_p)^2 (ID_H^2 - OD_p^2)} \right] \right\} L \quad \text{Ec.17}$$

2.1.1.5. Pérdidas de presión en la tubería. En la tubería se dan caídas de presión en el fluido de perforación debido a su flujo y roce con las paredes internas de la tubería.

- Si $R_p > 2000$

$$P_p = \frac{(1,159534 * 10^{-4}) \rho^{0,75} PV^{0,25} Q^{1,75} L}{ID_p^{4,75}} \quad \text{Ec.18}$$

- Si $R_p < 2000$

$$P_p = \left\{ \left[(4,4444444 * 10^{-3}) \left(\frac{YP}{ID_p} \right) \right] + \left[\frac{(2,723317 * 10^{-4}) PV Q}{ID_p^4} \right] \right\} L \quad \text{Ec.19}$$

2.1.1.6. Diagramas de flujo Bingham. A continuación, se encuentran los diagramas de flujo para el cálculo de las pérdidas de presión tanto para el anular como para la tubería, para el modelo reológico de Bingham.

Figura 7: Diagrama de flujo pérdidas de presión en la tubería (Bingham)

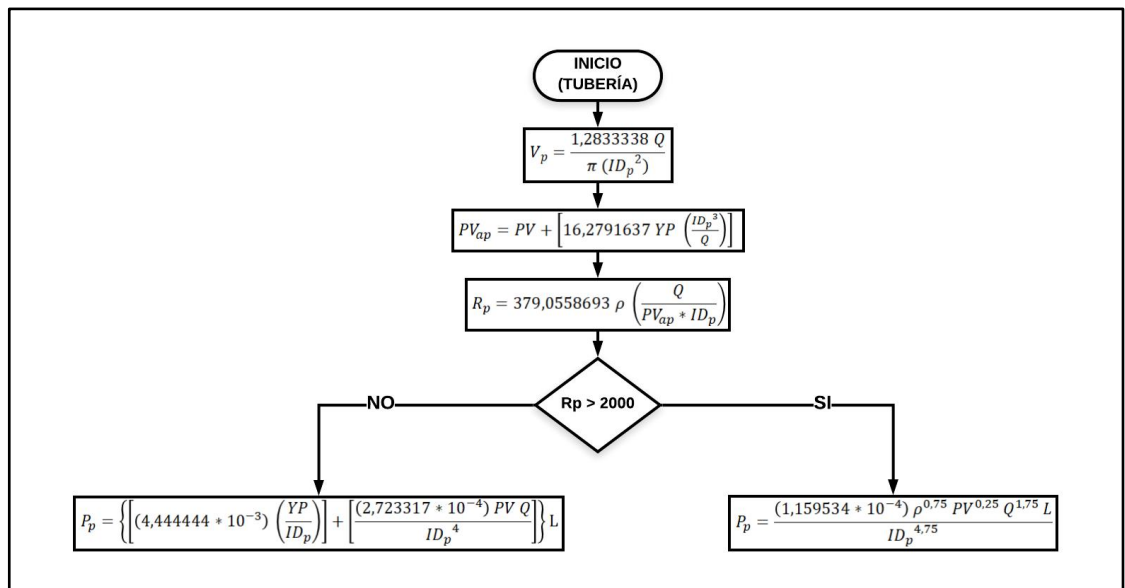
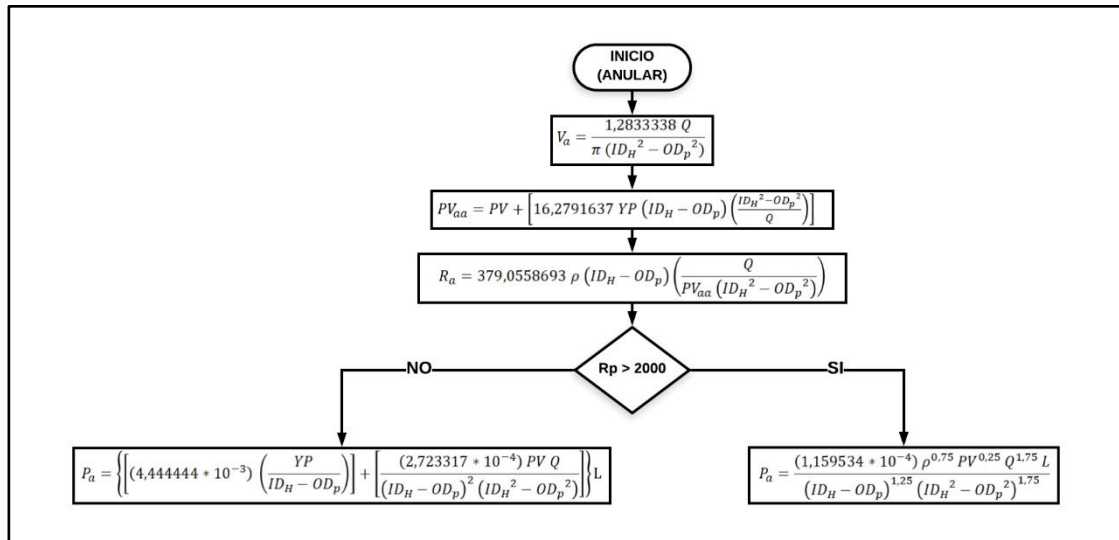


Figura 8: Diagrama de flujo pérdidas de presión en el anular (Bingham)



2.1.2. Modelo de la Ley exponencial ²⁸

2.1.2.1. Cálculos de n y k

$$n = 3,32192809 \log \left(\frac{YP + (2PV)}{YP + PV} \right) \quad \text{Ec.20}$$

$$K = \frac{YP + (2PV)}{100 (1022^n)} \quad \text{Ec.21}$$

2.1.2.2. Factor de geometría

$$G_{fp} = \frac{(3n + 1)^n}{4n} (8)^{n-1} \quad \text{Ec.22}$$

$$G_{fa} = \frac{(2n + 1)^n}{2n} (8)^{n-1} \quad \text{Ec.23}$$

²⁸ Landmark. Op. cit. p. 319 - 323

2.1.2.3. Número de Reynolds

$$R_p = \frac{0,232502 \rho V_p^{(2-n)} \left(\frac{ID_p}{12}\right)^n}{G_{fp} K} \quad \text{Ec.24}$$

$$R_a = \frac{0,348753 \rho V_a^{(2-n)} \left(\frac{ID_H - OD_p}{12}\right)^n}{G_{fa} K} \quad \text{Ec.25}$$

2.1.2.4. Número de Reynolds crítico. Estos valores se tomarán como los límites para el paso de flujo laminar a flujo transitorio (R_L) y el paso de flujo transitorio a flujo turbulento (R_T)

$$R_L = 3470 - (1370 n) \quad \text{Ec.26}$$

$$R_T = 4270 - (1370 n) \quad \text{Ec.27}$$

2.1.2.5. Factor de fricción en la tubería

- Flujo laminar (Si $R_p < R_L$)

$$F_p = \frac{16}{R_p} \quad \text{Ec.28}$$

- Flujo de transición (Si $R_L < R_p < R_T$)

$$F_p = \left(\frac{16}{R_L}\right) + \left[\left(\frac{R_p - R_L}{800}\right) \left(\left(\frac{a}{R_T^b}\right) - \left(\frac{16}{R_L}\right)\right)\right] \quad \text{Ec.29}$$

$$a = \frac{\log(n) + 3,93}{50} \quad \text{Ec.30}$$

$$b = \frac{1,75 - \log(n)}{7} \quad \text{Ec.31}$$

- Flujo turbulento (Si $R_p > R_T$)

$$F_p = \frac{a}{R_p^b} \quad \text{Ec.32}$$

2.1.2.6. Factor de fricción en el anular

- Flujo laminar (Si $R_a < R_L$)

$$F_a = \frac{24}{R_a} \quad \text{Ec.33}$$

- Flujo de transición (Si $R_L < R_a < R_T$)

$$F_a = \left(\frac{24}{R_L}\right) + \left[\left(\frac{R_a - R_L}{800}\right) \left(\left(\frac{a}{R_T^b}\right) - \left(\frac{24}{R_L}\right)\right)\right] \quad \text{Ec.34}$$

- Flujo turbulento (Si $R_a > R_T$)

$$F_a = \frac{a}{R_a^b} \quad \text{Ec.35}$$

2.1.2.7. Pérdidas de presión

- Tubería

$$P_p = \frac{0,03875 \rho V_p^2 F_p L}{ID_p} \quad \text{Ec.36}$$

- Anular

$$P_a = \frac{0,03875 \rho V_a^2 F_a L}{ID_H - OD_p} \quad \text{Ec.37}$$

2.1.2.8. Diagramas de flujo ley exponencial. A continuación, se encuentran los diagramas de flujo para el cálculo de las pérdidas de presión tanto para el anular como para la tubería, para el modelo reológico de la ley exponencial.

Figura 9: Diagrama de flujo pérdidas de presión en la tubería (Ley exponencial)

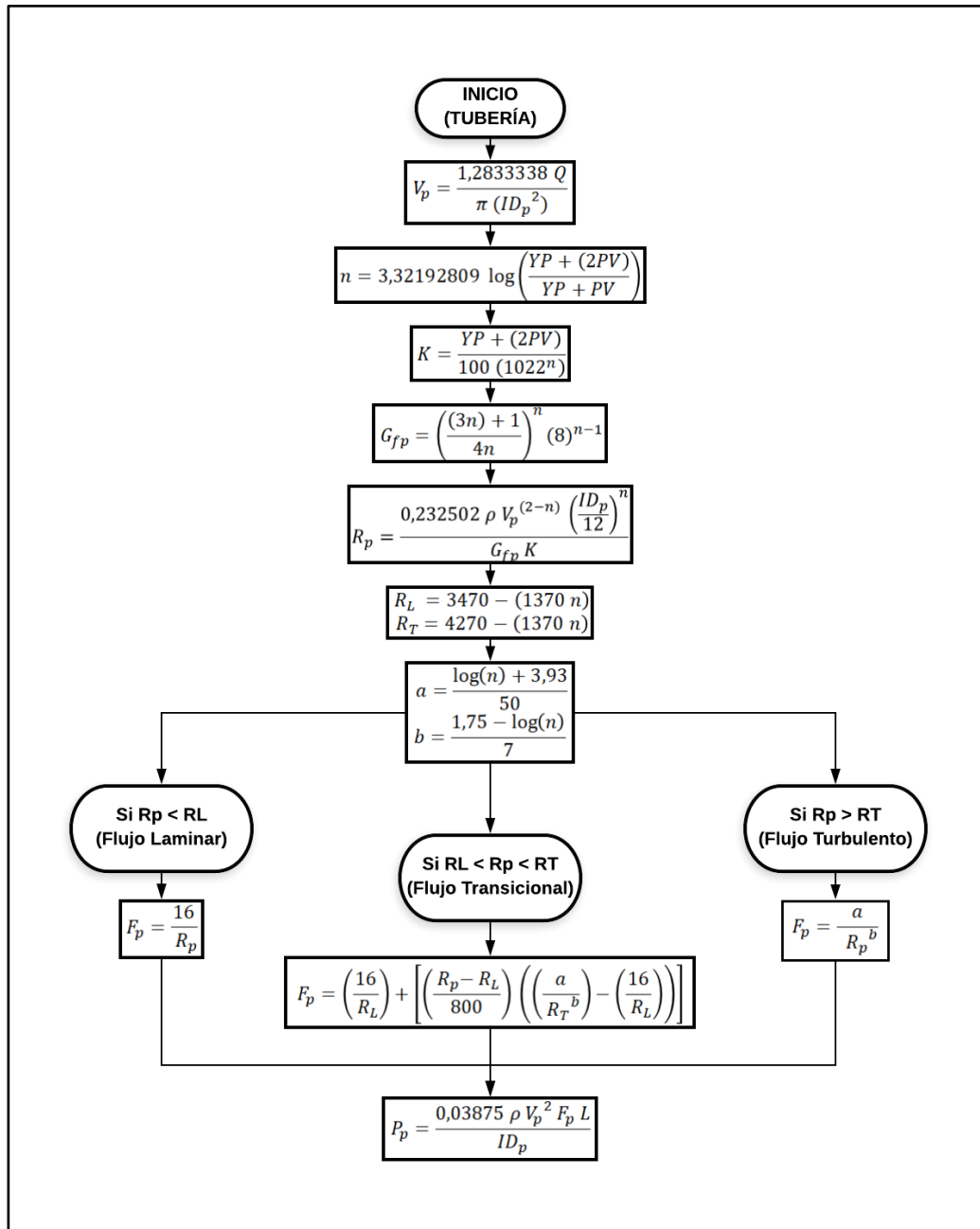
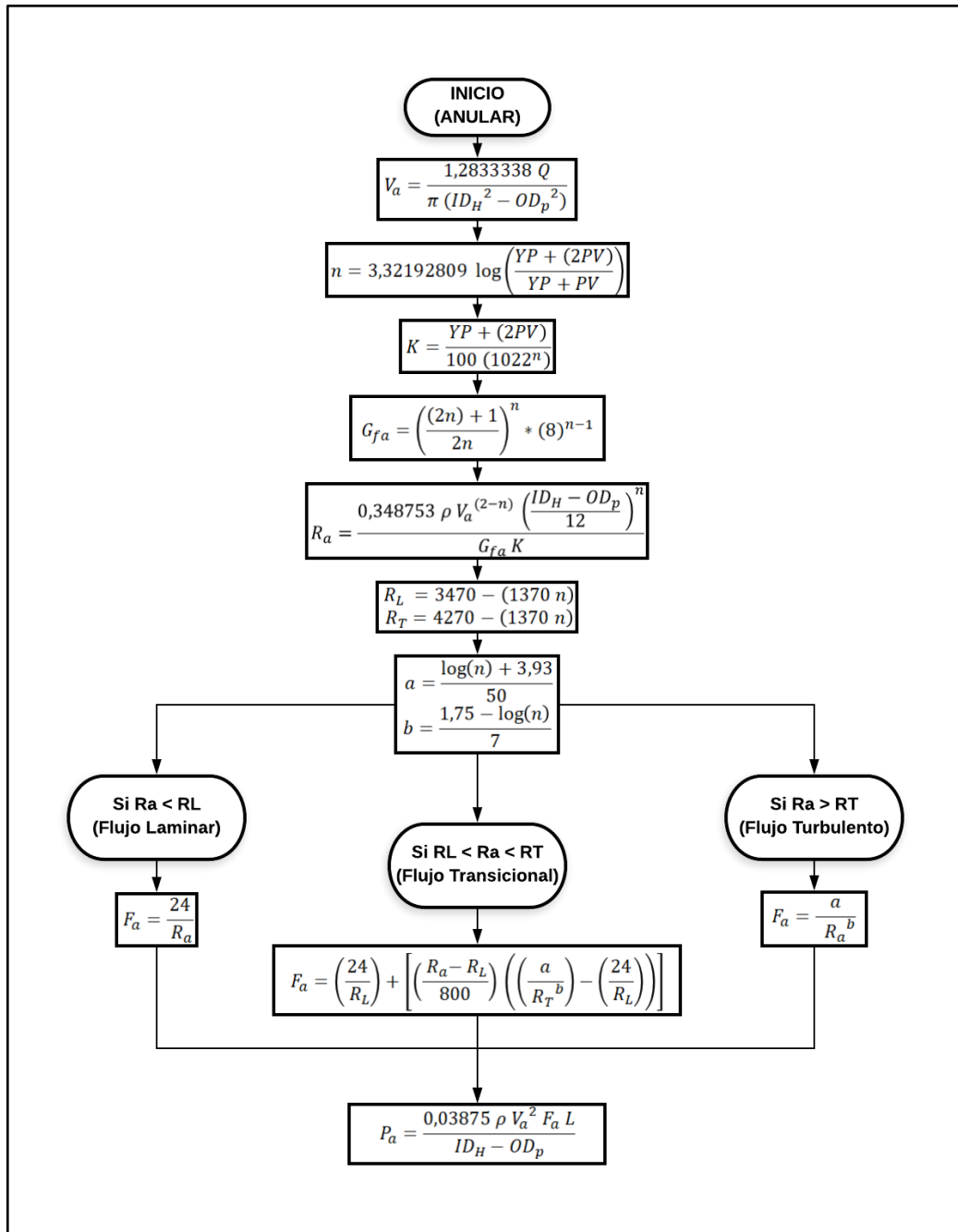


Figura 10: Diagrama de flujo pérdidas de presión en el anular (Ley exponencial)



2.2. DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD) ²⁹

Es la densidad ejercida por el fluido de perforación en la cual se tienen en cuenta las pérdidas de presión en el anular desde superficie hasta la profundidad vertical verdadera de cálculo, mientras el fluido de perforación se encuentra en circulación. Se calcula de la siguiente manera:

$$ECD = \frac{P_a}{0,052(TVD)} + \rho \quad \text{Ec.38}$$

2.3. CÁLCULOS DE HIDRÁULICA EN LA BROCA ³⁰

2.3.1. Pérdida de presión

$$P_b = \frac{156,5 Q^2 \rho}{(J_1^2 + J_2^2 + J_3^3 + \dots J_n^2)^2} \quad \text{Ec.39}$$

2.3.2. Potencia hidráulica de la broca

$$HHP_b = \frac{Q P_b}{1714} \quad \text{Ec.40}$$

2.3.3. Potencia hidráulica por pulgada cuadrada

$$HSI = \frac{1,27 HHP_b}{BS^2} \quad \text{Ec.41}$$

2.3.4. Velocidad en las boquillas

$$V_n = \frac{417,2 Q}{J_1^2 + J_2^2 + J_3^3 + \dots J_n^2} \quad \text{Ec.42}$$

²⁹ API ENERGY. Op. cit. p. 237.

³⁰ Ibíd. p. 237 - 238.

2.3.5. Fuerza de impacto de la broca

$$IF = \frac{V_n Q \rho}{1930} \quad \text{Ec.43}$$

2.3.6. Fuerza de impacto por pulgada cuadrada

$$IFSI = \frac{1,27 IF}{BS^2} \quad \text{Ec.44}$$

2.4. LIMPIEZA DE POZO

Para una adecuada remoción de los ripios que se generan durante la perforación de un pozo, se necesita una velocidad mínima del fluido de perforación que pueda arrastrarlos y sacarlos por el anular entre el pozo y la tubería de perforación, se plantean dos modelos que sirven en casos con una inclinación de la trayectoria del pozo entre 55 y 90 grados (Modelo de Larsen) y en casos con una inclinación de la trayectoria entre 0 y 90 grados (Modelo de Rubiandini).

2.4.1. Modelo de Larsen ³¹

2.4.1.1. Concentración de ripios

$$C_{conc} = 0,01778 ROP + 0,505 \quad \text{Ec.45}$$

2.4.1.2. Velocidad de los ripios

$$V_{cut} = \frac{1}{\left(1 - \left(\frac{OD_p}{ID_H}\right)^2\right) \left(0,64 + \frac{18,16}{ROP}\right)} \quad \text{Ec.46}$$

³¹ T.I Larsen. SPE. Uncocl Cap. A.A. Pilehvari SPE. Texas A&M U. and J.J. Azar, SPE.U of Tulusa. Development of a New Cuttings-Transport Model for Hihg-Angle Wellbores Including Horizontal Wells. SPE 25872, 1997. p. 1 - 4.

2.4.1.3. Viscosidad aparente

$$\mu_a = PV + \frac{5 YP (ID_H - OD_p)}{V_{min}} \quad \text{Ec.47}$$

2.4.1.4. Velocidad de deslizamiento de los ripples (sin corregir)

- Si $\mu_a < 53$

$$\bar{V}_s = 0,00516 \mu_a + 3,006 \quad \text{Ec.48}$$

- Si $\mu_a \geq 53$

$$\bar{V}_s = 0,02554 (\mu_a - 53) + 3,28 \quad \text{Ec.49}$$

2.4.1.5. Factor de corrección por peso de lodo

- Si $\rho \geq 8,7$

$$C_{mw} = 1 - 0,0333 (\rho - 8,7) \quad \text{Ec.50}$$

- Si $\rho < 8,7$

$$C_{mw} = 1 \quad \text{Ec.51}$$

2.4.1.6. Factor de corrección por inclinación

$$C_{ang} = 0,0342 \theta - 0,000233 \theta^2 - 0,213 \quad \text{Ec.52}$$

2.4.1.7. Factor de corrección por diámetro de ripples

$$C_{size} = -1,04 D_{cut} + 1,286 \quad \text{Ec.53}$$

2.4.1.8. Velocidad de deslizamiento

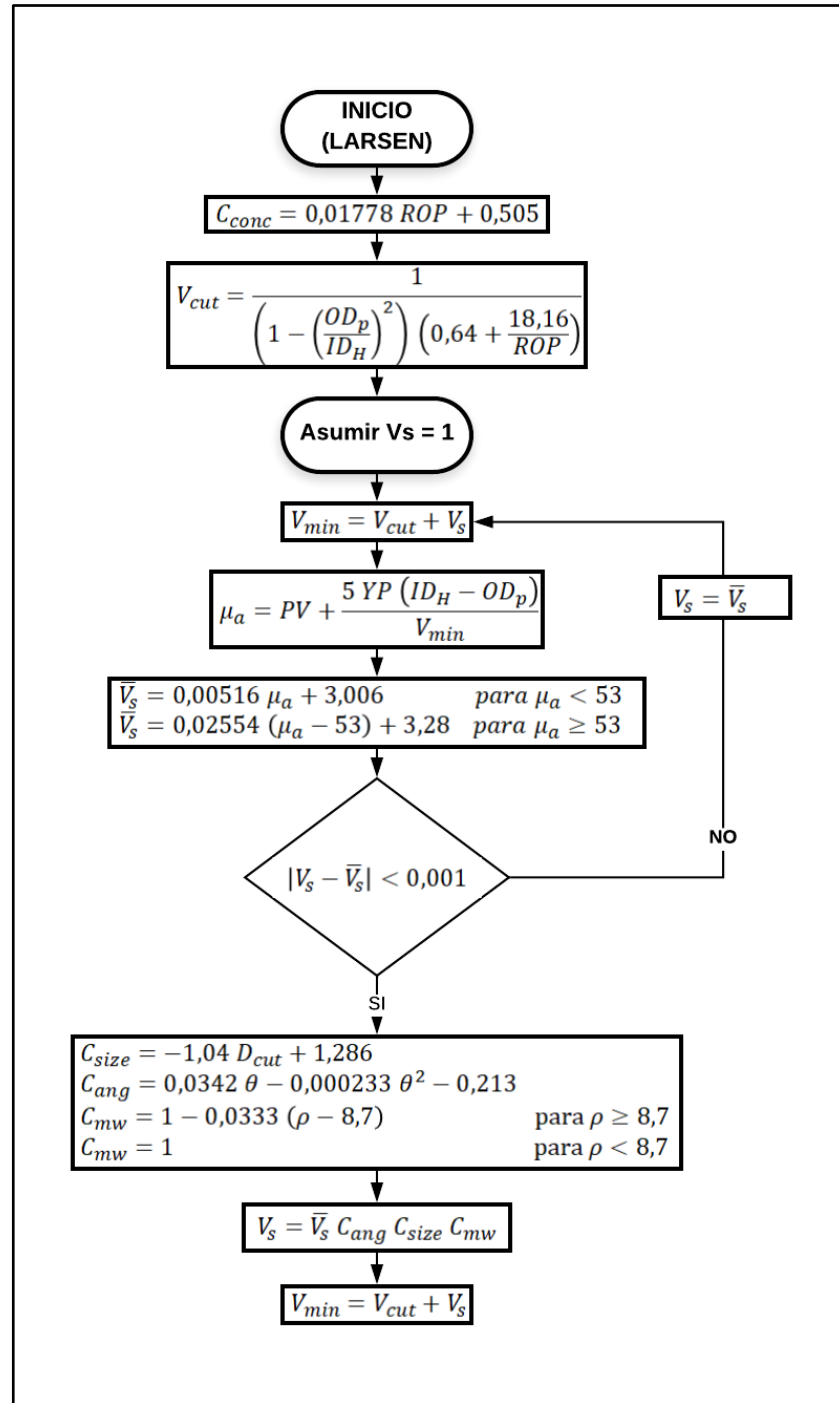
$$V_s = \bar{V}_s C_{ang} C_{size} C_{mw} \quad \text{Ec.54}$$

2.4.1.9. Velocidad mínima de transporte

$$V_{min} = V_{cut} + V_s \quad \text{Ec.55}$$

2.4.1.10. Diagrama de flujo Larsen

Figura 11: Diagrama de flujo velocidad mínima de transporte (Larsen)



Fuente: Roobeh Ranjbar. Cuttings transport in inclined and horizontal wellbore. University of Stavanger. Noruega, 2010. p. 26.

2.4.2. Modelo de Rubiandini ³². En este modelo se hacen uso de las mismas ecuaciones 45, 46 y 47. Hay que tener en cuenta que este modelo es igual al modelo de Moore cuando el ángulo es igual a cero, es decir, cuando el pozo es vertical.

2.4.2.1. Número de Reynolds

$$R_e = \frac{928 \rho D_{cut} V_s}{V_{min}} \quad \text{Ec.56}$$

2.4.2.2. Factor de fricción

- Si $R_e < 3$

$$f = \frac{40}{R_e} \quad \text{Ec.57}$$

- Si $3 < R_e < 300$

$$f = \frac{22}{\sqrt{R_e}} \quad \text{Ec.58}$$

- Si $R_e > 300$

$$f = 1,54 \quad \text{Ec.59}$$

³² Rudi Rubiandini R. S. Equation for Estimating Mud Minimum Rate for Cuttings Transport in an Inclined-Until-Horizontal Well. SPE/IADC 57541. Bandung Institute of Technology. Indonesia, 1999. p. 2 - 3.

2.4.2.3. Velocidad de deslizamiento

$$V_s = f \sqrt{D_{cut} \left(\frac{\rho_s - \rho}{\rho} \right)} \quad \text{Ec.60}$$

2.4.2.4. Velocidad mínima de transporte

- Si $\theta \leq 45^\circ$

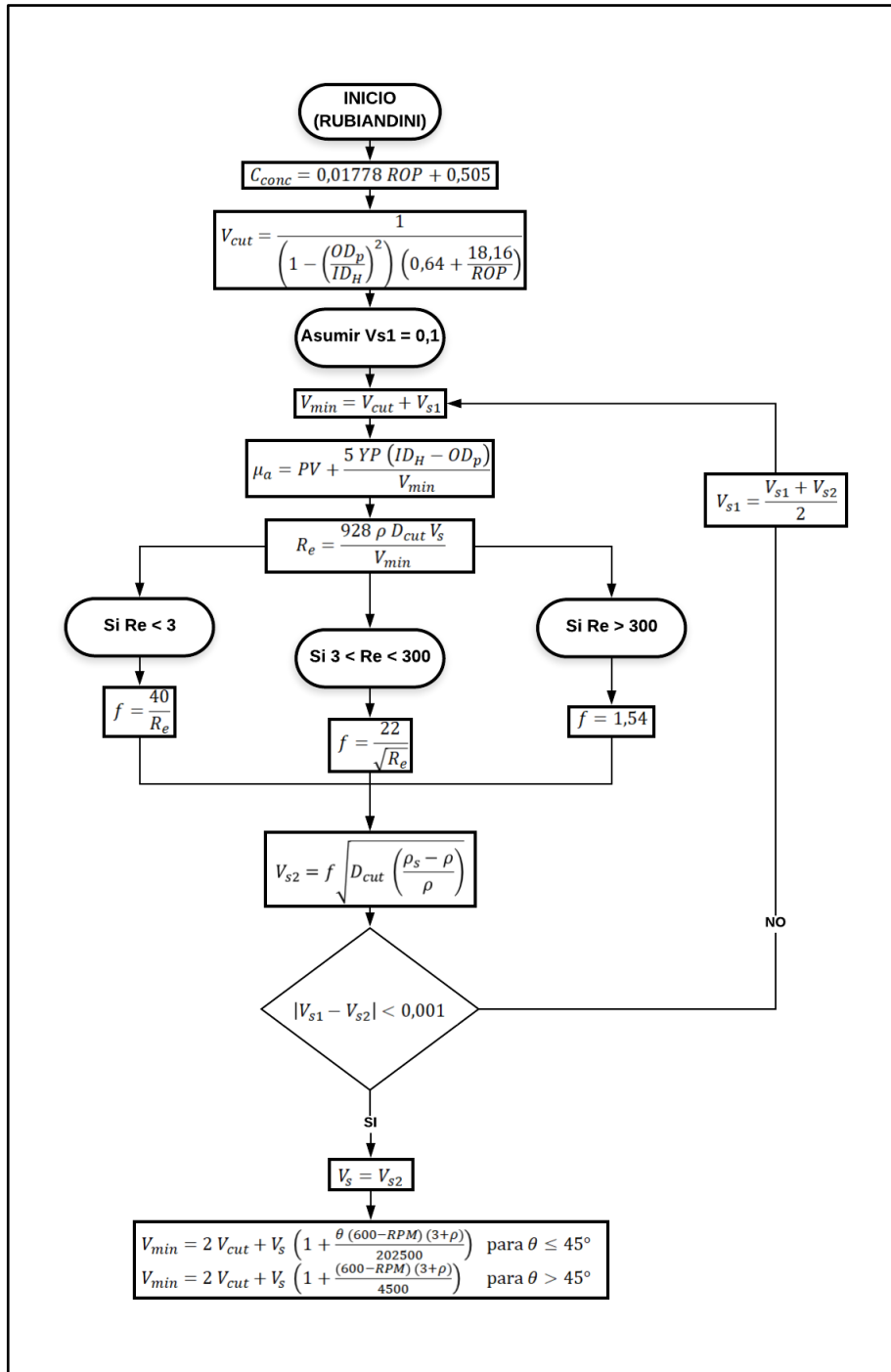
$$V_{min} = 2 V_{cut} + V_s \left(1 + \frac{\theta (600 - RPM) (3 + \rho)}{202500} \right) \quad \text{Ec.61}$$

- Si $\theta > 45^\circ$

$$V_{min} = 2 V_{cut} + V_s \left(1 + \frac{(600 - RPM) (3 + \rho)}{4500} \right) \quad \text{Ec.62}$$

2.4.2.5. Diagrama de flujo Rubiandini

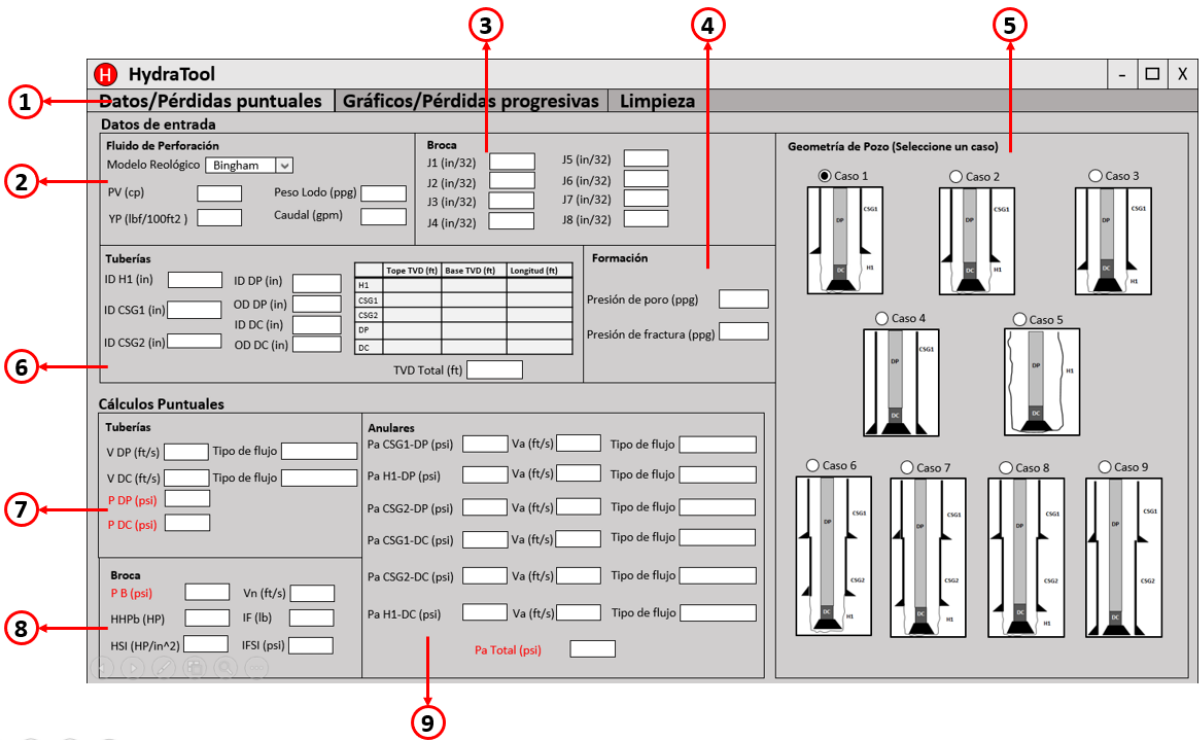
Figura 12: Diagrama de flujo velocidad mínima de transporte (Rubiandini)



Fuente: Roobeh Ranjbar. Cuttings transport in inclined and horizontal wellbore. University of Stavanger. Noruega, 2010. p. 45.

3. MANUAL DE USO DEL APLICATIVO

Figura 13: Ventana Datos/Pérdidas puntuales



1. Es la barra de pestañas donde se puede seleccionar entre las tres diferentes ventanas disponibles, Datos/Pérdidas puntuales (ventana donde se ingresan los datos necesarios para el cálculo de las pérdidas de presión y se realizan los cálculos puntuales, es decir, a una profundidad específica), Gráficos/Pérdidas progresivas (ventana donde se visualizan los cálculos progresivamente dependiendo del número de cálculos que desee el usuario y los gráficos de ECD Vs TVD y la ventana de lodo) y Limpieza (ventana donde se realiza el cálculo de la velocidad mínima de transporte de ripios también se visualiza el gráfico de Vmin Vs Inclinación).

2. En este cuadro se ingresan los datos del fluido de perforación y se selecciona el modelo reológico que se va a utilizar en los cálculos (Bingham o Ley exponencial).

- 3.** Cuadro donde se ingresan los datos correspondientes al tamaño de las boquillas que tiene la broca en 1/32 de pulgada.

- 4.** Cuadro donde se ingresan los datos correspondientes a la formación, los datos necesarios son presión de poro y presión de fractura.

- 5.** Cuadro donde se selecciona el tipo de geometría que tiene el pozo, por defecto estará seleccionado el caso 1, en este cuadro se muestran 9 casos diferentes, de los cuales el usuario tendrá que escoger el que más se ajuste a la situación de análisis.

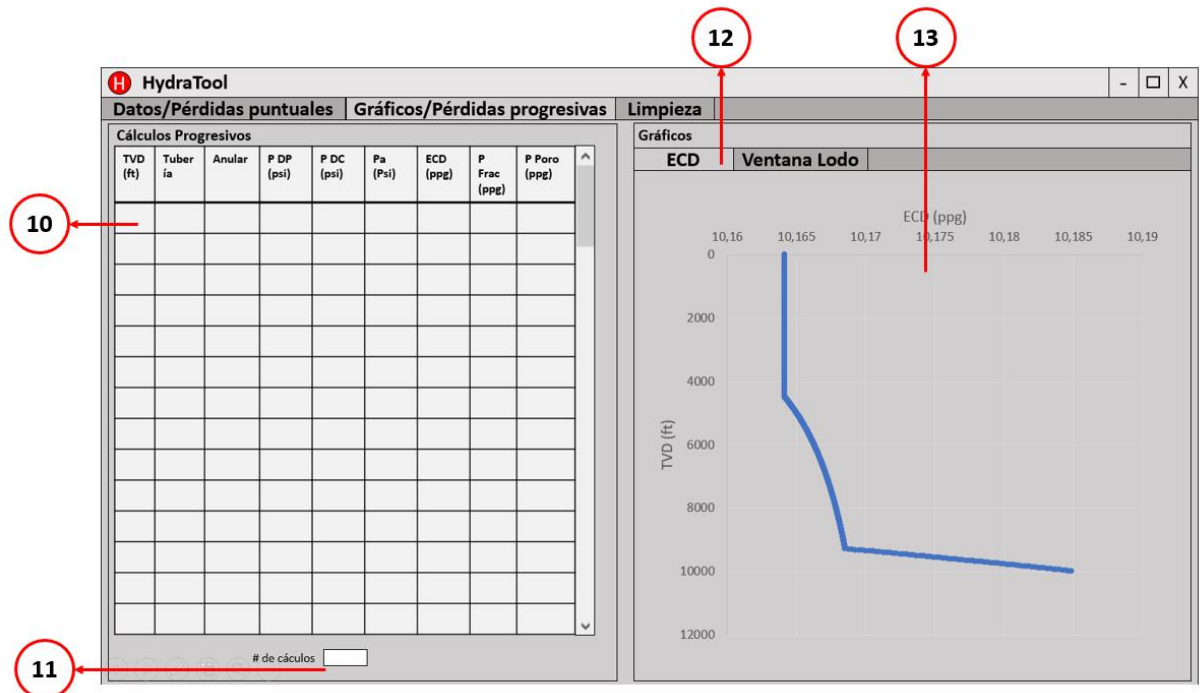
- 6.** Cuadro en el cual se ingresan los diferentes diámetros y longitudes de las distintas tuberías y hueco abierto, hay una tabla donde se ingresa donde comienza (tope) y donde termina (base) cada tubería presente en la geometría, en profundidad vertical verdadera.

- 7.** En este cuadro se muestran los cálculos puntuales de pérdida de presión en el Drill Pipe y en el Drill Collar, así como las velocidades promedio en cada una de estas tuberías y el tipo de flujo que se presenta (laminar, transicional o turbulento).

- 8.** Cuadro donde se muestran los cálculos de hidráulica de la broca, pérdida de presión, velocidad en las boquillas, fuerza de impacto, potencia hidráulica.

- 9.** Cuadro donde están los cálculos de pérdida de presión, velocidad promedio y tipo de flujo, en cada sección anular, dependiendo de la geometría del pozo.

Figura 14: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas



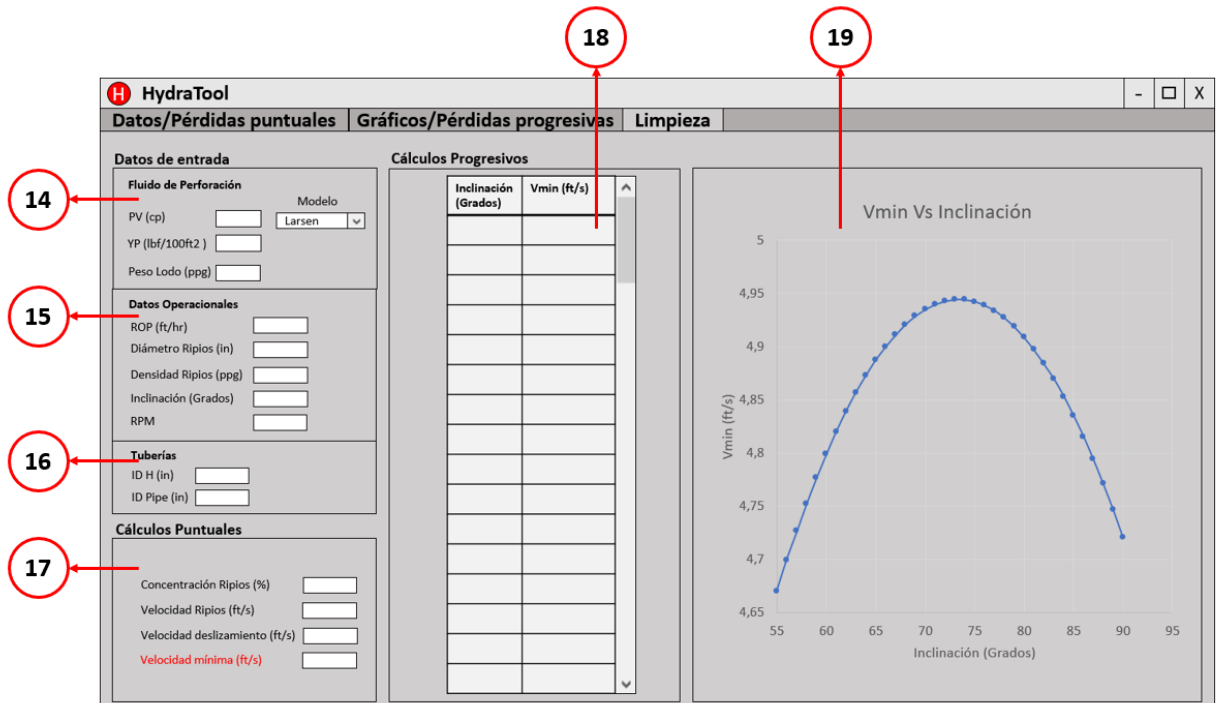
10. Tabla donde se muestran los cálculos progresivos de pérdidas de presión y el cálculo del ECD según la TVD.

11. Celda en la cual se ingresa el número de cálculos que se requieren, es decir, si se ingresa un valor de 100 se realizarán 100 cálculos diferentes progresivos hasta llegar a la profundidad total.

12. Barra de pestañas donde se puede elegir el gráfico que se desea ver, ya sea, TVD Vs ECD o la ventana de lodo donde se muestra el ECD y los límites de la presión de poro y fractura.

13. Espacio donde se pueden visualizar los gráficos mencionados en el punto 12.

Figura 15: Ventana Limpieza



14. Cuadro en el cual se ingresan los parámetros necesarios del fluido de perforación y el modelo de limpieza (Larsen o Rubiandini).

15. En este cuadro se ingresan los diferentes datos operacionales necesarios para el cálculo de la velocidad mínima de transporte.

16. Cuadro en el cual se ingresan el diámetro interno del casing o del hueco abierto y el diámetro externo de la tubería de perforación.

17. Cuadro donde se visualizan los cálculos de limpieza a una inclinación específica.

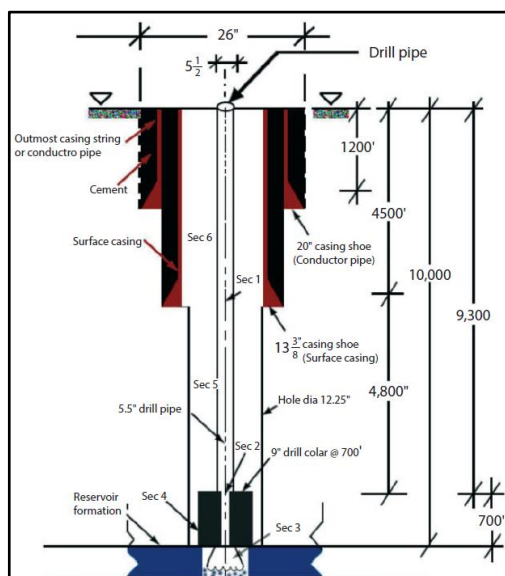
18. Tabla de cálculos de la velocidad mínima de transporte a distintas inclinaciones, de 55 a 90 con el modelo de Larsen y de 0 a 90 con el modelo de Rubiandini.

19. Espacio donde se puede observar la gráfica de Vmin Vs Inclinación.

4. COMPARACIÓN DE MODELOS

4.1. DATOS PÉRDIDAS DE PRESIÓN

Figura 16: Estado mecánico ejemplo



Fuente: M. E. Hossain, A. A. Al-Mejed. Fundamentals of SUSTAINABLE DRILLING ENGINEERING.2015. Capítulo 4. P 179.

Tabla 1: Datos de ejemplo (pérdida de presión)

Parámetro	Valor	Unidad
ID DP	4,276	in
OD DP	5,5	in
ID DC	2,875	in
OD DC	9	in
ID H	12,25	in
ID CSG	12,565	in
Tope DP	0	ft
Base DP	9300	ft

Topo DC	9300	ft
Base DC	10000	ft
Topo CSG	0	ft
Base CSG	4500	ft
Topo H	4500	ft
Base H	10000	ft
Caudal	700	gpm
YP	13	lbf/100ft ²
PV	12	cp
Peso de lodo	10	ppg
Presión de poro	9,65	ppg
Presión de fractura	12,04	ppg
Boquillas	3*18,1*14	in/32

Fuente: M. E. Hossain, A. A. Al-Mejed. Fundamentals of SUSTAINABLE DRILLING ENGINEERING. 2015. Capítulo 4. p.177.

4.2. CÁLCULOS EJEMPLO PÉRDIDAS DE PRESIÓN (BINGHAM)

Figura 17: Ventana Datos/Pérdidas puntuales (ejemplo Bingham)

HydraTool

Datos/Pérdidas puntuales Gráficos/Pérdidas progresivas Limpieza

Datos de entrada

Fluido de Perforación: Modelo Reológico Bingham

PV (cp): 12, YP (lbf/100ft²): 13, Peso Lodo (ppg): 10, Caudal (gpm): 700

Broca: J1 (in/32): 18, J2 (in/32): 18, J3 (in/32): 18, J4 (in/32): 14, J5 (in/32): 0, J6 (in/32): 0, J7 (in/32): 0, J8 (in/32): 0

Tuberías: ID H1 (in): 12,25, ID DP (in): 4,276, ID CSG1 (in): 12,565, ID DC (in): 2,875, ID CSG2 (in): 0, OD DP (in): 5,5, OD DC (in): 9, TVD Total (ft): 10000

Formación: Presión de poro (ppg): 9,65, Presión de fractura (ppg): 12,04

Cálculos Puntuales

Tuberías: V DP (ft/s): 15,639, Tipo de flujo: TURBULENTO, V DC (ft/s): 34,595, Tipo de flujo: TURBULENTO, P DP (psi): 1081,6, P DC (psi): 536,50

Broca: P B (psi): 562,11, Vn (ft/s): 250,03, HHPb (HP): 229,57, IF (lb): 906,86, HSI (HP/in²): 1,9429, IFSI (psi): 7,6749

Anulares: Pa CSG1-DP (psi): 38,417, Va (ft/s): 2,2405, Tipo de flujo: LAMINAR, Pa H1-DP (psi): 43,098, Va (ft/s): 2,3867, Tipo de flujo: LAMINAR, Pa CSG2-DP (psi): -, Va (ft/s): -, Tipo de flujo: -, Pa H1-DC (psi): -, Va (ft/s): -, Tipo de flujo: -, Pa CSG2-DC (psi): -, Va (ft/s): -, Tipo de flujo: -, Pa H1-DC (psi): 14,640, Va (ft/s): 4,1404, Tipo de flujo: LAMINAR, Pa Total (psi): 96,155

Geometría de Pozo (Seleccione un caso)

Caso 1, Caso 2, Caso 3, Caso 4, Caso 5, Caso 6, Caso 7, Caso 8, Caso 9

Figura 18: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas, ECD (ejemplo Bingham)

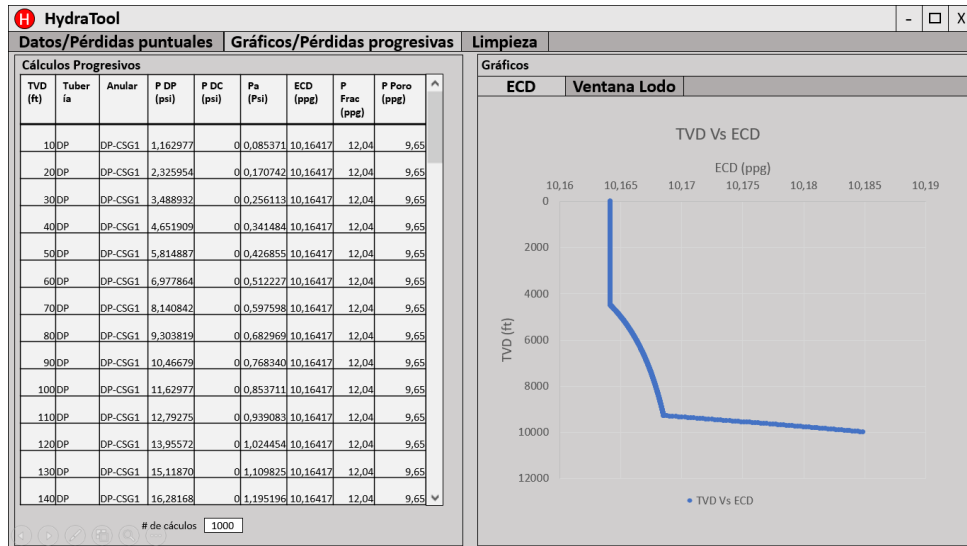
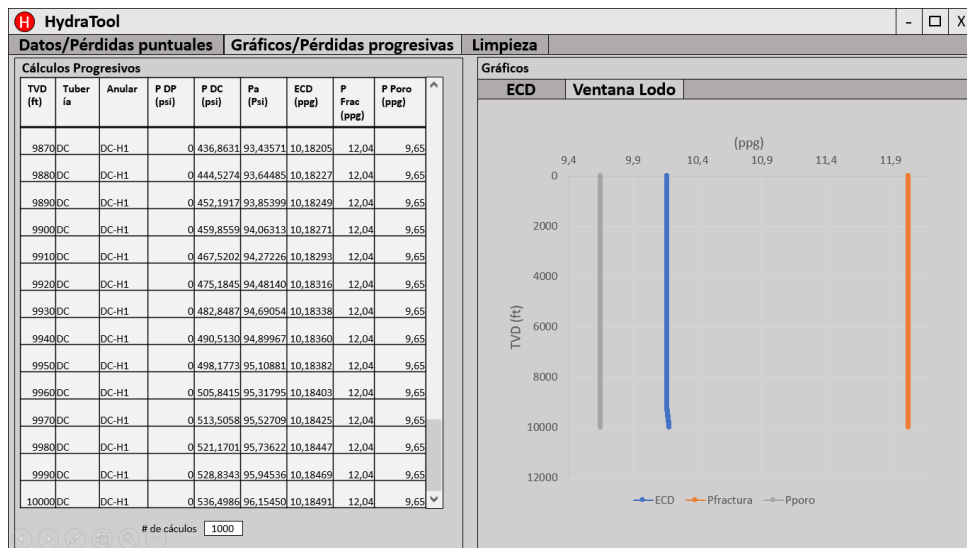


Figura 19: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas, Ventana de lodo (ejemplo Bingham)



4.3. CÁLCULOS PÉRDIDAS DE PRESIÓN (LEY EXPONENCIAL)

Figura 20: Ventana Datos/Pérdidas puntuales (ejemplo ley exponencial)

HydraTool

Datos/Pérdidas puntuales | Gráficos/Pérdidas progresivas | Limpieza

Datos de entrada

Fluido de Perforación
 Modelo Reológico: Power Law
 PV (cp): 12, YP (lbf/100ft²): 13, Caudal (gpm): 700, Peso Lodo (ppg): 10

Broca
 J1 (in/32): 18, J2 (in/32): 18, J3 (in/32): 18, J4 (in/32): 14, J5 (in/32): 0, J6 (in/32): 0, J7 (in/32): 0, J8 (in/32): 0

Geometría de Pozo (Seleccione un caso)
 Caso 1, Caso 2, Caso 3, Caso 4, Caso 5, Caso 6, Caso 7, Caso 8, Caso 9

Tuberías
 ID H1 (in): 12.25, ID DP (in): 4.276, ID CSG1 (in): 12.565, ID DC (in): 2.875, ID CSG2 (in): 0, OD DC (in): 9

Formación
 Presión de poro (ppg): 9.65, Presión de fractura (ppg): 12.04

Cálculos Puntuales

Tuberías
 V DP (ft/s): 15.839, Tipo de flujo: TURBULENTO, V DC (ft/s): 34.595, Tipo de flujo: TURBULENTO, P DP (psi): 894.76, P DC (psi): 522.57

Broca
 P B (psi): 562.11, Vn (ft/s): 280.03, HHPb (HP): 228.57, IF (lb): 906.86, HSI (HP/ft²): 1.5429, IFSI (psi): 7.6749

Anulares
 Pa CSG1-DP (psi): 15.406, Va (ft/s): 2.2405, Tipo de flujo: LAMINAR, Pa H1-DP (psi): 18.292, Va (ft/s): 2.3867, Tipo de flujo: LAMINAR, Pa CSG2-DP (psi): -, Va (ft/s): -, Tipo de flujo: -, Pa CSG1-DC (psi): -, Va (ft/s): -, Tipo de flujo: -, Pa CSG2-DC (psi): -, Va (ft/s): -, Tipo de flujo: -, Pa H1-DC (psi): 11.794, Va (ft/s): 4.1404, Tipo de flujo: TRANSICIONAL, Pa Total (psi): 45.491

TVD Total (ft): 10000

Figura 21: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas, ECD (ejemplo ley exponencial)

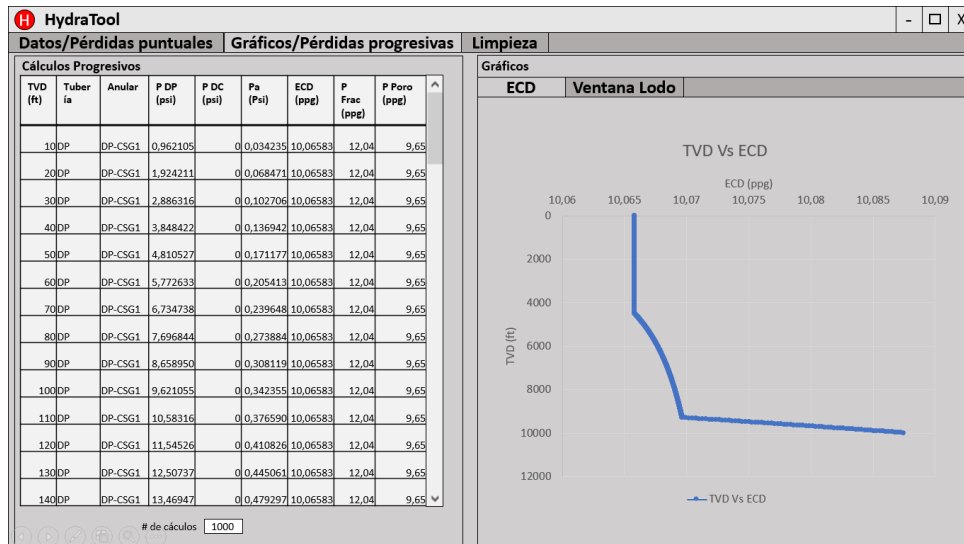
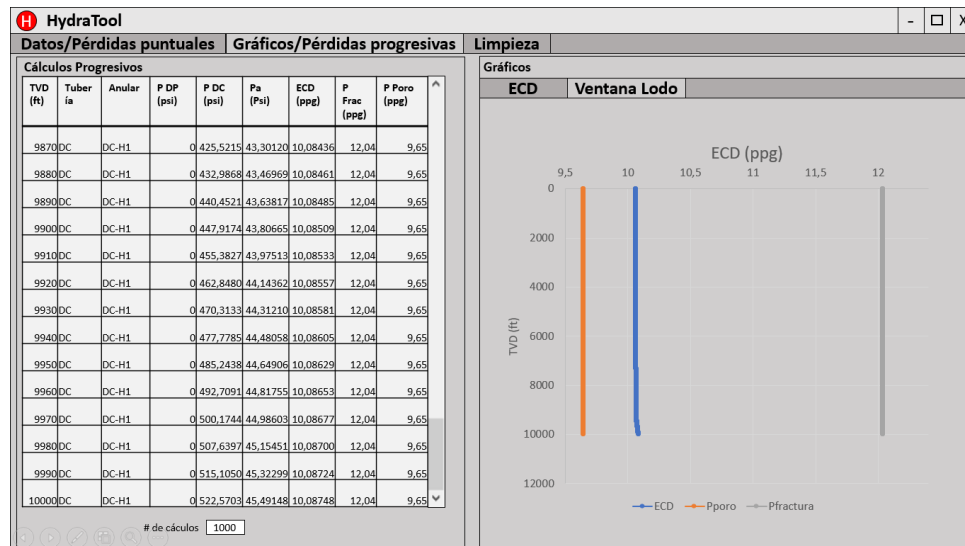


Figura 22: Ventana Gráficos/Pérdidas progresivas, Ventana de lodo (ejemplo ley exponencial)



4.4. COMPARACIÓN MODELOS BINGHAM – LEY EXPONENCIAL

Haciendo uso de la ecuación 63 se calculó el porcentaje de error entre los modelos de Bingham y la ley exponencial.

$$\%Error = \left| \frac{Valor\ 1 - Valor2}{Valor1} \right| * 100 \quad \text{Ec.63}$$

Tabla 2: Comparación pérdidas totales

Modelo	PT	Unidad	%Error
Bingham	2276,34	psi	11,04 %
Ley exponencial	2024,93	psi	

En la tabla 2 se evidencia un error del 11,04% entre los dos modelos, es decir se hace evidente que en el modelo de Bingham los cálculos de pérdidas de presión en

el anular se sobreestiman, haciendo que haya una diferencia en el cálculo final de pérdida total de presión (interior de la tubería, anular y broca) entre los dos modelos.

4.5. DATOS EJEMPLO LIMPIEZA

Tabla 3: Datos de ejemplo (limpieza)

Parámetro	Valor	Unidad
YP	7	lbf/100ft ²
PV	7	cp
Peso de lodo	8,57	ppg
ROP	54	ft/h
RPM	80	Revoluciones/min
Inclinación	55	Grados
ID H	5	in
OD Pipe	2,375	in
Diámetro ripios	0,175	in
Densidad ripios	19	ppg

Fuente: Roobeh Ranjbar. Cuttings transport in inclined and horizontal wellbore. University of Stavanger. Noruega, 2010. p. 68 - 69.

Figura 23: Ventana Limpieza (ejemplo Larsen)

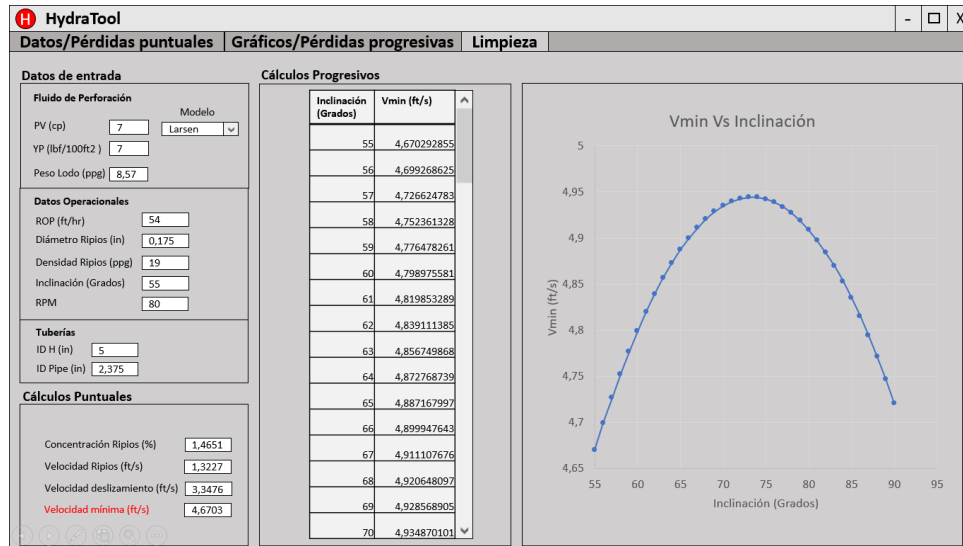
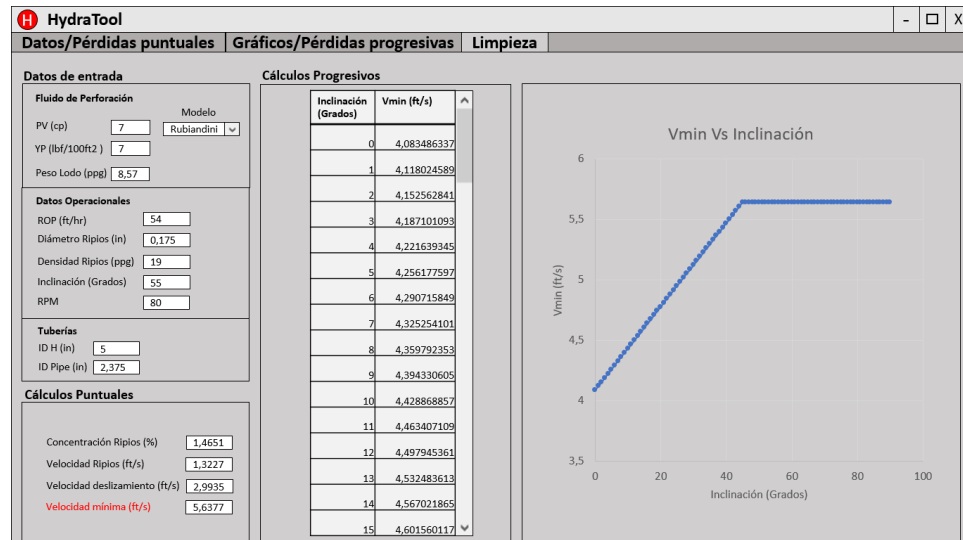


Figura 24: Ventana Limpieza (ejemplo Rubiandini)



4.6. COMPARACIÓN MODELOS LARSEN – RUBIANDINI

Haciendo uso de la ecuación 63 se calculó el porcentaje de error entre los modelos de Larsen y Rubiandini.

Tabla 4: Comparación velocidad mínima de transporte

Modelo	Vmin	Unidad	%Error
Larsen	4,6703	ft/s	17,16 %
Rubiandini	5,6377	ft/s	

En la tabla 4 se muestra el contraste del resultado de la velocidad mínima de transporte con los modelos de Larsen y Rubiandini, dando como resultado un error del 17,16 %.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Un análisis de cómo afectan las variables con las cuales se realizan los diferentes cálculos es necesario para predecir los posibles efectos que tendrá la modificación de dichas variables en los resultados finales, por esta razón en este capítulo se analizan las ecuaciones principales de los cuatro modelos propuestos en el documento (Bingham, Ley exponencial, Larsen y Rubiandini).

5.1. SENSIBILIDAD BINGHAM

Para el análisis de las ecuaciones del modelo de Bingham, se usan los datos de la tabla 1, las ecuaciones a las que se aplica el análisis de sensibilidad son a las ecuaciones 18 y 19, teniendo en cuenta que las ecuaciones 16 y 17 tienen el mismo comportamiento respectivamente.

Figura 25: Pérdidas de presión variando el diámetro interno de la tubería Ec.16

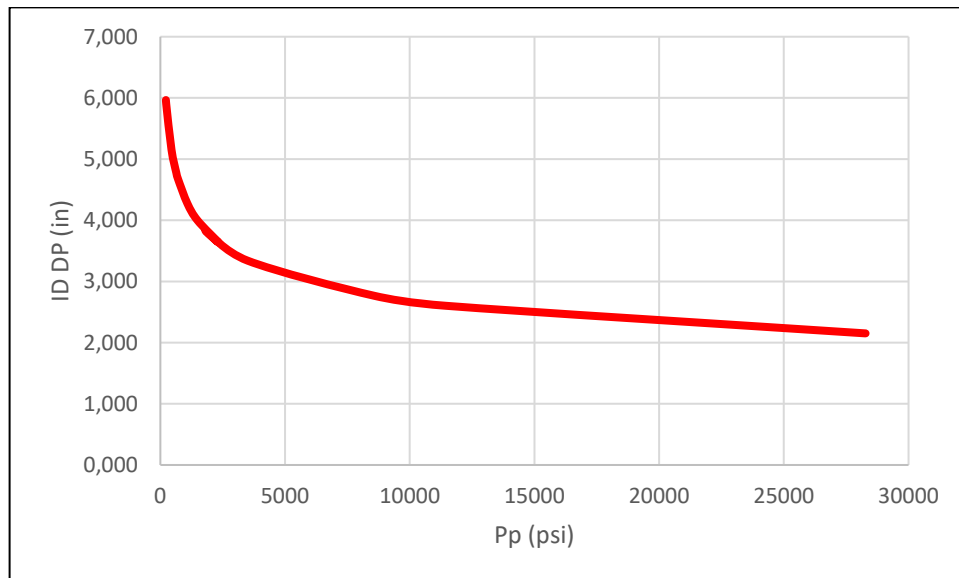


Figura 26: Pérdidas de presión variando la longitud de la tubería Ec.16

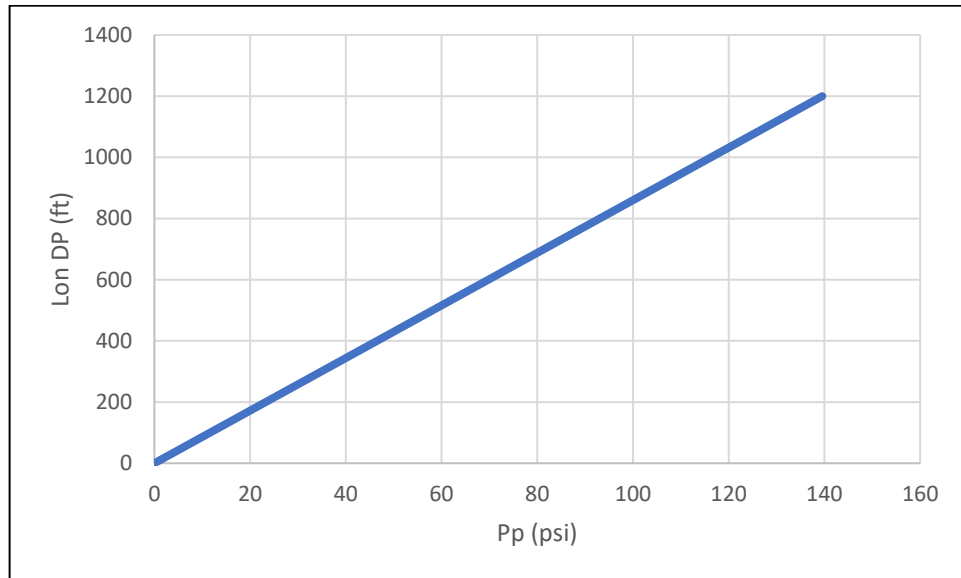


Figura 27: Pérdidas de presión variando el peso del lodo Ec.16

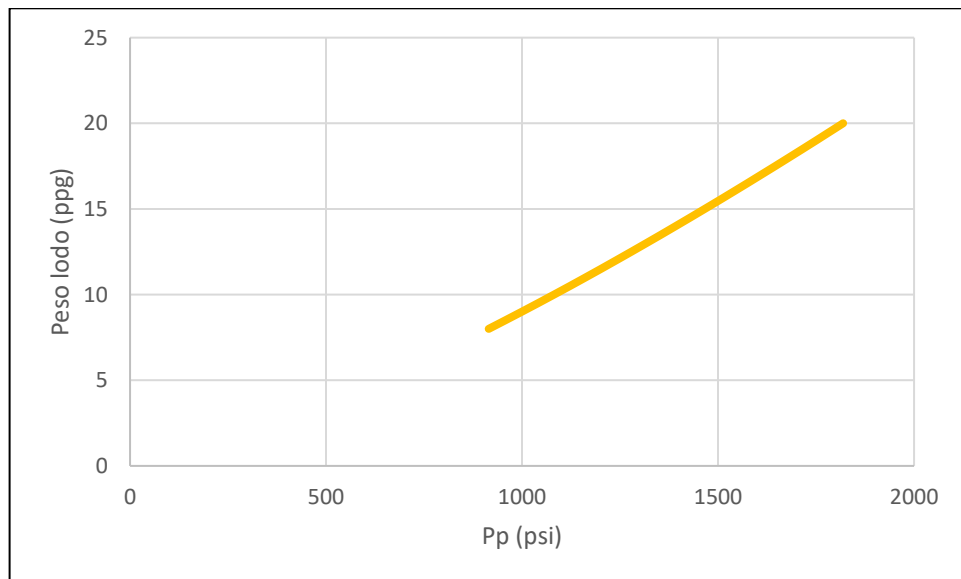


Figura 28: Pérdidas de presión variando la viscosidad plástica Ec.16

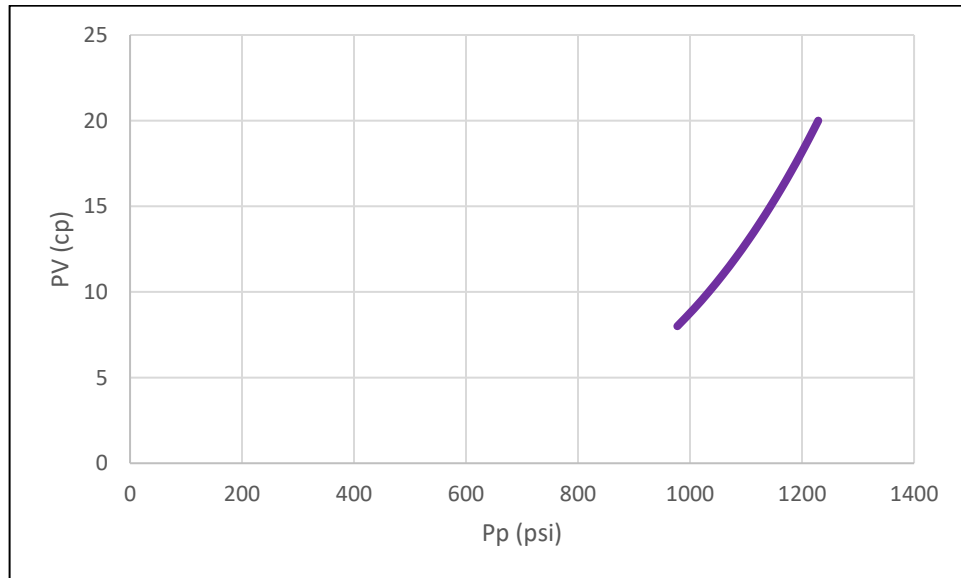


Figura 29: Pérdidas de presión variando el caudal del lodo Ec.16

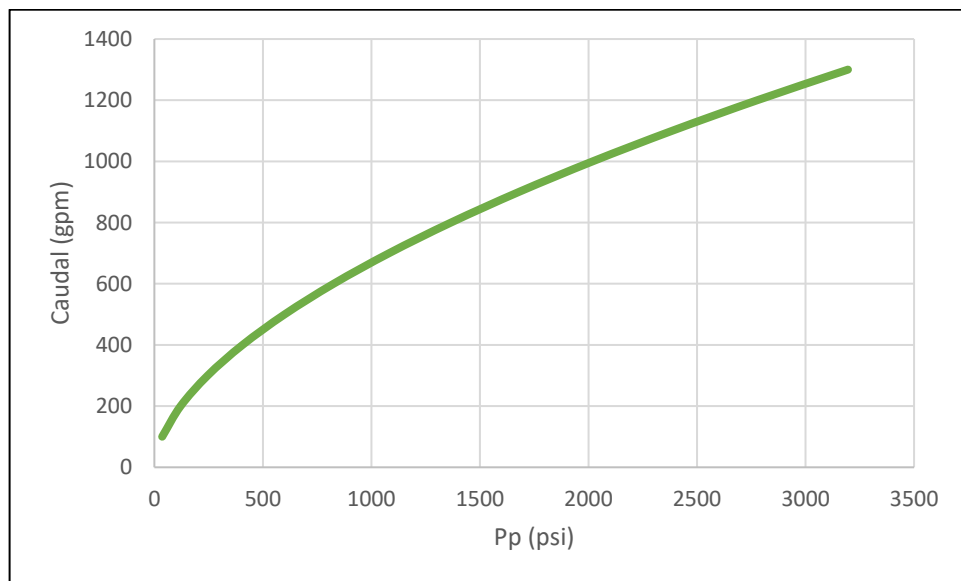
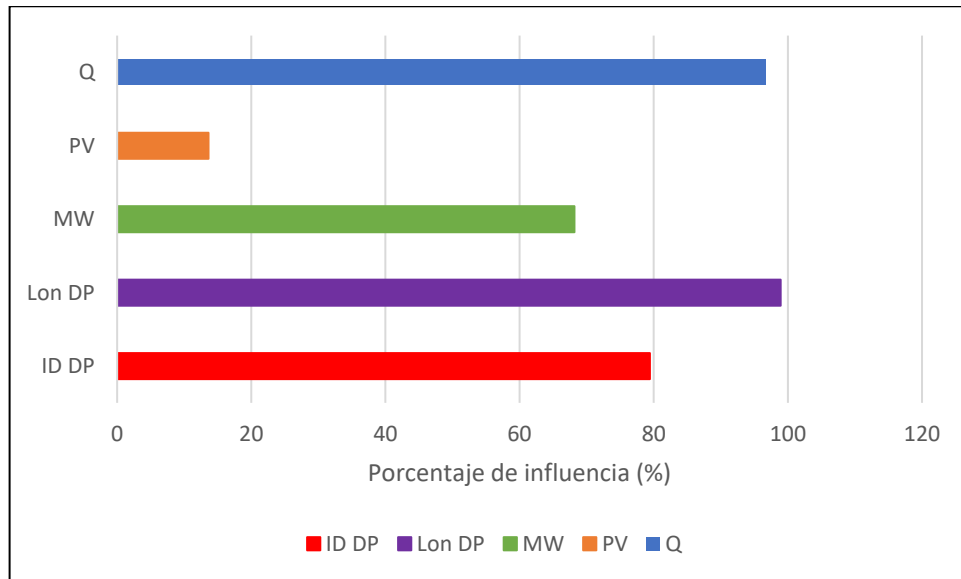


Figura 30: Sensibilidad Ec. 16



En la figura 25 se observa que a medida que el diámetro interno de la tubería o el diámetro del anular disminuye, las pérdidas de presión serán mayores, las cuales aumentan en menor medida cada vez que el valor del diámetro es menor. En la figura 26 se muestra una tendencia lineal directamente proporcional, es decir, a mayor sea la longitud de la sección, mayores serán las pérdidas de presión. La figura 27 muestra una tendencia lineal, la cual indica que, al aumentar el valor del peso de lodo también aumentarán las pérdidas de presión. Observando la figura 28 se advierte una tendencia casi lineal, que indica el aumento de las pérdidas de presión a medida que la viscosidad plástica del fluido de perforación aumenta. En la figura 29 se tiene una tendencia logarítmica entre el caudal y las pérdidas de presión, es decir, a medida que el caudal aumenta las pérdidas de presión también lo harán, pero cada vez que se aumente más el caudal su impacto en el aumento de las pérdidas de presión será menor. Por último, en la figura 30 se observa que la variable que más afecta el valor de las pérdidas de presión es la longitud de la tubería, esto quiere decir que entre mayor sea la longitud de la sección analizada

las pérdidas de presión aumentarán significativamente. Las figuras 25, 26, 27, 28, 29 y 30 hacen parte del análisis de sensibilidad de la ecuación 16.

Figura 31: Pérdidas de presión variando el diámetro interno de la tubería Ec.17

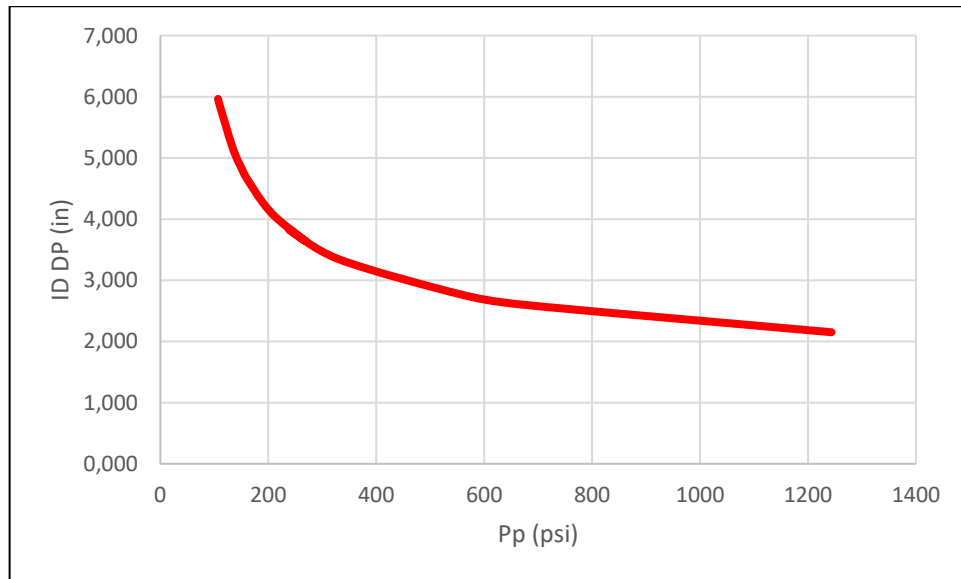


Figura 32: Pérdidas de presión variando la longitud de la tubería Ec.17

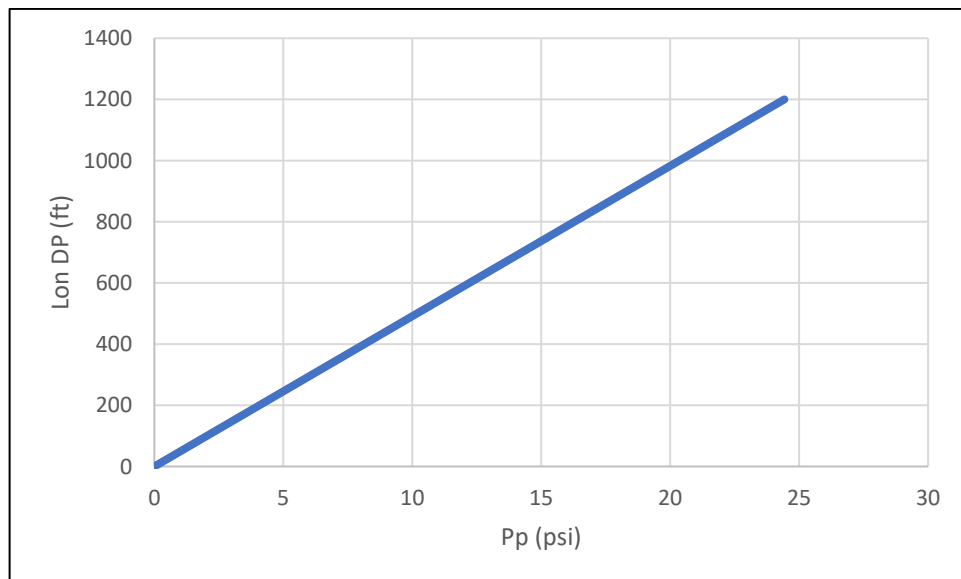


Figura 33: Pérdidas de presión variando la viscosidad plástica Ec.17

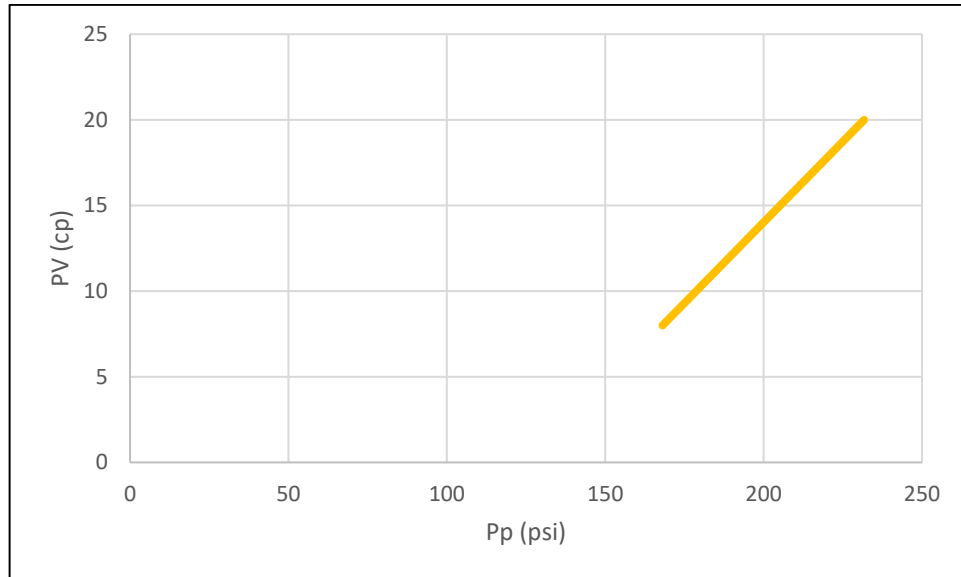


Figura 34: Pérdidas de presión variando el yield point Ec.17

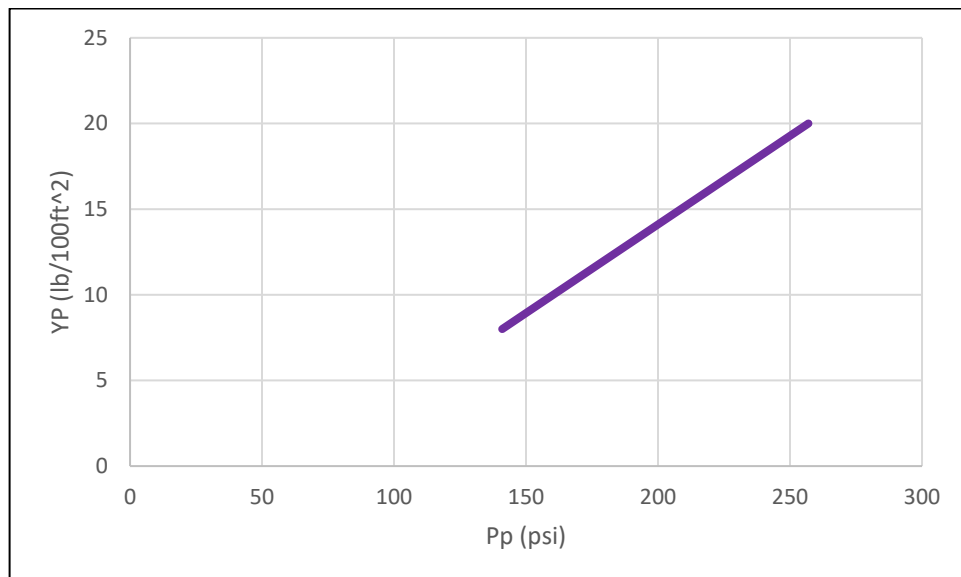


Figura 35: Pérdidas de presión variando el caudal del lodo Ec.17

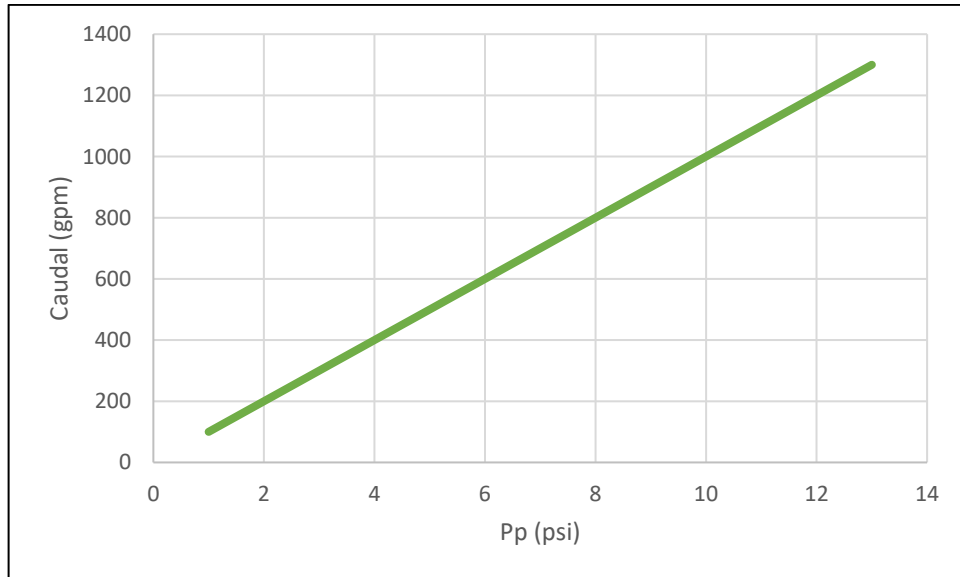
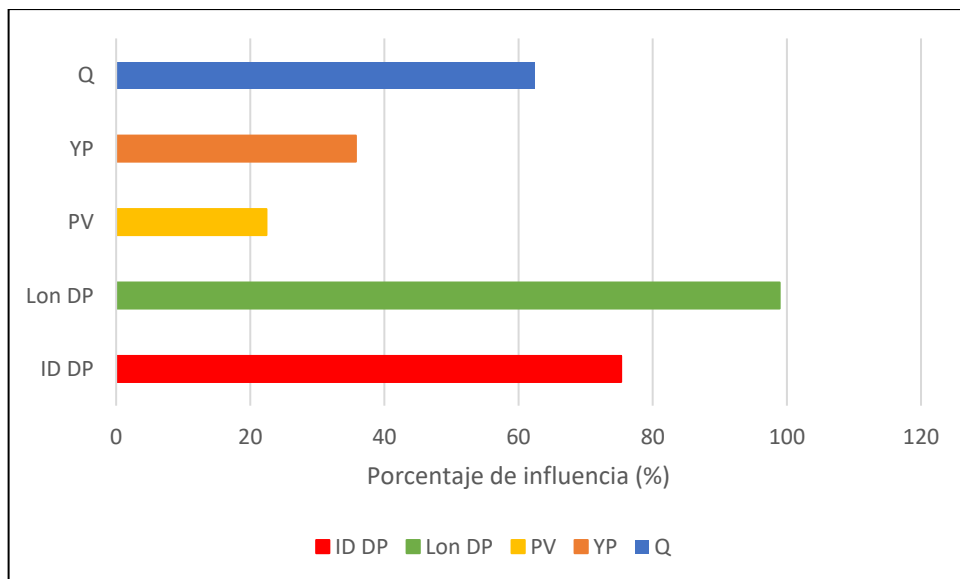


Figura 36: Sensibilidad Ec. 17



La figura 31 muestra que la disminución del diámetro interno o el diámetro anular aumenta las pérdidas de presión, siendo menor el aumento cuando el diámetro es

muy pequeño. En la figura 32 se evidencia una tendencia lineal que indica que a mayor sea la longitud de la sección mayores serán las pérdidas de presión. La figura 33 indica una tendencia lineal directamente proporcional entre la viscosidad plástica y las pérdidas de presión, lo que quiere decir que a medida que la viscosidad plástica aumenta las pérdidas de presión también lo harán. En la figura 34 se muestra una tendencia muy parecida a la de la figura 33, lo que indica un aumento en las pérdidas de presión a la vez que aumenta el valor del yield point. La figura 35 muestra una tendencia lineal entre el caudal del lodo de perforación y las pérdidas de presión, mostrando un aumento de las pérdidas de presión con el aumento del yield point. Por último, la figura 36 evidencia que la variable que tiene más peso al momento de calcular las pérdidas de presión es la longitud de la sección analizada, como sucede en la Ec.16, esto quiere decir que entre mayor sea la longitud de la sección analizada las pérdidas de presión aumentarán significativamente. Las figuras 31, 32, 33, 34, 35 y 36 hacen parte del análisis de sensibilidad de la ecuación 17.

5.2. SENSIBILIDAD LEY EXPONENCIAL

Para el análisis de las ecuaciones del modelo de la ley exponencial, se usan los datos de la tabla 1, las ecuaciones a las que se aplica el análisis de sensibilidad son a las ecuaciones 36, teniendo en cuenta que la ecuación 37 tiene el mismo comportamiento.

Figura 37: Pérdidas de presión variando la longitud de la tubería Ec.36

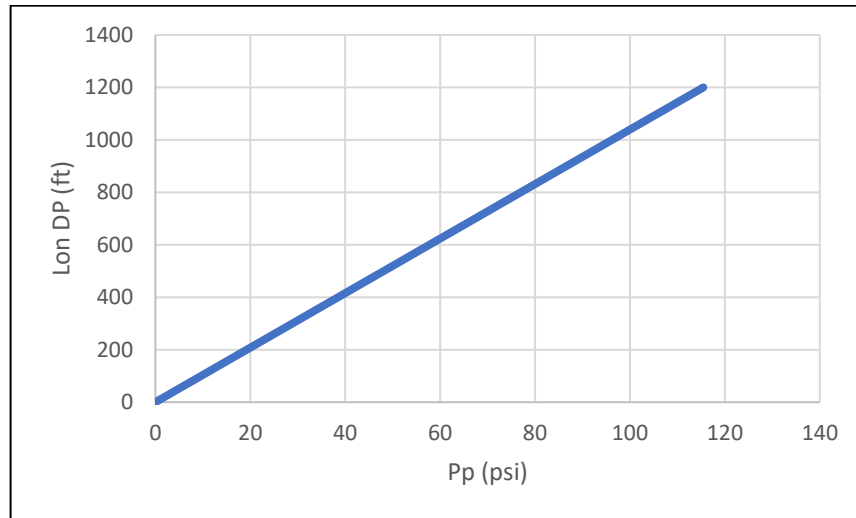


Figura 38: Pérdidas de presión variando el peso del lodo Ec.36

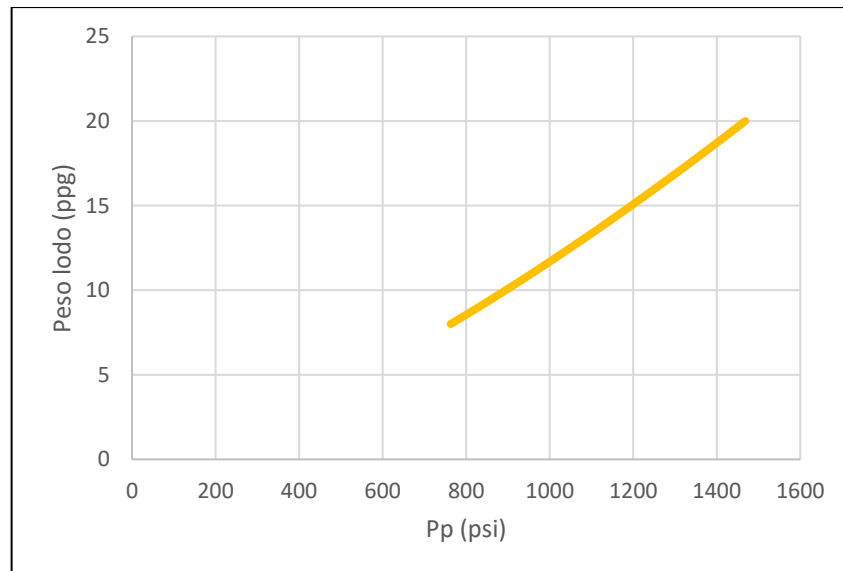


Figura 39: Pérdidas de presión variando la velocidad promedio Ec.36

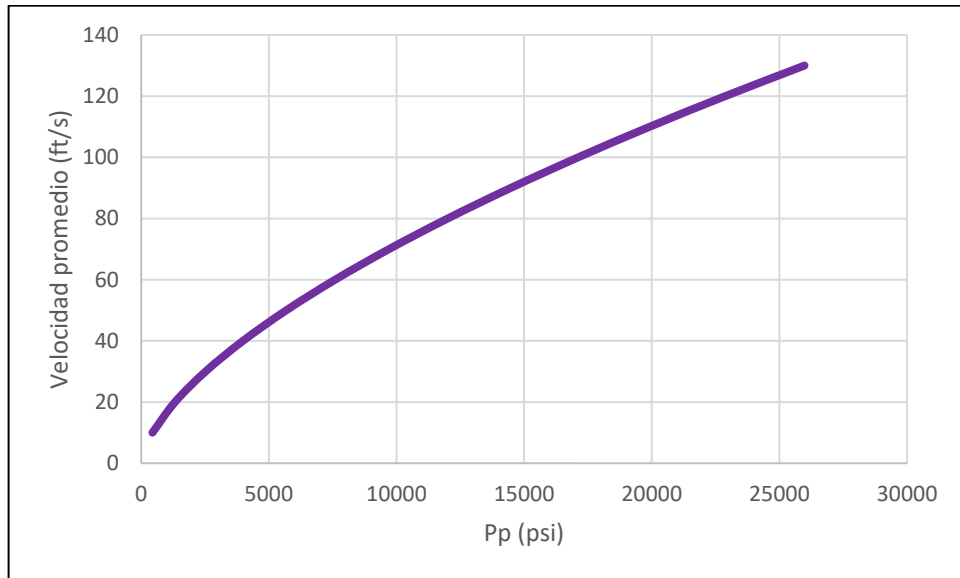


Figura 40: Pérdidas de presión variando el factor de fricción Ec.36

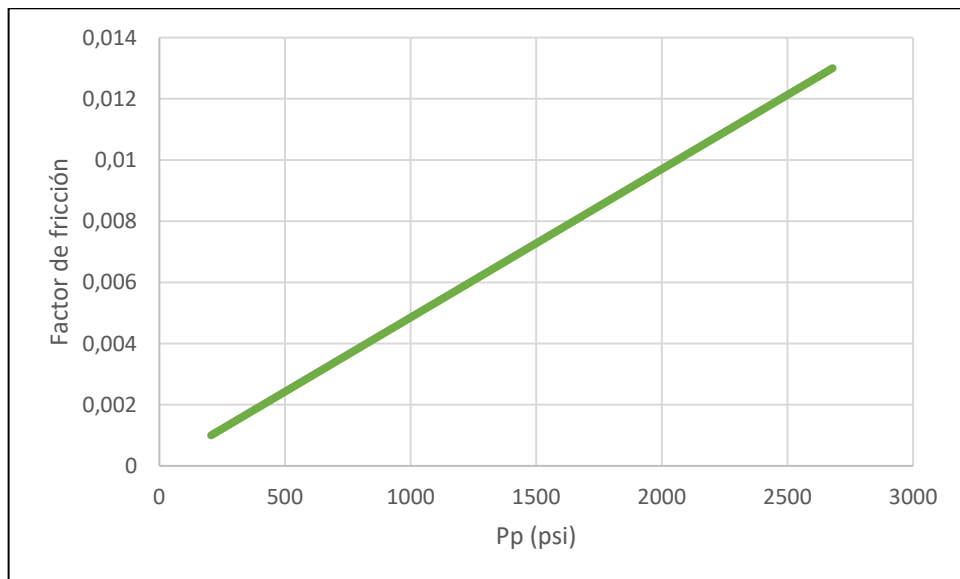
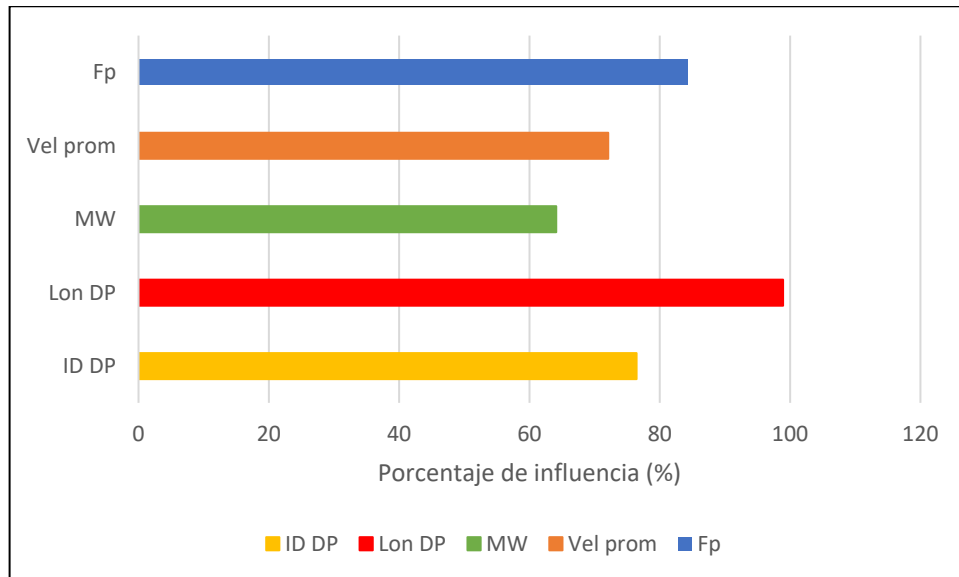


Figura 41: Sensibilidad Ec. 36



La figura 37 evidencia un comportamiento lineal y directamente proporcional entre la longitud de la sección y las pérdidas de presión, entre mayor sea la longitud de la sección mayores serán las pérdidas de presión. La figura 38 indica que, con el aumento del peso de lodo también se aumentan las pérdidas de presión, mostrando un comportamiento casi lineal. En la figura 39 se observa que con el aumento de la velocidad promedio del fluido de perforación las pérdidas de presión serán mayores, mostrando un comportamiento logarítmico. En la figura 40 hay un comportamiento lineal y directamente proporcional entre el factor de fricción y las pérdidas de presión, es decir, cuando se presenta un valor mayor de factor de fricción se tendrá como resultado un valor mayor en las pérdidas de presión. Por último, la figura 41 muestra que al igual que en las ecuaciones 16 y 17, la variable que más influye en el cálculo de las pérdidas de presión es la longitud de la sección analizada.

5.3. SENSIBILIDAD LARSEN

En la figura 42 se observa el efecto del peso del lodo sobre el cálculo de la velocidad mínima de transporte, se puede apreciar que a medida que el peso del lodo es

mayor, el valor de la velocidad mínima de transporte disminuye. La figura 43 muestra cómo aumenta la velocidad mínima de transporte a medida que el valor de ROP aumenta también, esto debido a que hay una mayor generación de recortes. La figura 44 muestra que a medida que el diámetro de los ripios es menor la velocidad mínima de remoción será mayor, cabe resaltar que el modelo de Larsen muestra este comportamiento para pozos desviados (55° a 90°). La figura 45 muestra que al aumentar el valor del yield point y la viscosidad plástica, la velocidad mínima de transporte también aumenta. La figura 46 evidencia que, a mayor diámetro externo de la tubería de perforación, se necesitará una mayor velocidad mínima de transporte. Por último, la figura 47 evidencia que las variables que más afectan el cálculo de la velocidad mínima de transporte son el diámetro de los ripios y el peso del lodo.

Figura 42: Velocidad mínima de transporte variando el peso de lodo (Larsen)

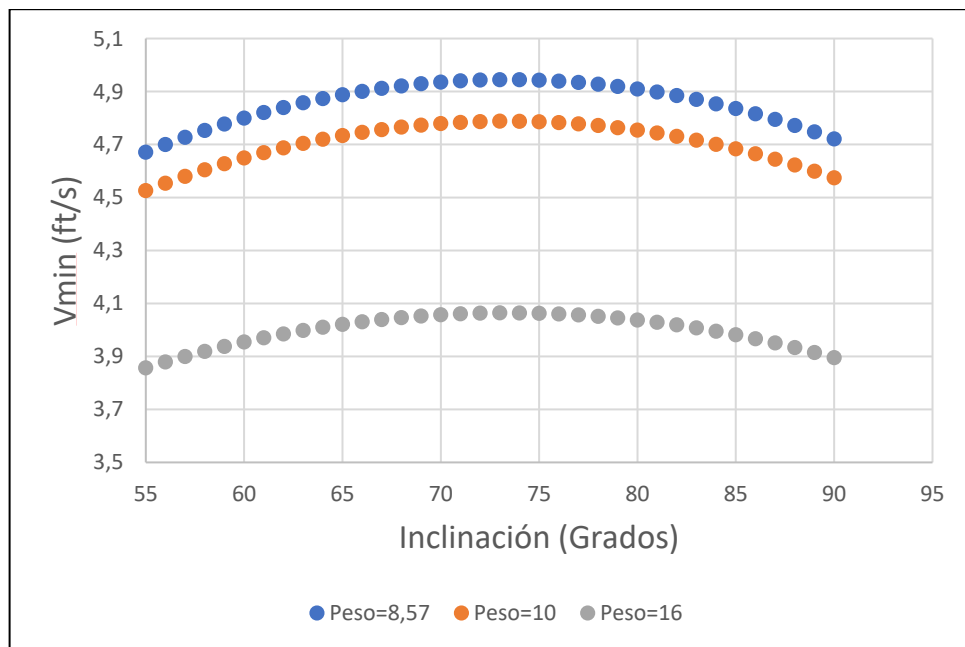


Figura 43: Velocidad mínima de transporte variando la ROP (Larsen)

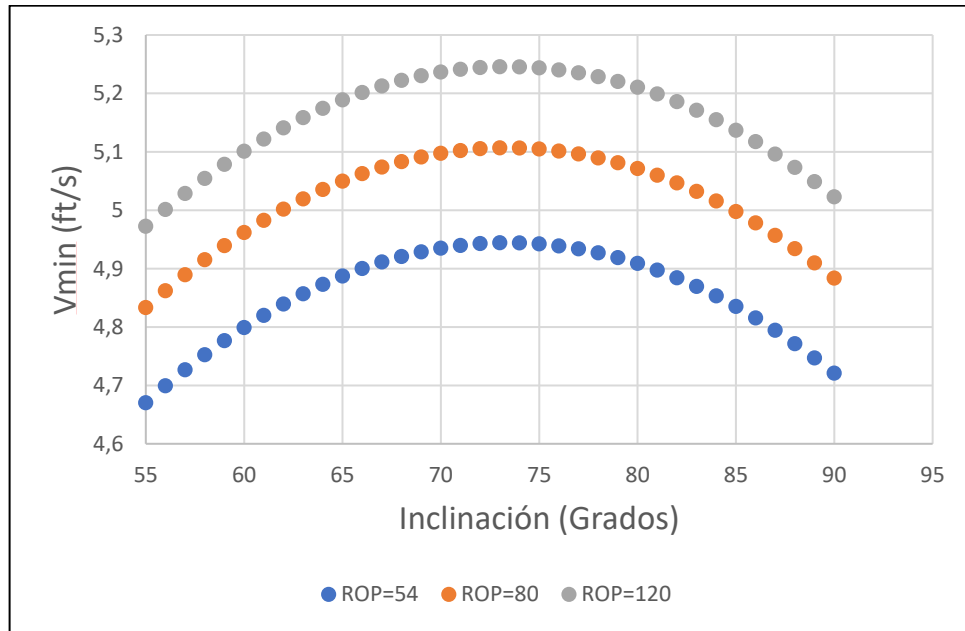


Figura 44: Velocidad mínima de transporte variando el diámetro de los ripples (Larsen)

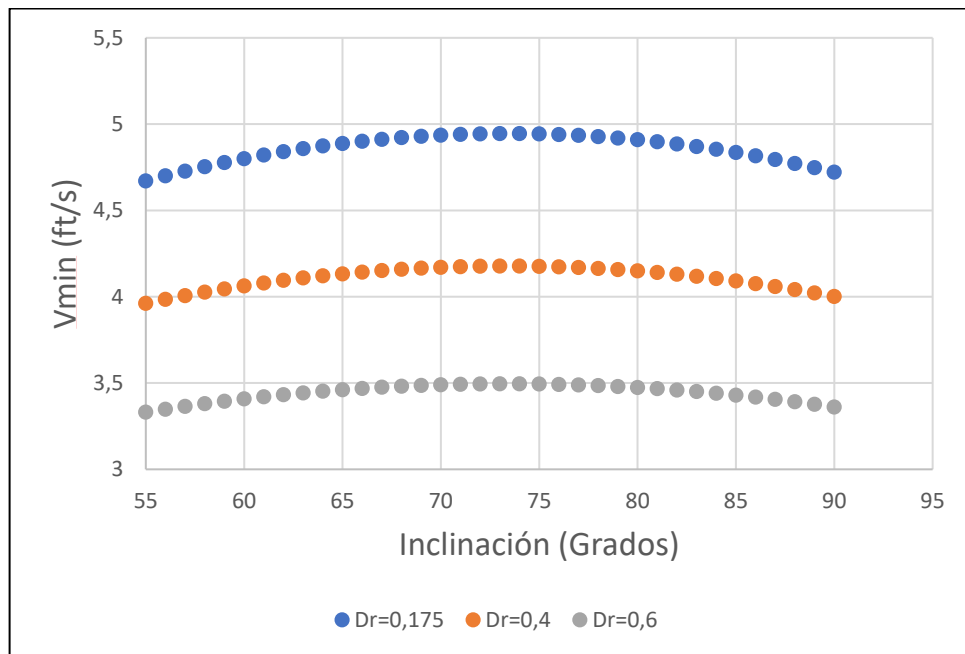


Figura 45: Velocidad mínima de transporte variando la viscosidad plástica y el yield point (Larsen)

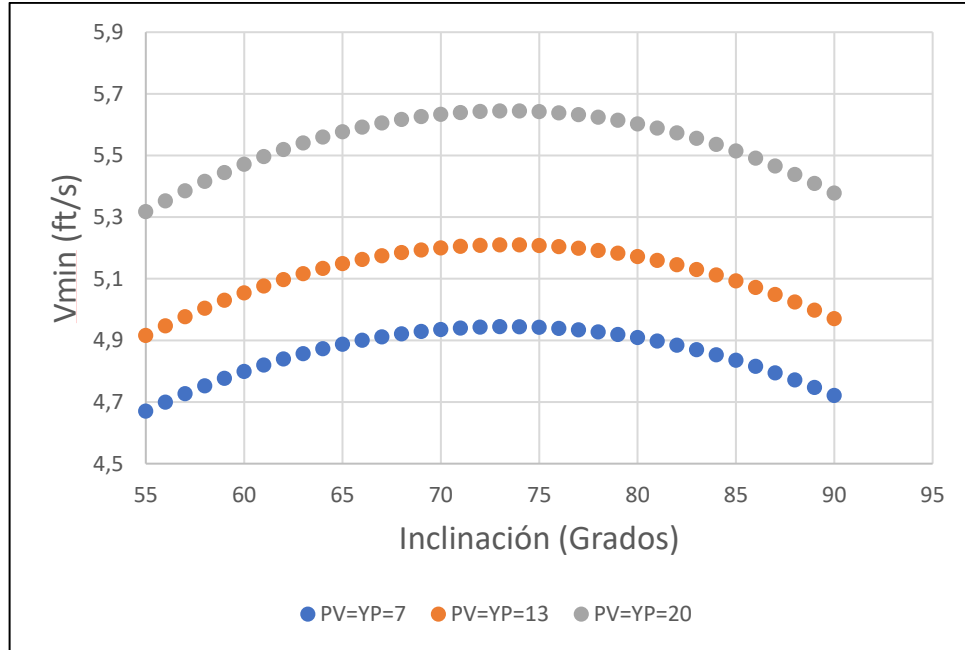


Figura 46: Velocidad mínima de transporte variando el diámetro externo de la tubería (Larsen)

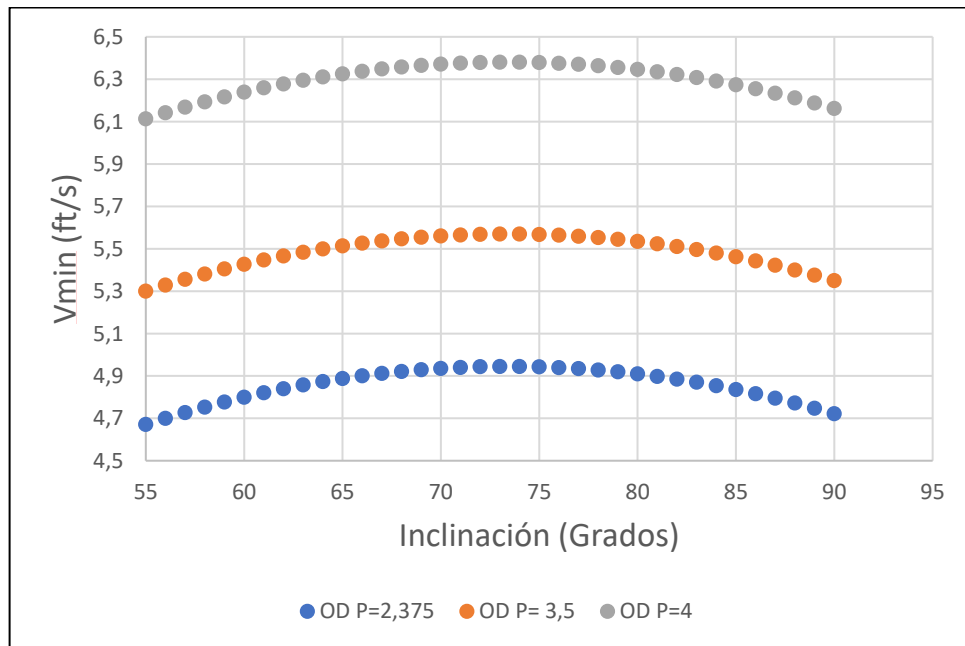
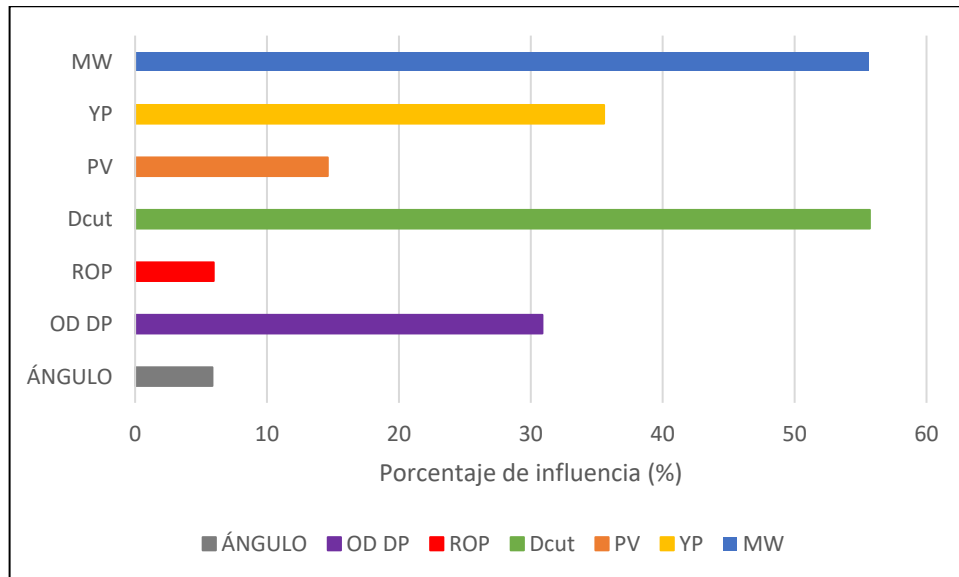


Figura 47: Sensibilidad Larsen



5.4. SENSIBILIDAD RUBIANDINI

La figura 48 indica que, con un aumento en el peso del lodo, la velocidad mínima necesaria para realizar la limpieza del pozo será menor. En la figura 49 se muestra que al aumentar la ROP la velocidad del fluido de perforación para limpiar el pozo es mayor deberá ser mayor. En la figura 50 muestra en contraste con el modelo de Larsen, que a medida que el diámetro de los ripios aumenta, será necesaria una mayor velocidad mínima de transporte, cabe resaltar que en diámetros pequeños de los ripios (menores a 0,9 pulgadas) el efecto del diámetro de los ripios sobre la velocidad mínima de transporte no es significativa. En la figura 51 se muestran que a medida que el yield point y la viscosidad plástica aumentan, también debe aumentar la velocidad mínima de transporte. En la figura 52 se puede apreciar que, para un pozo totalmente vertical, la variable del RPM no afecta el valor de la velocidad mínima de transporte, en contraste, para una trayectoria desviada se observa que a mayor sea el valor de RPM menor será la velocidad mínima de transporte. La figura 53 evidencia un aumento en la velocidad mínima de transporte con diámetros externos de la tubería de perforación mayores. Finalmente, en la

figura 54 se observa que al igual que en el modelo de Larsen, las variables que más afectan el cálculo de la velocidad mínima de transporte son el peso del lodo y el diámetro de los rípios.

Figura 48: Velocidad mínima de transporte variando el peso de lodo (Rubiandini)

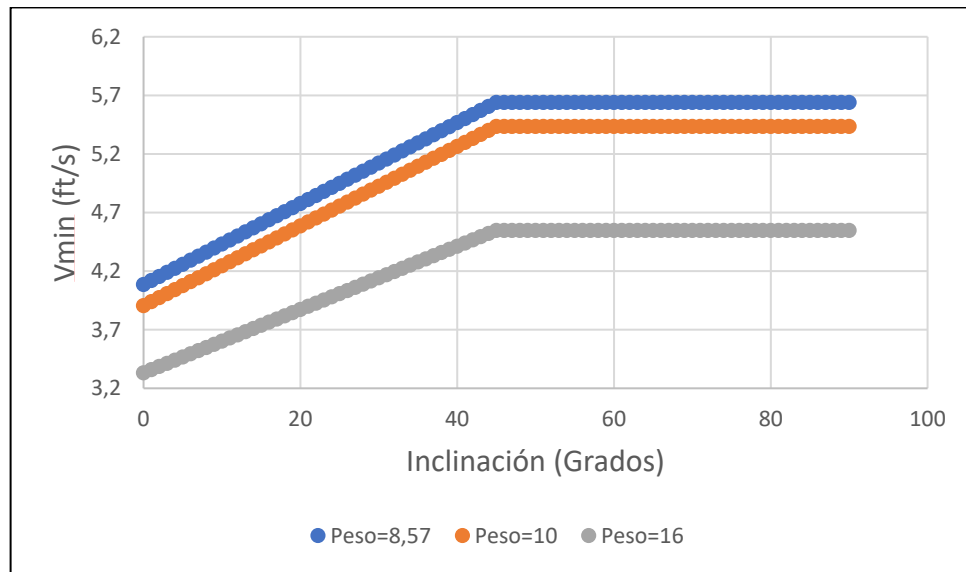


Figura 49: Velocidad mínima de transporte variando la ROP (Rubiandini)

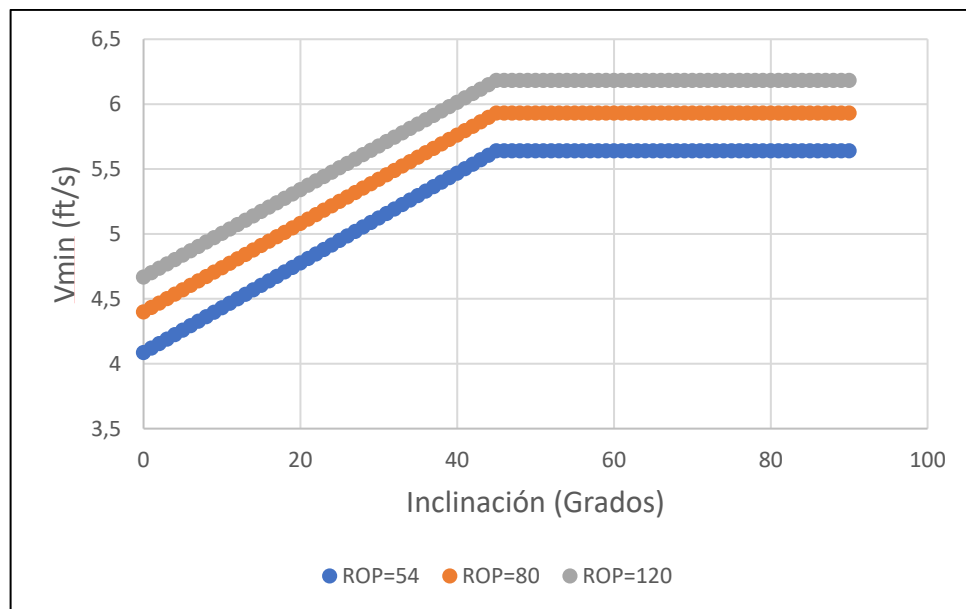


Figura 50: Velocidad mínima de transporte variando el diámetro de los rípios (Rubiandini)

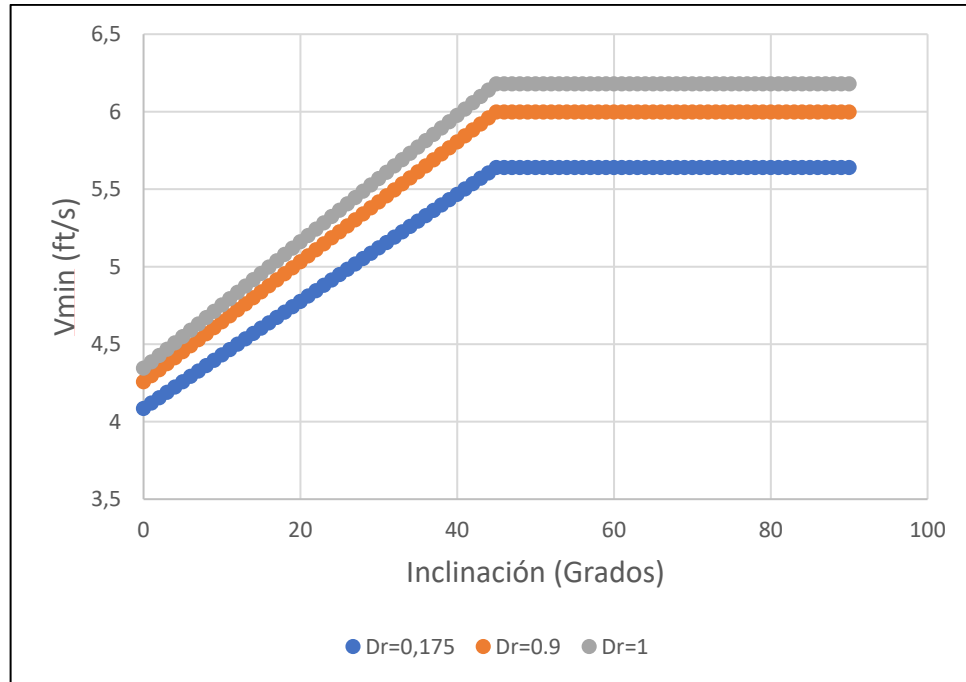


Figura 51: Velocidad mínima de transporte variando la viscosidad plástica y el yield point (Rubiandini)

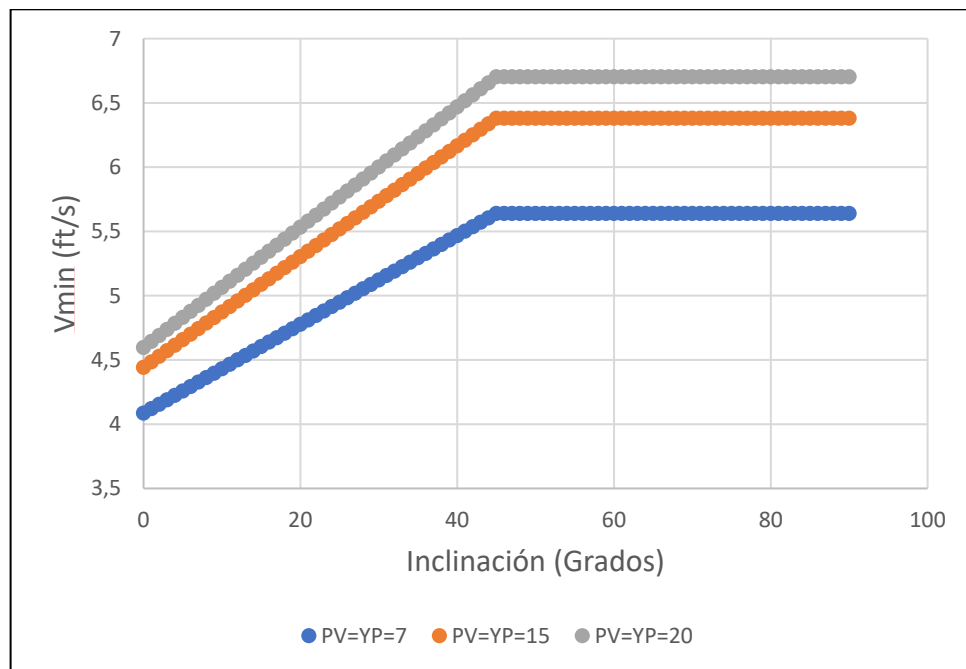


Figura 52: Velocidad mínima de transporte variando la RPM (Rubiandini)

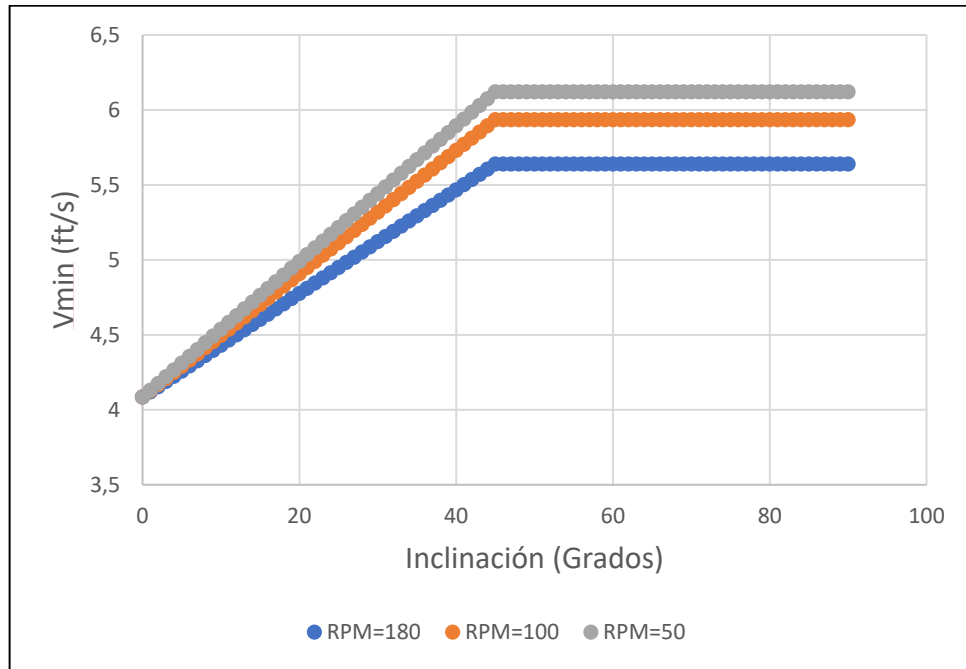


Figura 53: Velocidad mínima de transporte variando el diámetro externo de la tubería (Rubiandini)

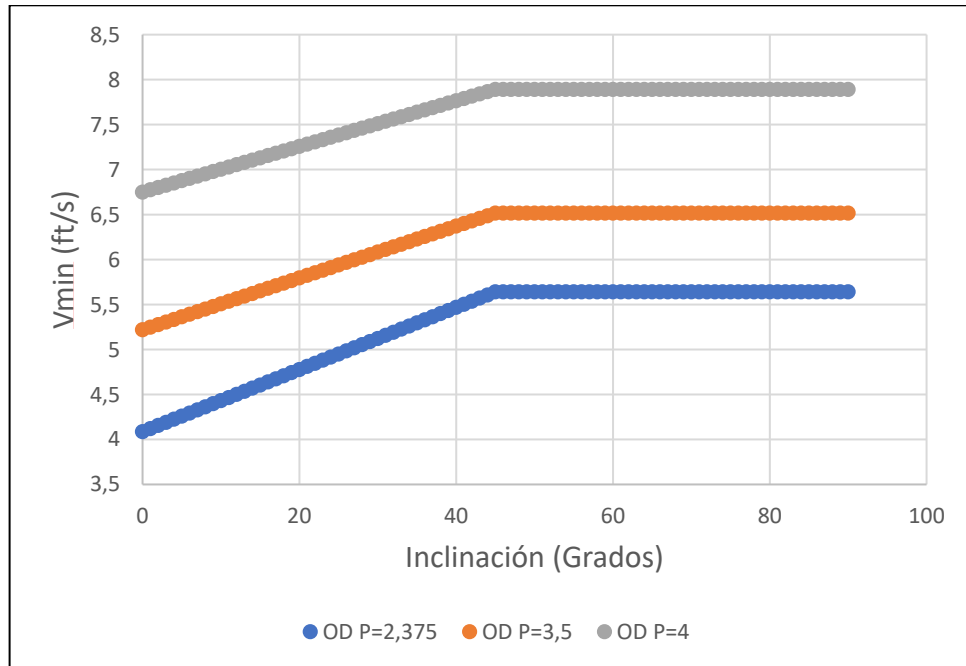
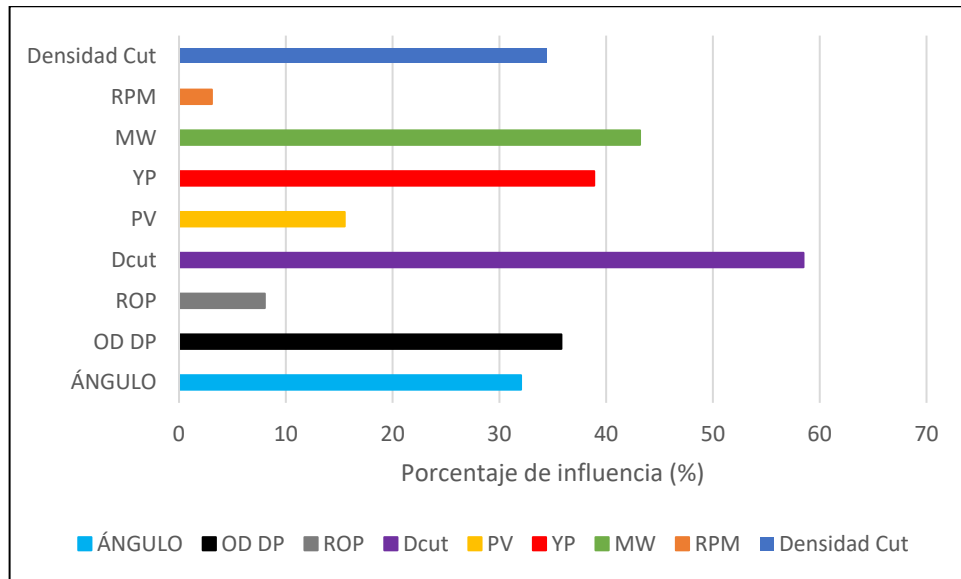


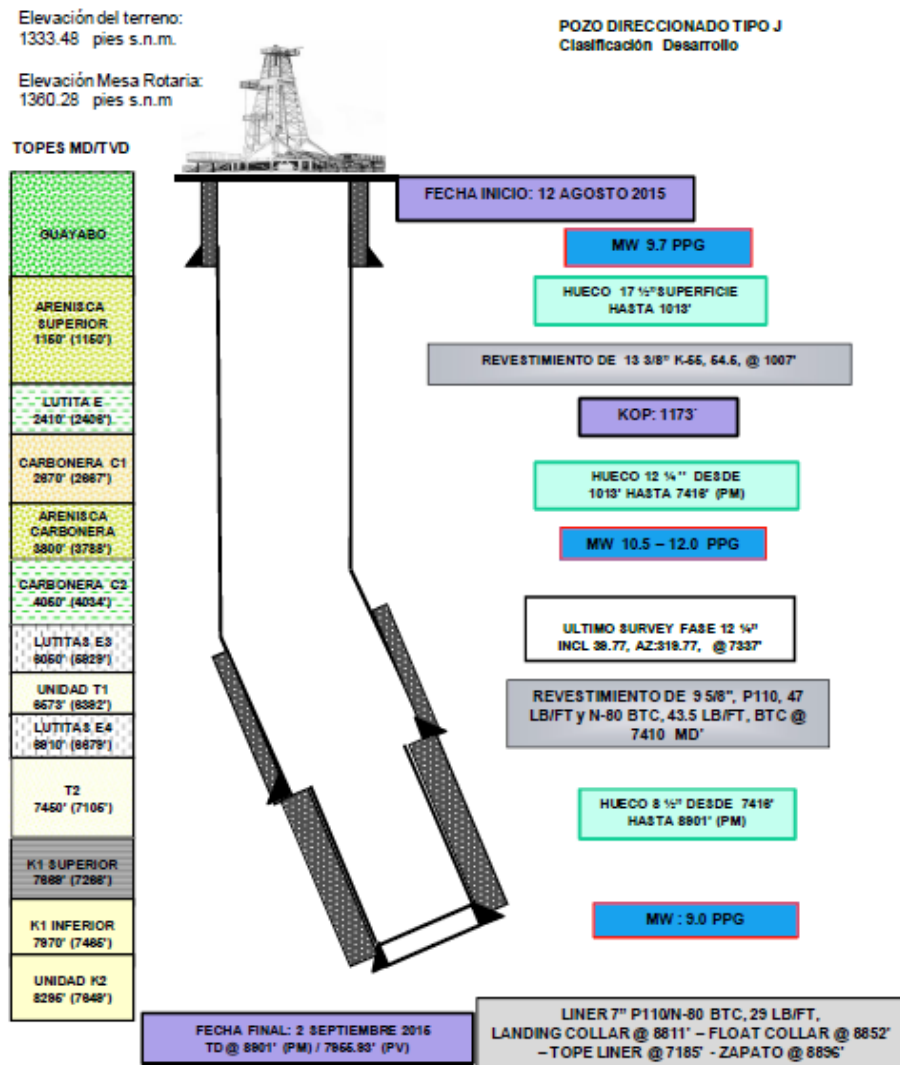
Figura 54: Sensibilidad Rubiandini



6. APLICACIÓN A POZO DE ECOPETROL

En este capítulo se hará uso del aplicativo en el análisis de hidráulica de un pozo de ECOPETROL, del cual se hallarán las pérdidas de presión en cada sección perforada y la velocidad mínima de transporte para realizar la limpieza del pozo durante la actividad de la perforación. En la figura 55 se puede observar el estado mecánico del pozo de Ecopetrol ya finalizado.

Figura 55: Estado mecánico final pozo Ecopetrol



Fuente: Informe de perforación Ecopetrol

6.1. FASE 17,5 (SUP – 129 FT) MD / (SUP – 129 FT) TVD

Tabla 5: Datos pozo Ecopetrol fase 17,5 (40 ft - 129 ft)

Parámetro	Valor	Unidad
ID DP	3,06	in
OD DP	5	in
ID DC	2,81	in
OD DC	8	in
ID H1	17,5	in
ID CSG1	19,124	in
Tope DP	0	ft
Base DP	27	ft
Tope DC	27	ft
Base DC	129	ft
Tope CSG1	0	ft
Base CSG1	40	ft
Tope H1	40	ft
Base H1	129	ft
Caudal	238	gpm
YP	18	lbf/100ft ²
PV	18	cp
Peso de lodo	9,7	ppg
Presión de poro	9,65	ppg
Presión de fractura	12,04	ppg
Boquillas	3*18 + 1*14	in/32
ROP	18,8	ft/h
RPM	66	revoluciones/min
Diámetro ripios	0,157	in

Densidad ripios	13,77	ppg
Inclinación	0	Grados

Fuente: Informe de perforación Ecopetrol

Según la geometría de pozo que se presenta en la perforación de la fase 17,5 desde superficie hasta 129 ft en TVD, el caso que se ajusta a la geometría del pozo se muestra en la figura 56. En la tabla 6 se muestra el error del ECD real del pozo al momento de la perforación de esta fase, con respecto al valor del ECD definido con los modelos de Bingham y la ley exponencial, cuyas gráficas se pueden ver en las figuras 57 y 59 respectivamente, con lo cual se puede ver que el modelo de la ley exponencial presenta un error porcentual menor, mostrando que el modelo que más se ajusta en la perforación de esta fase es el de la ley exponencial. En la tabla 7 se evidencia el valor de la velocidad mínima de transporte de ripios para esta fase y se ve que la velocidad del fluido en las boquillas satisface este requerimiento de velocidad del fluido de perforación. Las gráficas 58 y 60 muestran la ventana de lodo para los modelos de Bingham y la ley exponencial respectivamente, las dos gráficas muestran que el ECD está dentro del rango operacional permitido. Por último, en la figura 61 se presenta la velocidad mínima de transporte para el rango total del modelo de Rubiandini de 0 a 90 grados.

Figura 56: Caso 3 geometría de pozo

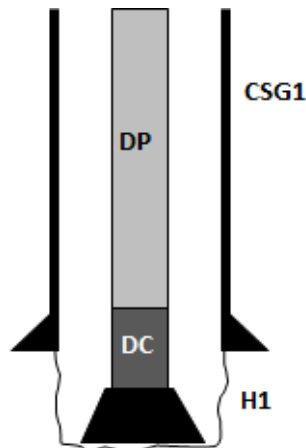


Figura 57: Gráfico ECD fase 17,5 (Sup – 129 ft) (Bingham)

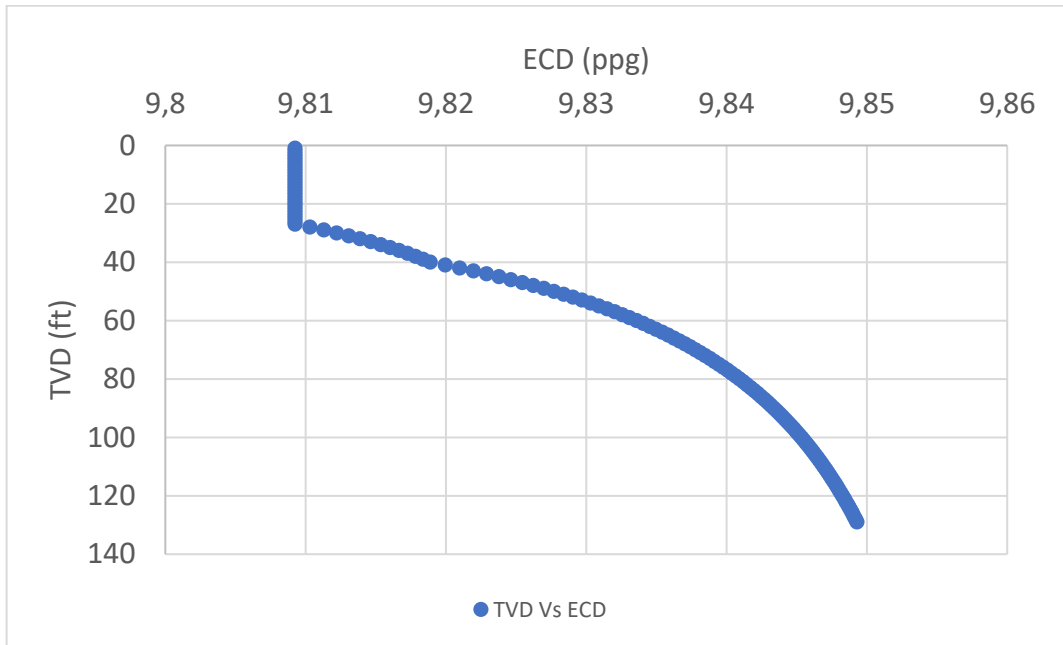


Figura 58: Gráfico ventana de lodo fase 17,5 (Sup – 129 ft) (Bingham)

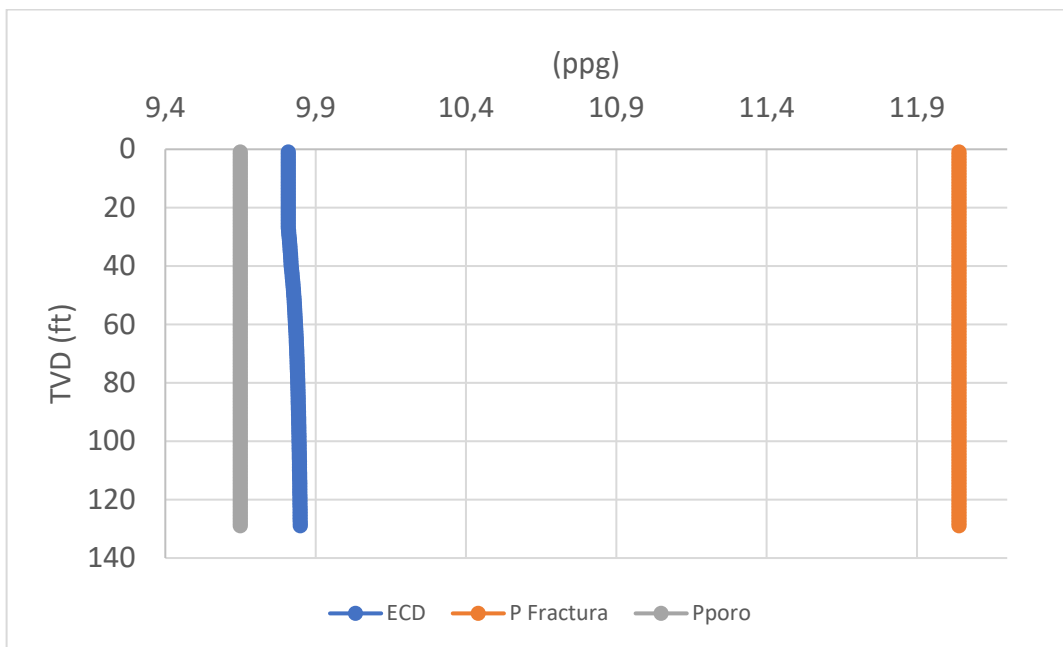


Figura 59: Gráfico ECD fase 17,5 (Sup – 129 ft) (ley exponencial)

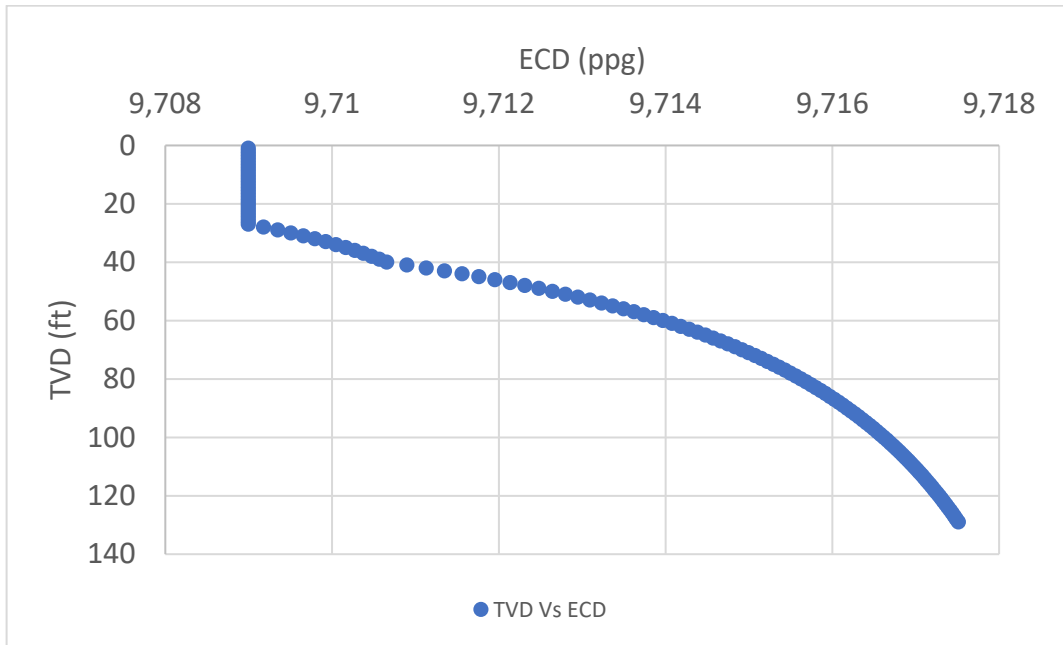


Figura 60: Gráfico ventana de lodo fase 17,5 (Sup – 129 ft) (ley exponencial)

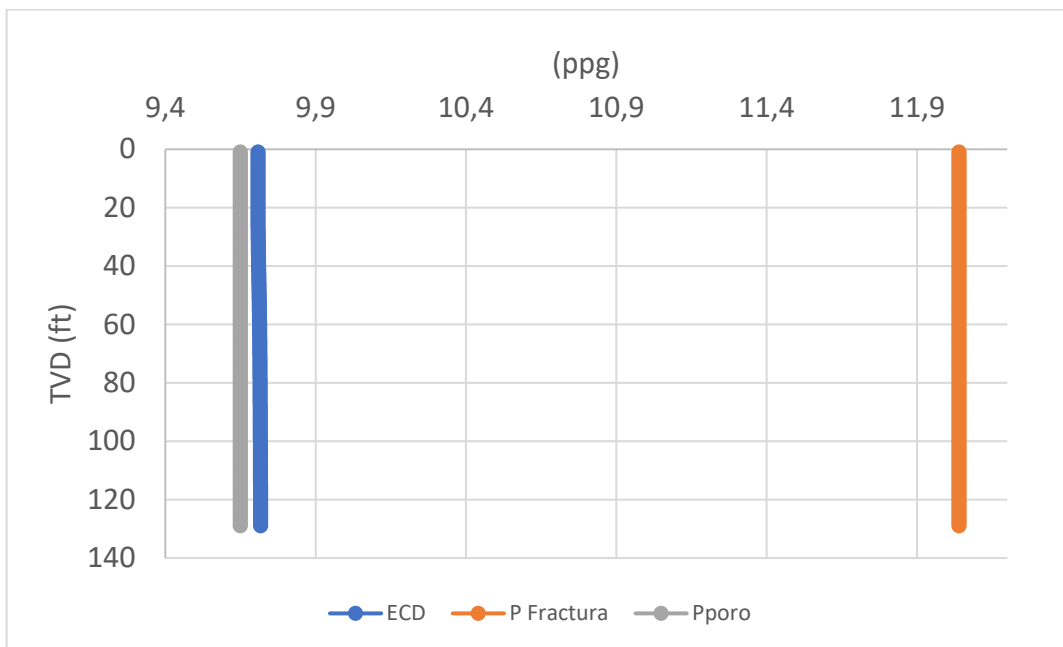


Figura 61: Gráfico velocidad mínima de transporte fase 17,5 (Sup – 129 ft)
(Rubiandini)

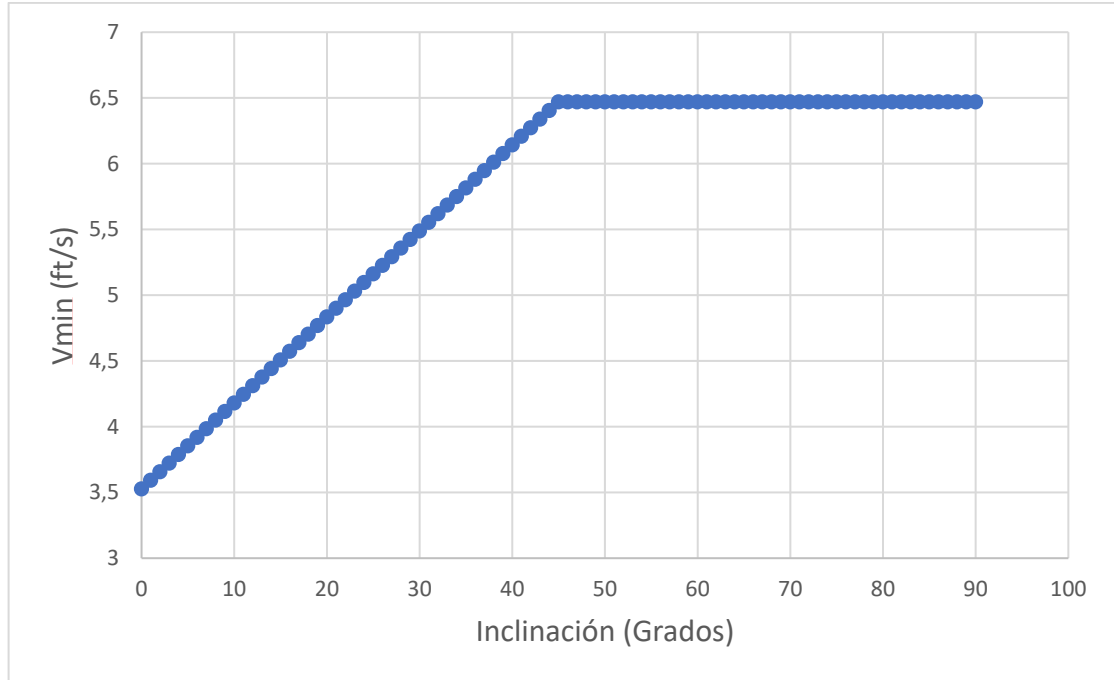


Tabla 6: Resultados ECD fase 17,5 (Sup – 129 ft) (Bingham – ley exponencial)

Modelo	ECD	Unidad	Error (%)
Bingham	9,85	ppg	1,44
Real	9,71	ppg	
Ley exponencial	9,72	ppg	0,102
Real	9,71	ppg	

Tabla 7: Resultados velocidad mínima de transporte fase 17,5 (Sup – 129 ft)
(Rubiandini)

Parámetro	Valor	Unidad
Vmin	3,53	ft/s
Vn	85,01	ft/s

6.2. FASE 17,5 (SUP – 1013 FT) MD / (SUP – 1013 FT) TVD

Tabla 8: Datos pozo Ecopetrol fase 17,5 (Sup - 1013 ft)

Parámetro	Valor	Unidad
ID DP	3,06	in
OD DP	5	in
ID DC	2,81	in
OD DC	8	in
ID H1	17,5	in
ID CSG1	19,124	in
Tope DP	0	ft
Base DP	804	ft
Tope DC	804	ft
Base DC	1013	ft
Tope CSG1	0	ft
Base CSG1	40	ft
Tope H1	40	ft
Base H1	1013	ft
Caudal	752	gpm
YP	18	lbf/100ft ²
PV	19	cp
Peso de lodo	9,7	ppg
Presión de poro	9,52	ppg
Presión de fractura	11,49	ppg
Boquillas	5*14	in/32
ROP	77,41	ft/h
RPM	160	revoluciones/min

Diámetro ripios	0,157	in
Densidad ripios	13,77	ppg
Inclinación	0	Grados

Fuente: Informe de perforación Ecopetrol

Según la geometría de pozo que se presenta en la perforación de la fase 17,5 desde superficie hasta 1013 ft en TVD, el caso que se ajusta a la geometría del pozo se muestra en la figura 62. En la tabla 9 se muestra el error del ECD real del pozo al momento de la perforación de esta fase, con respecto al valor del ECD definido con los modelos de Bingham y la ley exponencial, cuyas gráficas se pueden ver en las figuras 63 y 65 respectivamente, con lo cual se puede ver que el modelo de la ley exponencial presenta un error porcentual menor, mostrando que el modelo que más se ajusta en la perforación de esta fase es el de la ley exponencial. En la tabla 10 se evidencia el valor de la velocidad mínima de transporte de ripios para esta fase y se ve que la velocidad del fluido en las boquillas satisface este requerimiento de velocidad del fluido de perforación. Las gráficas 64 y 66 muestran la ventana de lodo para los modelos de Bingham y la ley exponencial respectivamente, las dos gráficas muestran que el ECD está dentro del rango operacional permitido. Por último, en la figura 67 se presenta la velocidad mínima de transporte para el rango total del modelo de Rubiandini de 0 a 90 grados.

Figura 62: Caso 1 geometría de pozo

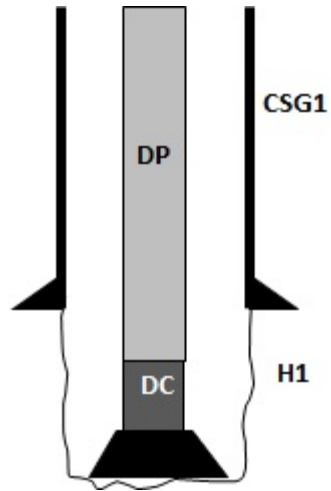


Figura 63: Gráfico ECD fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Bingham)

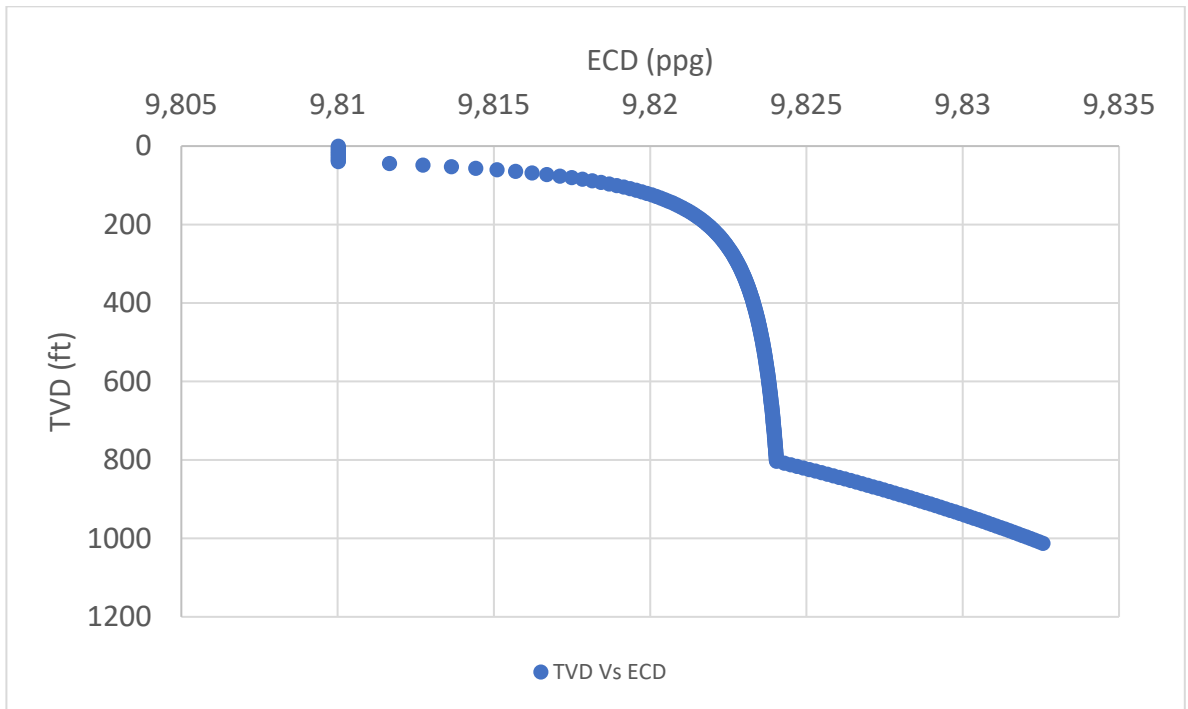


Figura 64: Gráfico ventana de lodo fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Bingham)

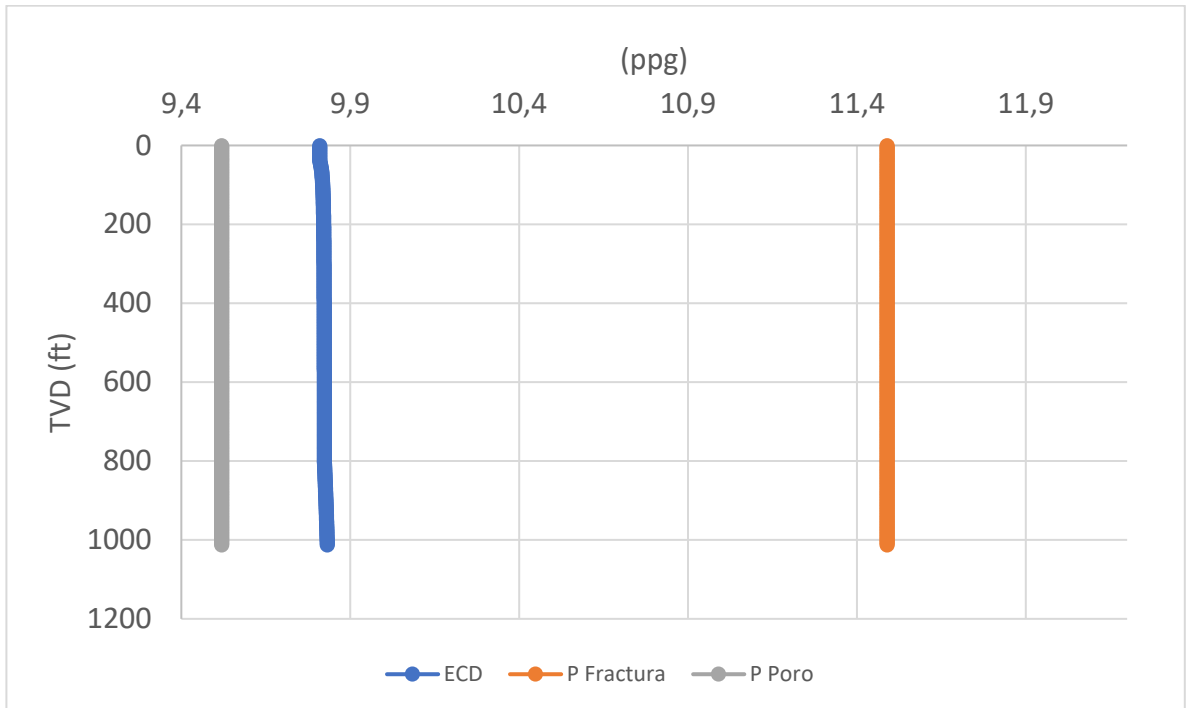


Figura 65: Gráfico ECD fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (ley exponencial)

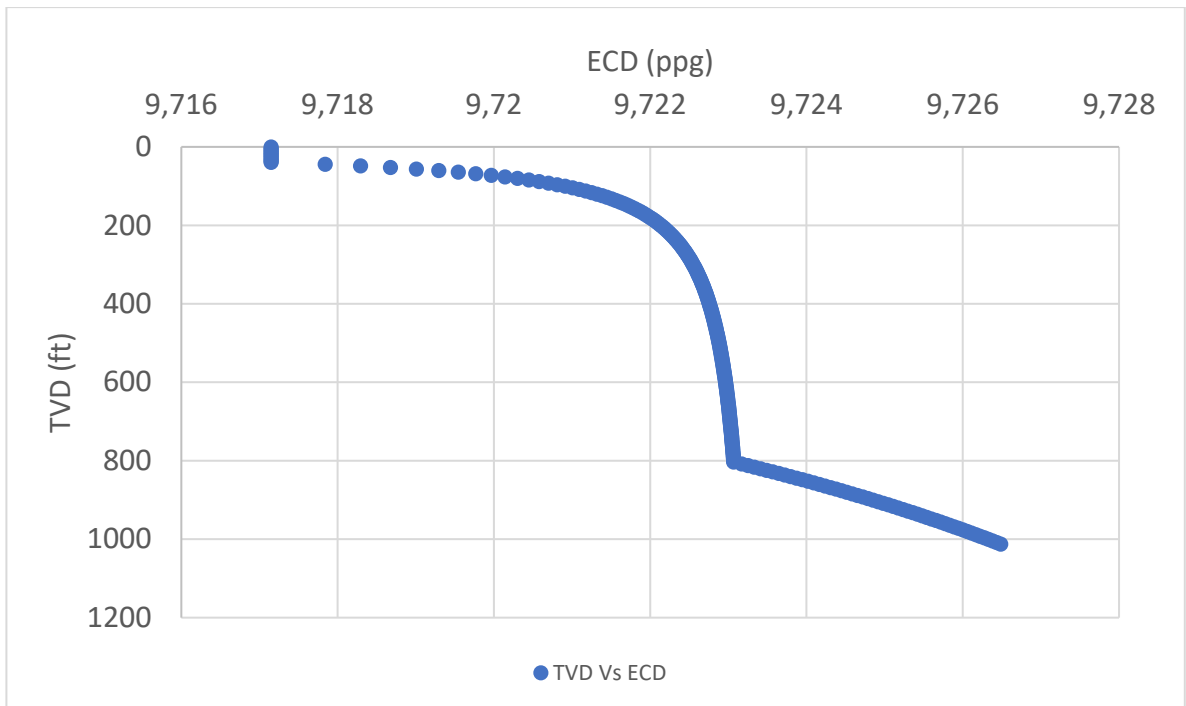


Figura 66: Gráfico ventana de lodo fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (ley exponencial)

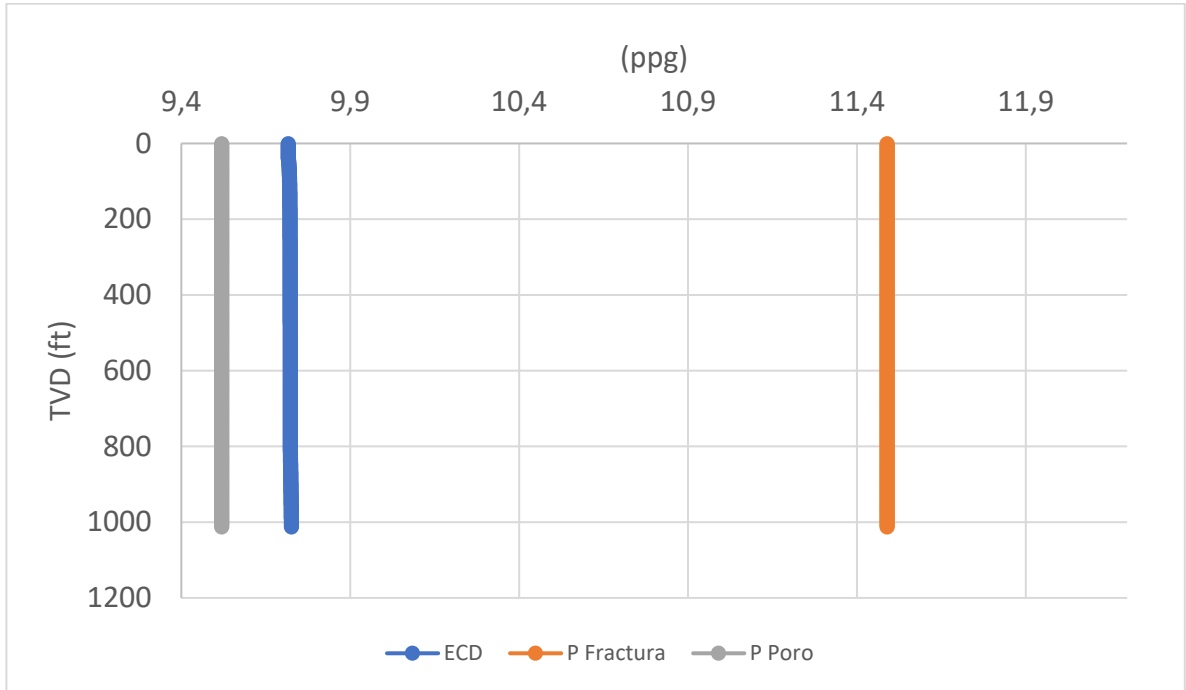


Figura 67: Gráfico velocidad mínima de transporte fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Rubiandini)

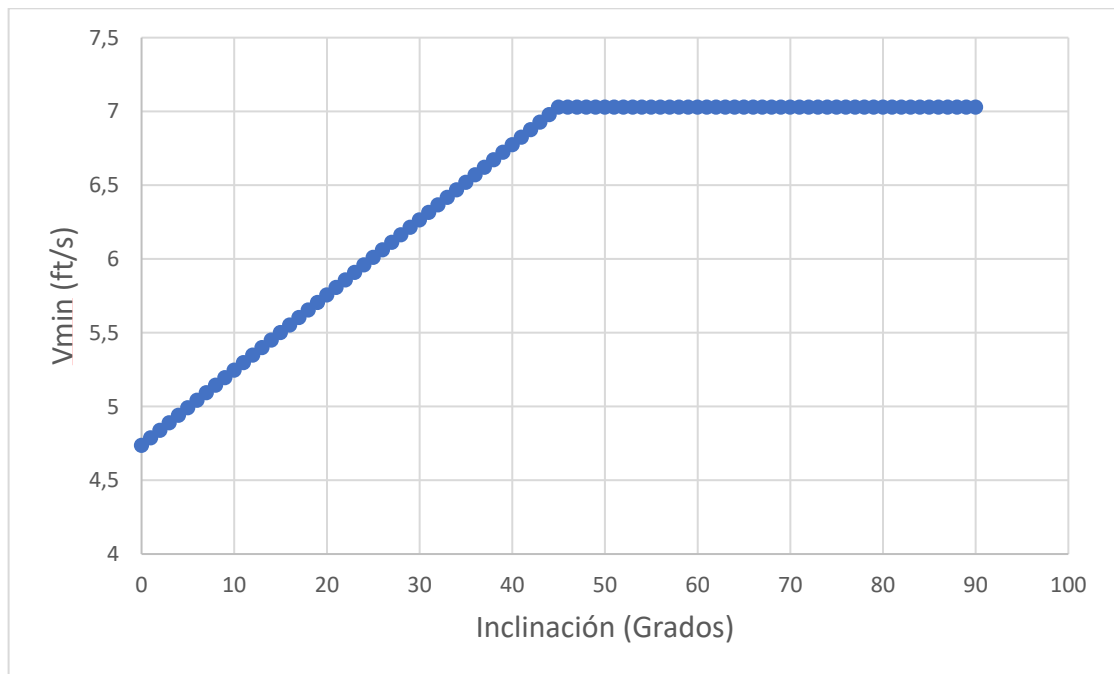


Tabla 9: Resultados ECD fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Bingham – ley exponencial)

Modelo	ECD	Unidad	Error (%)
Bingham	9,83	ppg	1,03
Real	9,73	ppg	
Ley exponencial	9,726	ppg	0,04
Real	9,73	ppg	

Tabla 10: Resultados velocidad mínima de transporte fase 17,5 (Sup - 1013 ft) (Rubiandini)

Parámetro	Valor	Unidad
Vmin	4,74	ft/s
Vn	320,14	ft/s

6.3. FASE 12,25 (SUP – 7416 FT) MD / (SUP – 7080 FT) TVD

Tabla 11: Datos pozo Ecopetrol fase 12,25 (Sup - 7080 ft)

Parámetro	Valor	Unidad
ID DP	3,06	in
OD DP	5	in
ID DC	2,81	in
OD DC	6,5	in
ID H1	12,25	in
ID CSG1	12,615	in
Tope DP	0	ft
Base DP	6916	ft
Tope DC	6916	ft
Base DC	7080	ft

Tope CSG1	0	ft
Base CSG1	1007	ft
Tope H1	1007	ft
Base H1	7080	ft
Caudal	840	gpm
YP	21	lbf/100ft ²
PV	16	cp
Peso de lodo	10,5	ppg
Presión de poro	9,43	ppg
Presión de fractura	11,19	ppg
Boquillas	5*13 + 2*12	in/32
ROP	151,5	ft/h
RPM	80	revoluciones/min
Diámetro ripios	0,472	in
Densidad ripios	16,7	ppg
Inclinación	40	Grados

Fuente: Informe de perforación Ecopetrol

Según la geometría de pozo que se presenta en la perforación de la fase 12,25 desde superficie hasta 7080 ft en TVD, el caso que se ajusta a la geometría del pozo se muestra en la figura 62. En la tabla 12 se muestra el error del ECD real del pozo al momento de la perforación de esta fase, con respecto al valor del ECD definido con los modelos de Bingham y la ley exponencial, cuyas gráficas se pueden ver en las figuras 68 y 70 respectivamente, con lo cual se puede ver que el modelo de la ley exponencial presenta un error porcentual menor, mostrando que el modelo que más se ajusta en la perforación de esta fase es el de la ley exponencial. En la tabla 13 se evidencia el valor de la velocidad mínima de transporte de ripios para esta fase y se ve que la velocidad del fluido en las boquillas satisface este requerimiento de velocidad del fluido de perforación. Las gráficas 69 y 71 muestran

la ventana de lodo para los modelos de Bingham y la ley exponencial respectivamente, las dos gráficas muestran que el ECD está dentro del rango operacional permitido. Por último, en la figura 72 se presenta la velocidad mínima de transporte para el rango total del modelo de Rubiandini de 0 a 90 grados.

Figura 68: Gráfico ECD fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Bingham)

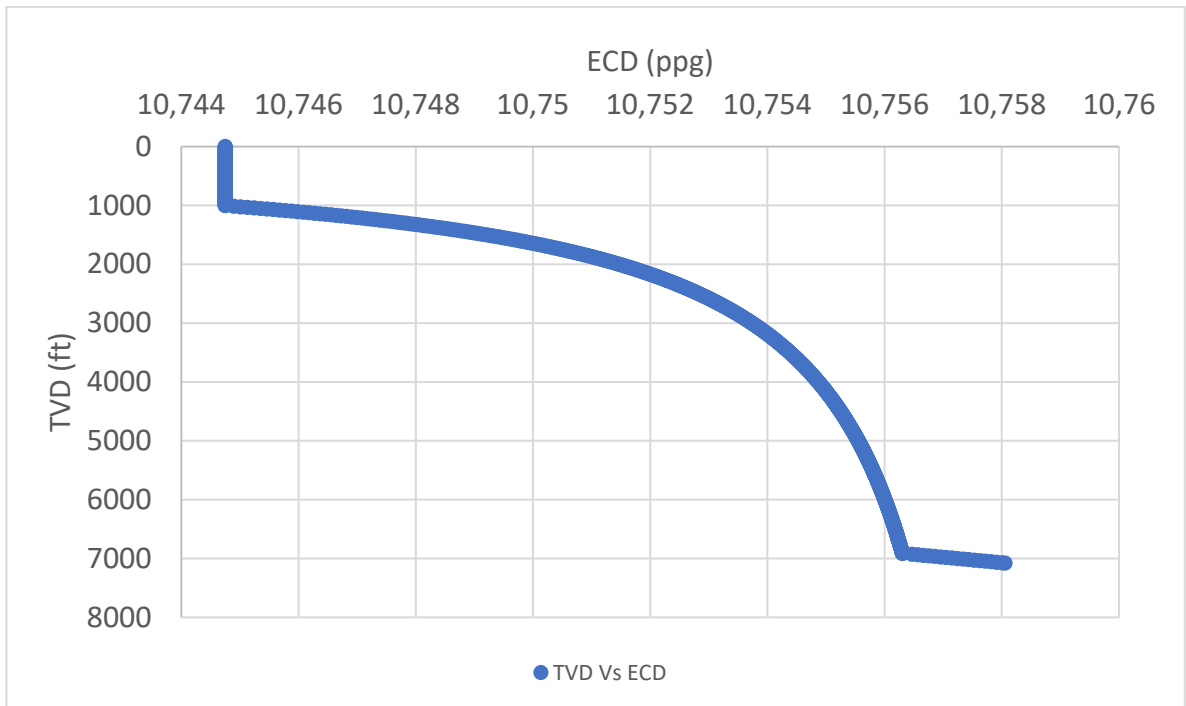


Figura 69: Gráfico ventana de lodo fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Bingham)

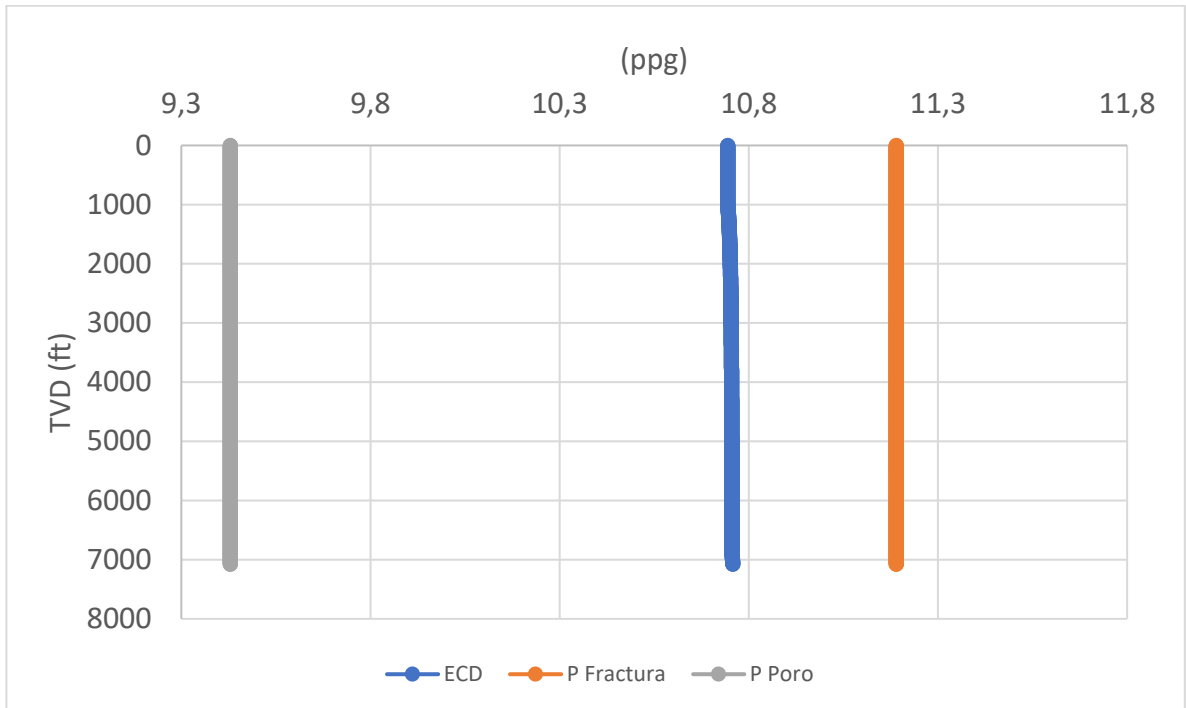


Figura 70: Gráfico ECD fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (ley exponencial)

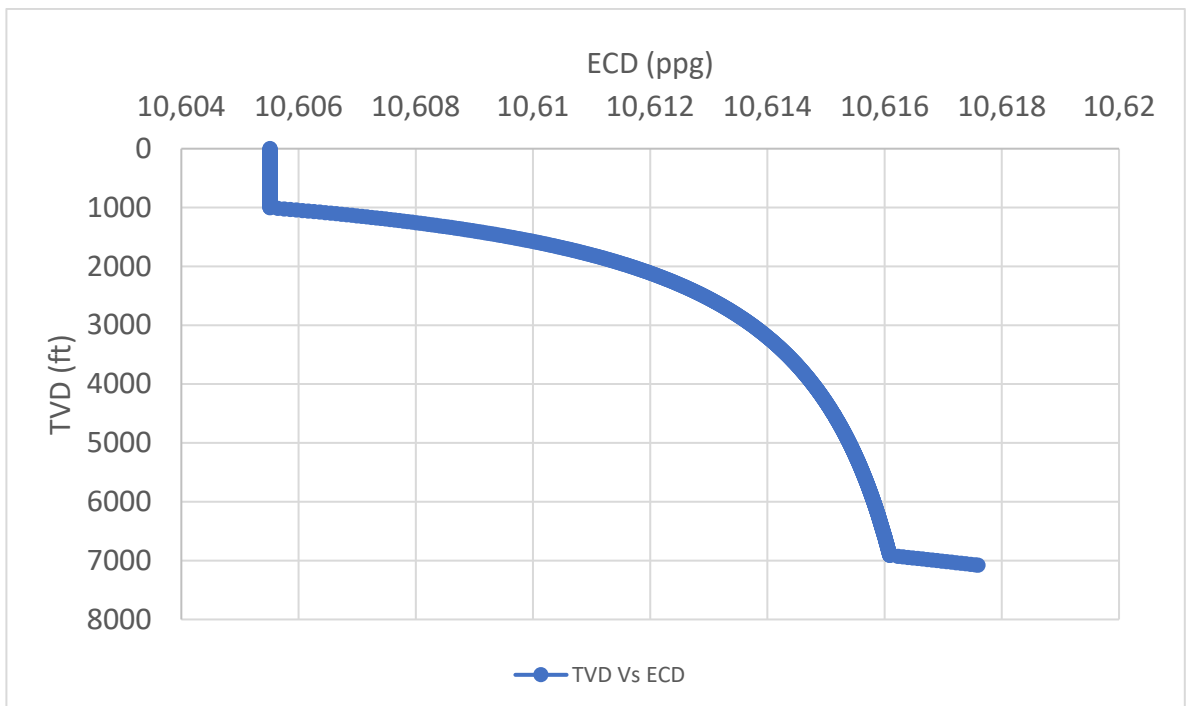


Figura 71: Gráfico ventana de lodo fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (ley exponencial)

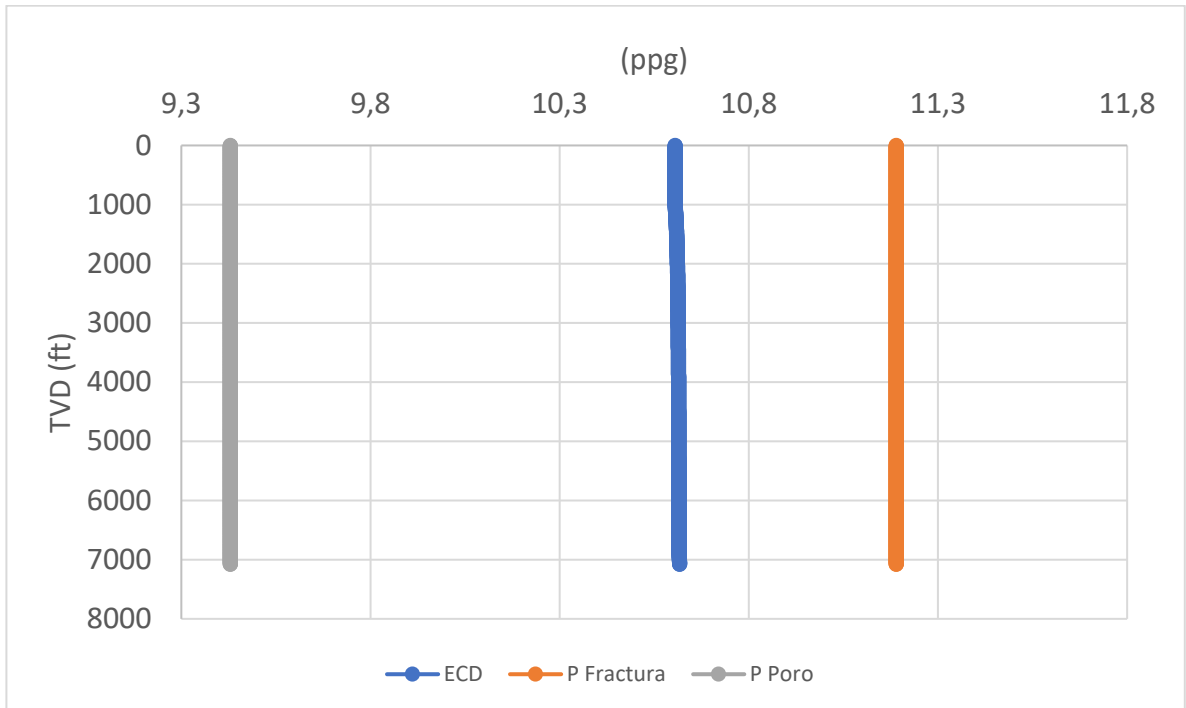


Figura 72: Gráfico velocidad mínima de transporte fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Rubiandini)

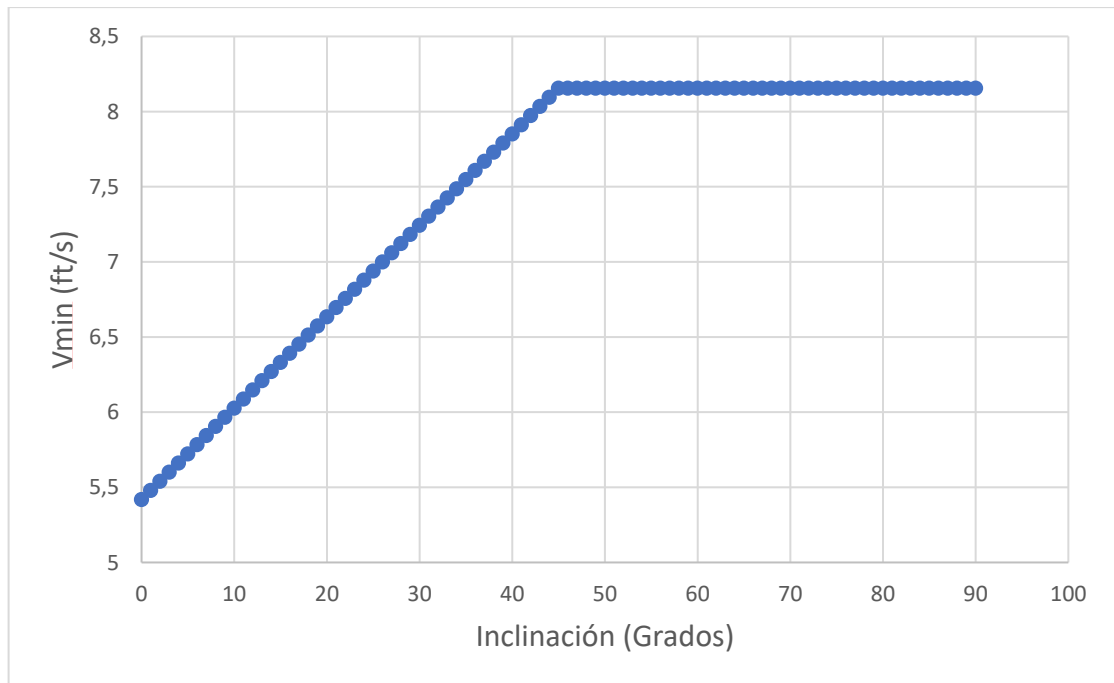


Tabla 12: Resultados ECD fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Bingham – ley exponencial)

Modelo	ECD	Unidad	Error (%)
Bingham	10,76	ppg	1,32
Real	10,62	ppg	
Ley exponencial	10,618	ppg	0,019
Real	10,62	ppg	

Tabla 13: Resultados velocidad mínima de transporte fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Rubiandini)

Parámetro	Valor	Unidad
Vmin	7,85	ft/s
Vn	309,31	ft/s

6.4. FASE 8,5 (SUP – 8901 FT) MD / (SUP – 7956 FT) TVD

Tabla 14: Datos pozo Ecopetrol fase 8,5 (Sup - 7956 ft)

Parámetro	Valor	Unidad
ID DP	3,06	in
OD DP	5	in
ID DC	2,81	in
OD DC	6,5	in
ID H1	12,25	in
ID H2	8,5	in
ID CSG1	12,615	in
ID CSG2	8,681	in
Tope DP	0	ft
Base DP	7809	ft

Tope DC	7809	ft
Base DC	7956	ft
Tope CSG1	0	ft
Base CSG1	1007	ft
Tope H1	1007	ft
Base H1	4034	ft
Tope CSG2	4034	ft
Base CSG2	7076	ft
Tope H2	7076	ft
Base H2	7956	ft
Caudal	350	gpm
YP	36	lbf/100ft ²
PV	17	cp
Peso de lodo	9,2	ppg
Presión de poro	8,82	ppg
Presión de fractura	10,74	ppg
Boquillas	1*18 + 2*12 + 3*13	in/32
ROP	49,3	ft/h
RPM	130	revoluciones/min
Diámetro ripios	0,118	in
Densidad ripios	16,7	ppg
Inclinación	50	Grados

Fuente: Informe de perforación Ecopetrol

Según la geometría de pozo que se presenta en la perforación de la fase 8,5 desde superficie hasta 7956 ft en TVD, el caso que se ajusta a la geometría del pozo se muestra en la figura 62. En la tabla 15 se muestra el error del ECD real del pozo al momento de la perforación de esta fase, con respecto al valor del ECD definido con los modelos de Bingham y la ley exponencial, cuyas gráficas se pueden ver en las

Figura 74: Gráfico ventana de lodo fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (Bingham)

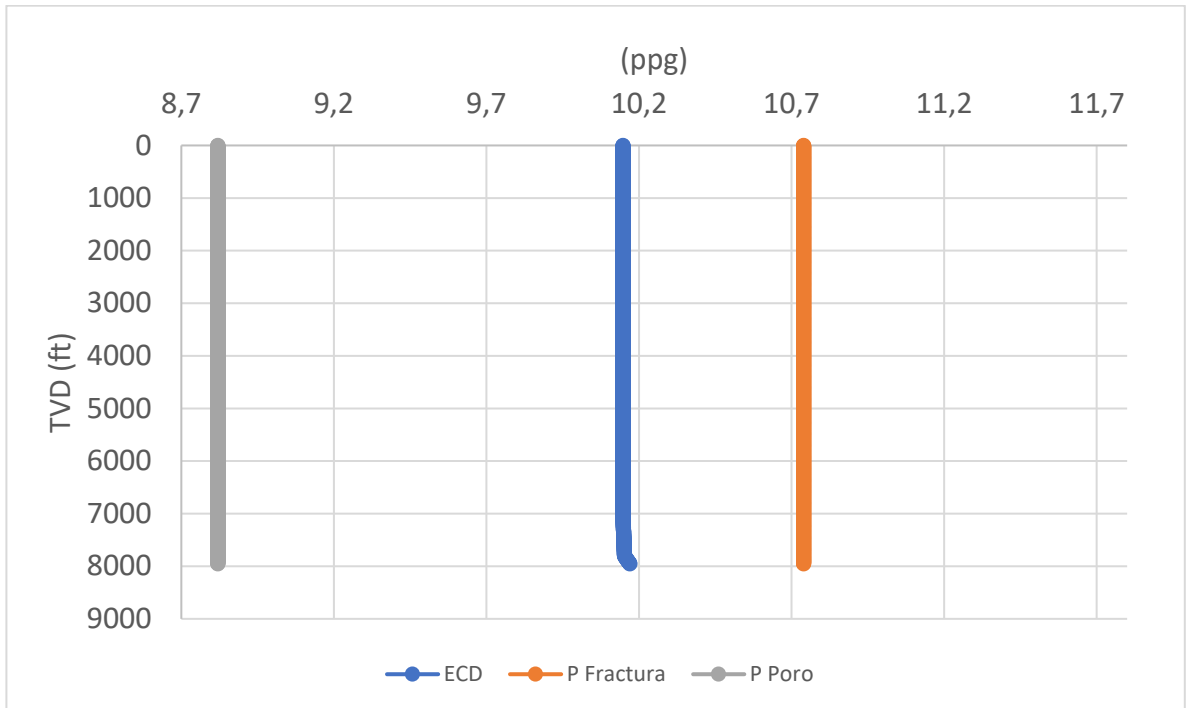


Figura 75: Gráfico ECD fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (ley exponencial)

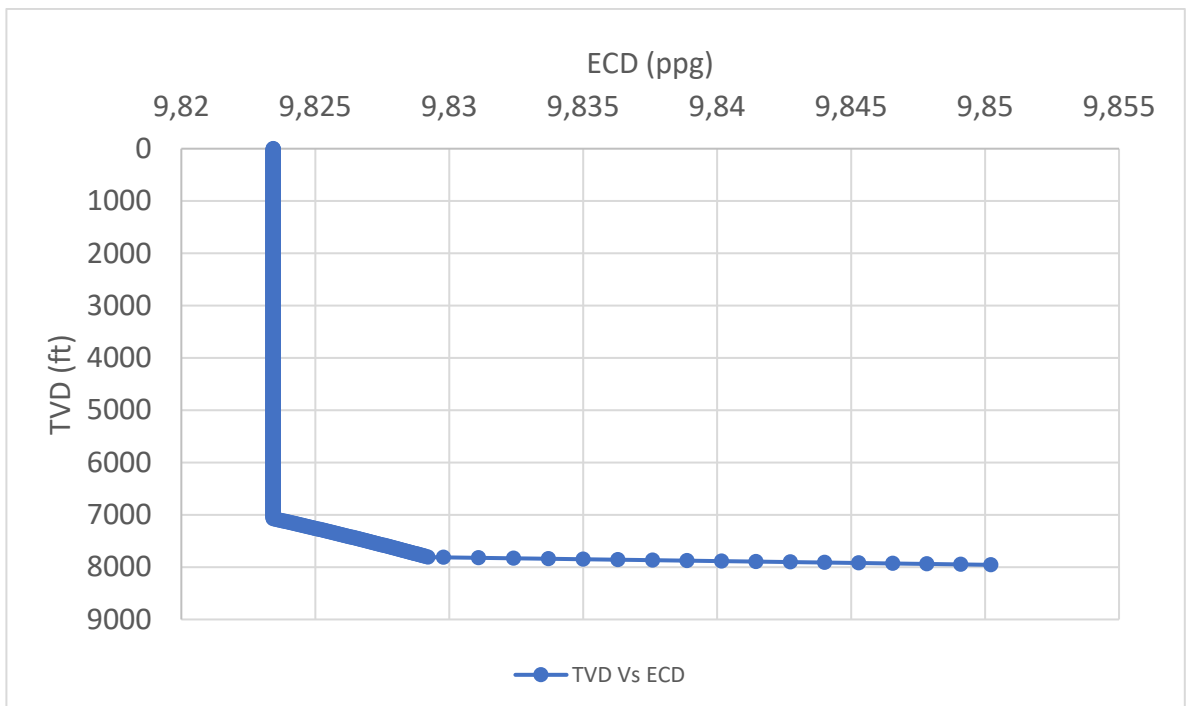


Figura 76: Gráfico ventana de lodo fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (ley exponencial)

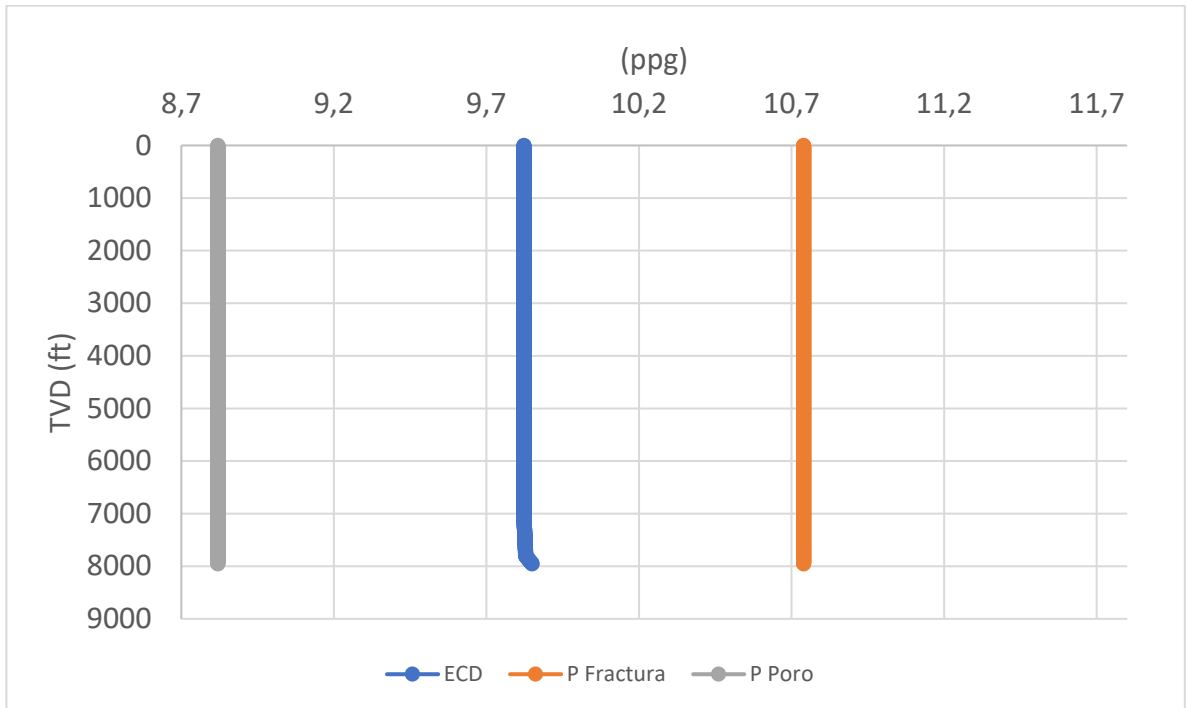


Figura 77: Gráfico velocidad mínima de transporte fase 8,5 (Sup - 7956 ft) (Rubiandini)

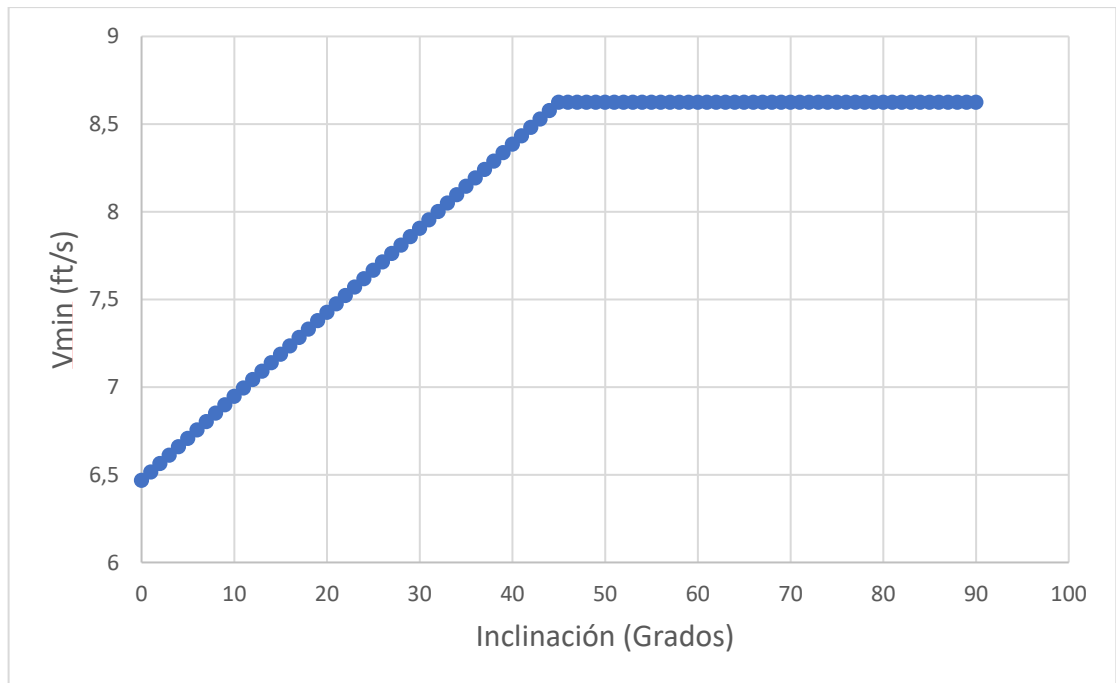


Tabla 15: Resultados ECD fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Bingham – ley exponencial)

Modelo	ECD	Unidad	Error (%)
Bingham	10,17	ppg	0,197
Real	10,15	ppg	
Ley exponencial	9,85	ppg	2,95
Real	10,15	ppg	

Tabla 16: Resultados velocidad mínima de transporte fase 12,25 (Sup - 7080 ft) (Rubiandini)

Parámetro	Valor	Unidad
Vmin	8,62	ft/s
Vn	121,17	ft/s

7. CONCLUSIONES

Se realizó el desarrollo de la herramienta HYDRATOOL para el cálculo de la hidráulica de un pozo (pérdidas de presión, ECD, velocidad mínima de transporte), lo cual ayuda en gran medida a predecir posibles escenarios durante la perforación de un pozo petrolero.

El análisis de sensibilidad realizado a los modelos matemáticos presentados permitió ver cómo afectan los diferentes parámetros a los cálculos de pérdidas de presión y velocidad mínima de transporte.

La aplicación de más de un modelo matemático tanto para el cálculo de pérdidas de presión y de la velocidad mínima de transporte, da al usuario de la herramienta la opción de elegir el modelo que más adecuado o que más se ajuste a la situación que se esté analizando.

Los modelos de Larsen y Rubiandini presentan un rango de aplicación, mientras que el modelo de Larsen es solo aplicable entre 55 y 90 grados (pozos desviados), el modelo de Rubiandini se puede aplicar en pozos totalmente verticales y también en desviados, su rango de aplicación está entre 0 y 90 grados.

Los cálculos de ECD obtenidos en las diferentes fases perforadas del pozo de Ecopetrol muestran que los modelos de Bingham y de la ley exponencial se acercan en gran medida al valor real del ECD obtenido durante la perforación del pozo, obteniendo como porcentaje de error mayor un 0,197%.

Las ventanas de lodo obtenidas con los modelos de Bingham y la ley exponencial muestran que durante la perforación siempre se estuvo dentro del rango de operación permisible para no tener problemas de perforación relacionados con inlfujos o con pérdidas del fluido de perforación hacia la formación, este se refleja en el informe de Ecopetrol que indica que durante las operaciones de perforación no hubo inconvenientes.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda revisar el modelo reológico de Herschel Bulkley para ampliar el número de modelos matemáticos que están disponibles para realizar los cálculos de pérdida de presión.

La herramienta calcula las pérdidas de presión dentro del pozo, es decir, dentro de la tubería, en el anular y en la broca, se pueden incluir las pérdidas de presión que se presentan en superficie cuando se hace uso de un sistema Top Drive.

En los modelos aplicados no se tiene en cuenta la excentricidad que puede tener la tubería, es decir las tuberías se suponen como concéntricas, es importante incluir la excentricidad en algún futuro trabajo sobre este tema.

El BHA no fue detallado en su totalidad, es decir se tomó el diámetro tanto interno como externo del drill collar para representar el BHA, hacer la discretización de los diferentes diámetros de cada uno de los componentes del BHA puede resultar en variaciones de los cálculos finales.

BIBLIOGRAFÍA

A. Saasen; G. Løklinholm. The Effect of Drilling Fluid Rheological Properties on Hole Cleaning. IADC/SPE 74558. 2002.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Rheology and Hydraulics of oil-well drilling fluids. API Recommended Practice 13D, 2009.

API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas, 2001.

BAKER HUGHES INTEQ. Fluids Facts Engineering Handbook. Houston, 2004.

Landmark. Using WELLPLAN. Landmark Graphics Corporation. 2004.

M. E. Hossain; A. A. Al-Mejed. Fundamentals of SUSTAINABLE DRILLING ENGINEERING. 2001.

M. Mohammadsalehi; N. Malezadeh, Iranian Central Oilfields Company (ICOFC). Application of New Hole Cleaning Optimization Method Within All Ranges of Hole Inclinations. IPTC 14154, 2011.

M. Mohammadsalehi; N. Malezadeh. Iranian Central Oilfields Company (ICOFC). Optimization of Hole Cleaning and Cutting Removal in Vertical, Deviated and Horizontal Wells. SPE 143675, 2011.

M. Mohammadsalehi; N. Malezadeh. Iranian Central Oilfields Company (ICOFC). Optimization of Hole Cleaning and Cutting Removal in Vertical, Deviated and Horizontal Wells. SPE 143675, 2011.

M.S. Bizanti; S.F. Alkafeef. A Simplified Hole Cleaning Solution to Deviated and Horizontal Wells. College of Technological Studies. SPE 81412. Society of Petroleum Engineers. Kuwait, 2003.

N. Malekzadeh; M. Mohammadsalehi. Iranian Central Oilfields. Hole Cleaning Optimization in Horizontal Wells, a New Method to Compensate Negative Hole Inclination Effects. SPE 143676, 2011.

Robert F. Mitchell; Stefan Z. Miska. FUNDAMENTALS OF DRILLING ENGINEERING. SPE TEXTBOOK SERIES VOL 12. Society of Petroleum Engineers. United States of America, 2011.

Roobeh Ranjbar. Cuttings transport in inclined and horizontal wellbore. University of Stavanger. Noruega, 2010.

Rudi Rubiandini R. S. Equation for Estimating Mud Minimum Rate for Cuttings Transport in an Inclined-Until-Horizontal Well. SPE/IADC 57541. Bandung Institute of Technology. Indonesia, 1999.

T.I Larsen. SPE. Uncocl Cap. A.A. Pilehvari SPE. Texas A&M U. and J.J. Azar, SPE.U of Tulusa. Development of a New Cuttings-Transport Model for Hihg-Angle Wellbores Including Horizontal Wells. SPE 25872, 1997.

Unegbu Celestine Tobema. Hole Cleaning and Hydraulics. University of Stavanger. Noruega, 2010.