

**ESTUDIO Y SIMULACIÓN DEL EFECTO DE LA EXCENTRICIDAD DE LA  
TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN POZOS DESVIADOS EN LA LIMPIEZA DE  
POZO (HOLE CLEAN). APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO.**

**JHONATAN DANIEL CHAVERRA CARDENAS  
CHERIBEL MUEGUES MOLINA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**ESTUDIO Y SIMULACIÓN DEL EFECTO DE LA EXCENTRICIDAD DE LA  
TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN POZOS DESVIADOS EN LA LIMPIEZA DE  
POZO (HOLE CLEAN). APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO.**

**JHONATAN DANIEL CHAVERRA CARDENAS  
CHERIBEL MUEGUES MOLINA**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de  
ingeniero de petróleos.**

**DIRECTOR:  
ING. OSCAR VANEGAS ANGARITA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme cumplir este gran objetivo como lo es obtener el título de ingeniero de petróleos.

A quien más sino a mi Madre por ser el apoyo incondicional en cada instante de mi vida.

Agradezco a Janneth por estar a mi lado sobre todo en los momentos más duros de este camino.

A mis familiares y amigos, en especial con quienes compartí en las juntas de centro de estudios.

Y estoy enormemente agradecido con el Ing. Wilmer Camacho quien apoyo este proyecto hasta el momento de su culminación.

JHONATAN DANIEL CHAVERRA CARDENAS

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a DIOS TODO PODEROSO por sus bendiciones e iluminar mi camino, darme la inteligencia y brindarme la fuerza necesaria, para poder lograr uno de mis grandes propósitos en mi vida profesional.

A mis padres: JOSE ALFONSO MUEGUES y DILVIA MOLINA, por darme la vida, quienes con mucho cariño, amor y esfuerzo me han sacado adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ellos hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera y porque el orgullo que sienten por mí fue lo que me hizo ir hasta el final. A mis hermanos: FLEWER Y BREIDERT por brindarme su apoyo durante mi tiempo de estudio.

A hermoso sobrino que fue un gran motor en mi carrera y quien me inspiró para salir adelante.

Agradezco a mi compañero de tesis: JHONATAN CHAVERRA por su apoyo incondicional durante el desarrollo del proyecto.

Inmensamente agradecida con el ING. WILMER CAMACHO por su apoyo y colaboración constante durante el desarrollo del proyecto

**“Cuanto mayor sea el esfuerzo, mayor es la gloria”**

**Pierre Corneille**

CHERIBEL MUEGUES MOLINA

## Contenido

INTRODUCCIÓN .....	20
ANTECEDENTES: ESTUDIOS PRÁCTICOS SOBRE LA EXCENRICIDAD .....	22
Haciislamoglu et al. ....	22
Iyoho y Azar (1980). ....	23
Mitsubishi et al. ....	24
Cartalos et al .....	25
Silva et al. ....	26
Oomes and B.E. Kampman. ....	26
Wilson Chin and Xiaoying Zhuang, Stratamagnetic Software, LLC. ....	26
1. SISTEMA DE PERFORACIÓN .....	28
1.1 DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN .....	28
1.2 PROCESO DE PERFORACIÓN .....	28
1.2.1 Sistema de potencia (motriz). ....	29
1.2.2 Sistema de rotación. ....	31
1.2.3 Sistema de levantamiento. ....	37
1.2.4 Sistema de circulación de fluidos (hidráulico). ....	39
1.2.5 Sistema de prevención de reventones. ....	42
2. HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN .....	47
2.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	48
2.1.1 Densidad. ....	48
2.1.2 Viscosidad del lodo. ....	51
2.1.3 Viscosidad plástica. ....	51
2.1.5 Punto cedente (yiel point). ....	52

2.1.6 Resistencia de gel.....	53
2.1.7 Filtración.....	54
2.2 REOLOGÍA.....	55
2.2.1 Factores que afectan la reología.....	56
2.3 MODELOS REOLÓGICOS.....	59
2.3.1 Modelo plástico de Bingham.....	60
2.3.2 Ley de potencia.....	61
2.3.3 Modelo Herschel-Bulkley (modelo de la ley exponencial modificado)....	61
2.3.4 Modelo de Casson.....	62
2.3.5 Modelo de Robertson-Stiff.....	62
2.4 ANÁLISIS DE HIDRÁULICA.....	63
2.4.1 Caída de presión en el anular y densidad equivalente de circulación (ECD).....	64
2.4.2 Velocidad crítica y tasa de bombeo.....	66
2.4.3 Caída de presión en la sarta de perforación.....	66
2.4.4 Presión de surgencia y succión.....	67
3. DESCRIPCIÓN DE UN POZO DESVIADO Y ANÁLISIS DE EXCENRICIDAD .....	75
3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS .....	75
3.1.2 Aplicaciones de la perforación direccional.....	75
3.1.2 Herramientas direccionales y métodos de deflexión.....	79
3.1.3 Ensamblajes de fondo.....	84
3.1.4 Tipos de pozos direccionales.....	85
3.2 EXCENRICIDAD .....	86
3.2.1 Efecto de la excentricidad en el transporte óptimo de recortes de perforación.....	88

3.2.3 Factores que causan la excentricidad de la tubería de perforación. ....	91
4. ELABORACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	93
4.1 ECUACIONES DE HIDRÁULICA DE LA API .....	93
4.2 SELECCIÓN DEL MODELO REOLÓGICO A UTILIZAR.....	93
4.3 ECUACIONES DE HIDRÁULICA .....	96
4.4 EFECTO DE LA EXCENTRICIDAD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN .....	104
4.5 HERRAMIENTA DE CÁLCULO.....	106
4.5.1 Página principal.....	106
4.5.2 Cálculo de pérdidas de presión.....	108
4.5.3 Pérdidas de presión en la tubería de perforación.....	109
4.5.4 Limpieza de pozo. ....	110
4.5.5 Hidráulica de la broca.....	111
4.5.6 Resultados del cálculo de hidráulica. ....	112
5. ANÁLISIS DE HIDRÁULICA Y LIMPIEZA DE POZO.....	114
5.1 ANÁLISIS DE PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	114
5.1.1 Análisis gráficos de los parámetros de los reportes de fluido de pozo. ....	119
5.2 ANÁLISIS DE LA LIMPIEZA DE POZO.....	122
<b>5.2.1 Efecto de la tasa de penetración ROP.</b> .....	124
5.2.2 Velocidad mínima para el transporte de recortes de perforación. ....	126
5.3 ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN.....	127
5.3.1 Variación de la ECD con el cambio de la tasa de flujo .....	127
5.3.2 Efecto del cambio de la densidad del fluido de perforación sobre la ECD. .....	129
5.4 ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA EXCENTRICIDAD .....	130

5.5 EFECTO DE LA TASA DE FLUJO SOBRE LA ECD PARA UN POZO DESVIADO Y UNO VERTICAL.....	134
5.6 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA PARTÍCULA EN LA EFICIENCIA DE LA LIMPIEZA DE POZO .....	135
5.7 ANÁLISIS DE LOS REPORTES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO DE APLICACIÓN Y RESULTADOS MOSTRADOS POR LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL .....	136
5.7.1 Resultados de la simulación hecha por la herramienta de cálculo. ....	139
CONCLUSIONES .....	142
BIBLIOGRAFÍA.....	144
ANEXOS.....	147

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros críticos de limpieza en pozos desviados. ....	73
Tabla 2. Ecuaciones para calcular los parámetros reológicos de cada modelo.....	94
Tabla 3. Unidades de los parámetros reológicos .....	95
Tabla 4. Composición química del fluido de perforación .....	118
Tabla 5. Estructura del pozo modelo .....	123
Tabla 6. Estado de las hidráulicas y limpieza de los pozos al final de la operación.....	140

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Posición excéntrica de la tubería .....	24
Figura 2. Sistema de perforación.....	29
Figura 3. Esquema del sistema de rotación.....	31
Figura 4. Esquema top drive .....	32
Figura 5. Diseño de sartas de perforación .....	33
Figura 6. Barrena .....	34
Figura 7. Ensamblaje de fondo (BHA) .....	35
Figura 8. Ensamblaje de fondo (BHA) para pozo desviado .....	36
Figura 9. Esquema del sistema de levantamiento de cargas .....	37
Figura 10. Esquema del sistema de circulación de fluidos.....	43
Figura 11. Esquema del preventor anular .....	43
Figura 12. Esquema de una preventora de ariete de tubería .....	44
Figura 13. Esquema de preventora de ariete ciego.....	45
Figura 14. Balanza de lodos.....	48
Figura 15. Metodología del plan de actividades del sistema de circulación .....	49
Figura 16. Metodología del plan de actividades del sistema de circulación (continuación)	50
Figura 17. Embudo Marsh .....	51
Figura 18. Reómetro.....	52
Figura 19. Geles típicos en los fluidos de perforación .....	54
Figura 20. Filtro prensa .....	55
Figura 21. Comparación de los modelos reológicos .....	63
Figura 22. Cama de recortes presentes al apagar la bomba.....	71
Figura 23. Mecanismos de transporte de ripios en pozos de diferentes ángulos de inclinación.....	74
Figura 24. Perforación de pozos desde una misma locación .....	75
Figura 25. Perforación de pozos en zonas inaccesibles.....	76
Figura 26. Sidetrack.....	77

Figura 27. Control de fallas .....	77
Figura 28. Perforación de pozos de alivio .....	78
Figura 29. Perforación de pozos salinos .....	78
Figura 30. Collares de perforación (drill collar's) .....	79
Figura 31. Bent sub.....	80
Figura 32. Jeto o jetting.....	82
Figura 33. Método de desviación con PDM recto .....	83
Figura 34. Deflexión por motores dirigibles .....	84
Figura 35. Perforación de pozos horizontales .....	86
Figura 36. Figura con anillos concéntricos y excéntricos .....	87
Figura 37. Perfil de velocidad del fluido en el anillo excéntrico .....	88
Figura 38. Representación de la excentricidad de la tubería.....	90
Figura 39. Velocidad de rotación de la tubería de perforación .....	91
Figura 40. Hoja de inicio de la herramienta computacional .....	106
Figura 41. Cálculos para el análisis de hidráulica de perforación .....	107
Figura 42. Hoja de introducción de datos iniciales .....	108
Figura 43. Cálculo de caída de presión anular y ECD .....	109
Figura 44. Cálculo de las pérdidas de presión en la tubería de perforación .....	110
Figura 45. Cálculo de velocidad de transporte de recortes.....	110
Figura 46. Cálculo de la eficiencia de limpieza de pozo y la concentración de recortes...	111
Figura 47. Cálculo de hidráulica de la broca .....	111
Figura 48. Hoja de compilación de resultados .....	112
Figura 49. Cálculo de la velocidad y el caudal crítico .....	112
Figura 50. Cálculo de la presión de surgencia y succión .....	113
Figura 51. Reporte de fluidos de pozo.....	116
Figura 52. Propiedades pozo 1 .....	121
Figura 53. Estructura. Modelo del pozo desviado (ángulo de desviación vs MD) .....	123
Figura 54. Análisis del efecto de la ROP en la limpieza de pozo .....	125
Figura 55. Análisis del efecto de la reología (PV/YP) en la limpieza de pozo.....	125
Figura 56. Reducción de la $V_{min}$ a causa de la reducción del ROP .....	126
Figura 57. Efecto de la variación de las propiedades reológicas del lodo en la $V_{min}$ .....	127

Figura 58. Variación de la ECD con respecto al caudal. (Cambio de propiedades reológicas del fluido).....	128
Figura 59. Variación de la ECD con respecto al caudal. (Cambio de la densidad del fluido) .....	129
Figura 60. Variación de la ECD con respecto a la densidad. (Cambio del caudal de circulación) .....	130
Figura 61. Variación de la ECD con respecto al caudal, para distintas posiciones excéntricas de la tubería de perforación .....	131
Figura 62. Variación de la ECD con respecto a la densidad.....	132
Figura 63. Variación de la ECD con respecto a la densidad con efecto de la excentricidad .....	133
Figura 64. ECD vs Q. Para diferentes reologías y una $e=0,2$ .....	134
Figura 65. ECD vs Q. Para diferentes reologías y una $e=0,7$ .....	134
Figura 66. Comparación entre un pozo desviado y uno vertical .....	135
Figura 67. Variación del diámetro de la partícula.....	135
Figura 68. Efecto del cambio del caudal sobre la ECD para el POZO 1.....	138
Figura 69. Efecto del cambio del caudal sobre la ECD para el POZO 1.....	139

## ANEXOS

ANEXO A. NOMENCLATURA.....	147
ANEXO B. REPORTES DE FLUIDO DE LOS POZOS DEL CAMPO DE APLICACIÓN.....	150
ANEXO C. REPORTES DE HIDRÁULICA Y LIMPIEZA DE POZO. ADVANTAGE.....	163

## RESUMEN

**TÍTULO: ESTUDIO Y SIMULACIÓN DEL EFECTO DE LA EXCENTRICIDAD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN POZOS DESVIADOS EN LA LIMPIEZA DE POZO (HOLE CLEAN). APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO<sup>\*1</sup>**

**AUTORES: JHONATAN DANIEL CHAVERRA CARDENAS  
CHERIBEL MUEGUES MOLINA\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Excentricidad, Limpieza de pozo, Perforación, Reología.

### **DESCRIPCIÓN:**

Por excentricidad de la tubería de perforación, se entiende, el posicionamiento de esta sobre una de las caras del pozo, el presente factor tiene mayor incidencia en la limpieza de pozos desviados con relación a los verticales. Para pozos desviados, la eficiencia de limpieza se ve afectada por el ángulo de desviación del mismo, resultando más complejo los pozos que tienen un ángulo en el rango de 50° a 60° por presentar mayor acumulación de recortes.

La presente investigación resalta los principales parámetros operacionales que se relacionan directamente con la limpieza de pozo, para cada uno se realiza un estudio teórico con el fin de ajustar un modelo matemático que permita hacer el cálculo de una hidráulica de perforación, convirtiéndose en el punto de partida para darle desarrollo al análisis del efecto de la excentricidad en la limpieza de pozo.

El resultado del estudio permite analizar, cómo en pozos horizontales, controlar el valor de la excentricidad puede convertirse en relevante, sí el operador desea que el pozo presente la menor cantidad posible de problemas con respecto al transporte de recortes y pega de tubería. Cabe resaltar, que la tasa de penetración es el mayor incidente (operacional) en el tamaño del recorte de perforación, que es la principal causa en la reducción de la eficiencia de transporte de recortes a superficie.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: Oscar Vanegas Angarita.

## SUMMARY

**TITLE: STUDY AND SIMULATION OF THE EFFECT OF THE ECCENTRICITY OF THE DRILLING PIPE IN DIVERTED WELLS IN THE CLEANING OF WELLS (HOLE CLEAN). APPLIED TO A COLOMBIAN FIELD <sup>2</sup>**

**AUTHORS: JHONATAN DANIEL CHAVERRA CARDENAS  
CHERIBEL MUEGUES MOLINA\*\***

**KEYWORDS:** Eccentricity, Well cleaning, Drilling, Rheology.

### **DESCRIPTION:**

Eccentricity of the drill pipe is defined as the positioning of it on one side of the well; this factor has a higher incidence in the cleaning of deviated wells with respect to the verticals. In deviated wells, the cleaning efficiency is affected by its deviation angle; being more complex wells with angles with a range between 50° and 60°, since they present a greater accumulation of cuttings.

This research highlights the main operational parameters that are directly related with the well cleaning; for each one of them, a theoretical study is done with the purpose of adjusting a mathematical model that permits to do the calculation of a hydraulic drilling, becoming as the starting point to develop the analysis of the effect of eccentricity in the well cleaning.

The result of this study allows analyzing the fact that controlling the value of eccentricity can become as relevant, as the operator wants that the well takes less possible amount of problems related with the transportation of cuttings and stuck pipe. It is important to emphasize that the penetration rate is the major incident (operational) in the size of the cutting of drilling, which is the main cause of the reduction in the efficiency of transport of surface cuttings.

---

\* DEGREE PROJECT

\*\* PHYSICAL-CHEMICAL ENGINEERING FACULTY, PETROLEUM ENGINEERING, ENG. OSCAR VANEGAS ANGARITA

## INTRODUCCIÓN

La limpieza de pozos es un factor clave durante las operaciones de perforación; algunos parámetros se deben controlar para tener un pozo lo más limpio posible, en pozos verticales normalmente se puede incrementar la eficiencia de transporte de recortes con el aumento de la velocidad anular que es directamente proporcional al caudal de flujo del lodo. Para pozos desviados la eficiencia de limpieza se ve afectada por el ángulo de desviación del mismo, resultando más complicados los pozos que tienen un ángulo en el rango de 50° a 60° por presentar mayor acumulación de recortes.

Se entiende por excentricidad de la tubería de perforación al posicionamiento de ésta sobre una de las caras del pozo, el presente factor tiene mayor incidencia en la limpieza de pozos desviados con relación a los verticales; como consecuencia de la excentricidad puede darse en el pozo una acumulación de recortes en el espacio anular que hay entre la tubería excéntrica y la cara del pozo, más conocida como cama de recortes, la acumulación reduce la velocidad del transporte de recortes a la superficie, provocando una mala limpieza del pozo.

A través del desarrollo del presente trabajo, se realizará un estudio sobre el comportamiento de las variables involucradas en el análisis hidráulico de perforación; específicamente aquellas que determinan el grado de limpieza del pozo cuando la tubería se encuentra en diferentes posiciones excéntricas principalmente para pozos desviados.

Para el desarrollo del estudio se presentan cinco (5) capítulos, en los dos primeros se encuentra un repaso de los principales parámetros que se deben tener en cuenta para realizar un análisis de hidráulica y limpieza de pozo. En el tercer capítulo se hace una breve descripción de las características propias de los pozos desviados y se introduce el término de excentricidad de la tubería de perforación

como un factor que afecta directamente la pérdida de presión anular. El capítulo cuatro muestra los algoritmos usados para la construcción de la herramienta de cálculo que es usada para el estudio analítico del proyecto, al igual que algunas imágenes de dicha herramienta. Como parte final se muestran una serie de análisis de datos obtenidos de los reportes de fluidos de un grupo de pozos perforados en un campo Colombiano. Así como también se evalúan los resultados de las hidráulicas simuladas por el programa Advantage y la herramienta de cálculo hecha por los autores.

## ANTECEDENTES: ESTUDIOS PRÁCTICOS SOBRE LA EXCENTRICIDAD

Se han realizado investigaciones sobre los efectos de la excentricidad de tubería en la pérdida de presión por fricción anular y el comportamiento del flujo de fluidos no newtonianos. Los experimentos se llevaron a cabo para fluidos con diferentes propiedades reológicas en diferentes geometrías del pozo. Algunos de los estudios desarrollados se muestran a continuación; el objetivo de ésta primera sección del trabajo es conocer cómo cada autor calcula la pérdida de presión anular en los agujeros excéntricos por medio de un factor de correlación con la pérdida de presión anular en un agujero concéntrico. La mayor parte de estos estudios incorporan parámetros como: el tamaño del pozo, las propiedades reológicas del fluido y la posición excéntrica de la sarta de perforación en el pozo de prueba. Después se presentan las comparaciones entre los gradientes de pérdida de presión en anillos concéntricos y excéntricos con base a los regímenes de flujo.

**Haciislamoglu et al.** Quienes obtuvieron el coeficiente de relación de pérdida de presión en el anillo excéntrico a la pérdida de presión en el anillo concéntrico de ambos regímenes de flujo laminar y turbulento. Sus expresiones del coeficiente de relación se dan a continuación:

$$R_{\text{lam}} = 1 - 0,072 \frac{e}{n} \left( \frac{d_p}{d_h} \right)^{0,8454} - \frac{3}{2} e^2 \sqrt{n} \left( \frac{d_p}{d_p} \right)^{0,1852} + 0,96 e^3 \sqrt{n} \left( \frac{d_p}{d_h} \right)^{0,2527}$$

Ecuación utilizada para calcular la excentricidad de la tubería de perforación en el flujo laminar. Para el cálculo en condiciones de flujo turbulento, se utiliza la siguiente:

$$R_{\text{turb}} = 1 - 0,048 \frac{e}{n} \left( \frac{d_p}{d_h} \right)^{0,8454} - \frac{3}{2} e^2 \sqrt{n} \left( \frac{d_p}{d_p} \right)^{0,1852} + 0,285 e^3 \sqrt{n} \left( \frac{d_p}{d_h} \right)^{0,2527}$$

Donde:

$R_{lam}$  = coeficiente de relación para la pérdida de presión en la región de flujo laminar

$R_{tur}$  = coeficiente de relación para la pérdida de presión en la región de flujo turbulento

$\epsilon_{avg} = \epsilon_{max}$ , si existe excentricidad uniforme

$\epsilon_{avg} = 0.62 \epsilon_{max}$ , si existe excentricidad sesgada

$$\epsilon_{max} = \frac{r_o - r_c}{r_o - r_i}$$

$r_o$  = radio exterior del cilindro

$r_c$  = radio de alterar exterior o centralizador

$r_i$  = radio interior del cilindro<sup>3</sup>.

**Iyoho y Azar (1980)**. Afirman que la excentricidad positiva y negativa se define como un desplazamiento de la tubería de perforación hacia los lados inferiores o superiores de la pared del agujero. Sin embargo, durante la perforación de pozo horizontal, la tubería de perforación por lo general no se encuentra en el centro del agujero. El peso de la tubería de perforación obliga al tubo ir hacia la sección inferior de la corona circular debido al efecto gravitacional produciendo la creación de una excentricidad positiva<sup>4</sup>.

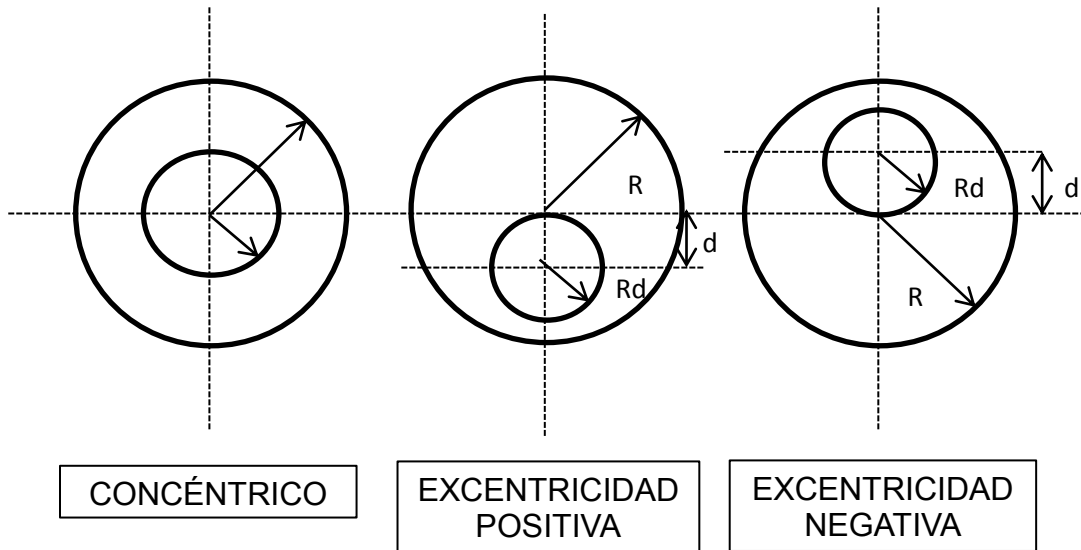
La figura 1 muestra geometrías anulares concéntricas y excéntricas. Pero la utilizada en este estudio es la excentricidad positiva.

---

<sup>3</sup> **HACIISLAMOGLU**, M. & Cartalos, U.: Practical Pressure Loss Predictions in Realistic Annular Geometries, Washintong, D:C.; Octubre 1992.

<sup>4</sup> **IYOHO, A.W.**, 1980. Drilled-cuttings transport by non-Newtonian fluids through inclined, eccentric Annuli, PhD Dissertation, University of Tulsa, Tulsa, OK

Figura 1. Posición excéntrica de la tubería



Fuente: ENILARI G. Mojisola, Development And Evaluation Of Various Drilling Fluids For Slim-Hole Wells, Tesis Oklahoma, 2005. Modificado por los autores.

**Mitsuishi et al.** Este grupo de autores derivaron una fórmula de excentricidad para la evaluación del modelo de flujo de fluido. Se deriva una expresión para un coeficiente de relación de la comparación de la pérdida de presión en un anillo excéntrico a la pérdida de presión en un anillo concéntrico. El coeficiente puede calcularse a partir de la siguiente expresión

$$F = \frac{\{1,020 + 0,094 * (k - 0,135k^2) + (-0,143 - 0,28k + 0,213k^2)\epsilon + (0,0871 - 0,875k + 0,408k^2)\epsilon^2\}}{(1 - k)}$$

Donde,

$$\epsilon = \frac{b}{R_o - R_i} \text{ (Radio excéntrico)}$$

b = distancia entre centros de tubo exterior e interior

R<sub>o</sub> = radio del cilindro exterior

R<sub>i</sub> = radio del cilindro interior

K = relación del radio del cilindro interior para el radio del cilindro exterior<sup>5</sup>

**Cartalos et al.** Examinaron el efecto de rotación de la tubería de perforación, así como la excentricidad de la tubería. Sin embargo, la expresión que desarrollaron fue para efectos de excentricidad.

Suponiendo que no hay rotación, utilizando fluidos de ley de potencia de n, el índice de comportamiento de los fluidos, de 0,5. Su expresión es la siguiente:

$$R = \left(1 + 3\varepsilon_0^2 + \frac{3}{8}\varepsilon_0^4\right)^{-0.5}$$

Donde:

R = proporción de pérdida de presión en el anillo excéntrico a la pérdida de presión en la corona circular concéntrica.

$$\varepsilon_0 = \frac{S_0}{d}$$

S<sub>0</sub> = constante definida por la distribución del peso a lo largo de la cadena de perforación y la desviación del agujero o de la carcasa del eje de la dirección vertical.

d = diámetro del cilindro exterior.

Los términos de relación definidos anteriormente se multiplican por la pérdida de presión en el espacio anular concéntrico para obtener ésta pérdida en el espacio anular excéntrico<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup>**ARGILLIER**, J.F, **AUDIBERT**, A., Janssen, M., Demoulin, A.: Performance of a New Biodegradable Ester Based Lubricant for Improving Drilling Operations with Water Based Muds, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 1997.

<sup>6</sup>**BOURGOYNE**, A.T. Jr., **MILLHEIM**, K.K., **CHENEVERT**, M.E., and **YOUNG**, F.S. Jr.: "Applied Drilling Engineering," SPE Textbook Series, Vol. 2, pp. 41-183, 1991.

**Silva et al.** Realizaron un estudio experimental para investigar los efectos de la excentricidad en la pérdida de presión por fricción en el espacio anular, llegaron a la conclusión de que las pérdidas de presión por fricción eran 18-40% menos en anillos totalmente excéntricos que en coronas circulares concéntricas. En la comparación de los resultados de su trabajo experimental con la ecuación de Hacıislamoglu, descubrieron que la ecuación subestima la relación de las pérdidas de presión por fricción en anillos excéntricos y concéntricos para fluidos no newtonianos en flujo laminar con un error promedio del 15%; debido a que la ecuación de Hacıislamoglu se aplica principalmente al flujo de fluido en tuberías lisas<sup>7</sup>.

**Oomes and B.E. Kampman.** Indagaron a través de un análisis numérico el comportamiento de fluidos Newtonianos cuando la tubería de perforación está recostada a una de las caras del pozo (posición excéntrica) de corto diámetro; su modelo consistió en hacer pasar el fluido por el estrecho espacio anular que hay entre la tubería excéntrica y la cara del pozo, las variables más relevantes para el estudio fueron el caudal (gpm), la densidad del fluido de perforación, posición excéntrica y la geometría del pozo (diámetro del hueco y diámetro externo de la tubería). Los autores concluyeron que al estar la tubería recostada sobre una de las paredes del pozo mengua la velocidad del fluido debido a la reducción del espacio anular y esto tiene como consecuencia una disminución en la cantidad de sólidos transportados, es decir, se puede presentar una acumulación de estos<sup>8</sup>.

**Wilson Chin and Xiaoying Zhuang, Stratamagnetic Software, LLC.** Estudiaron la capacidad de transporte de recortes para fluidos no Newtonianos, usando los modelos reológicos de ley de potencia y ley de potencia modificada. Su metodología consistió en observar el comportamiento del lodo cuando la tubería

---

<sup>7</sup> **SILVA**, M.A. and **SHAH**, S.N.: Friction Pressure Correlations of Newtonian and Non-Newtonian Fluids Through Concentric and Eccentric Annuli, Houston, TX, Abril, 2000.

<sup>8</sup> **OOMS**, Deft U & **KAMPMAN** Reinhatz , Influence of Drillpipe Rotation and Eccentricity on Pressure Drop Over Pore Hole with Newtonian Liquid During Drilling, SPE, 2000

está estática, deslizándose o rotando, como resultado de ésta investigación establecieron que la eficiencia del transporte de ripios depende de las propiedades reológicas del fluido ( $\mu$ ,  $\rho$ ) y las características del flujo (volumen, velocidad)<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> **CHIN** Wilson & **ZHUANG**, Exact non-Newtonian Flow Analysis of Yield Stress Fluids in Highly Eccentric Borehole Annuli with Pipe or Casing Translation and Rotation. Society of Petroleum Engineers, 2010

## **1. SISTEMA DE PERFORACIÓN**

Una buena técnica para realizar operaciones de perforación contribuye en el resultado de un proyecto; en el presente capítulo se muestran los parámetros básicos que debe conocer un ingeniero que desarrolle labores en ésta área; en este sentido se describen los 5 sistemas en los que son divididos los equipos de perforación. Cumpliendo con el objetivo de la presente investigación, de los 5 sistemas el más relevante es el de circulación, razón por la cual se encuentra más detallado.

### **1.1 DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN**

El proceso de perforación consiste en conectar el ensamblaje de fondo (BHA) a la broca, con el propósito de penetrar las diferentes formaciones, aplicando los factores mecánicos óptimos (peso y rotación) para obtener la mejor tasa de penetración. Durante el proceso se analizan las brocas, los criterios de selección, el mecanismo de corte, los factores mecánicos, la evaluación y la longitud de los tubos.

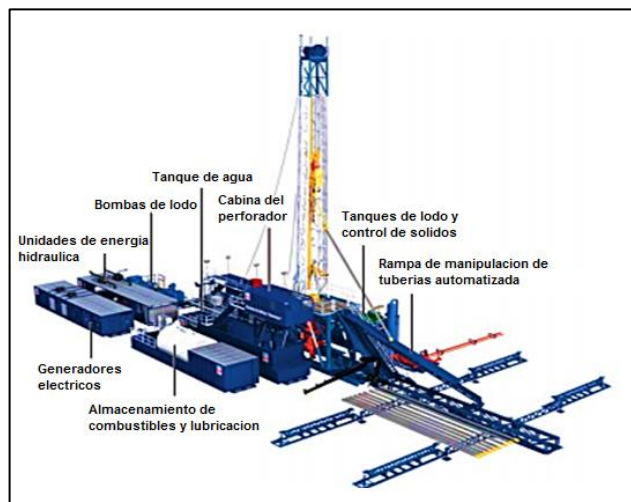
### **1.2 PROCESO DE PERFORACIÓN**

La perforación consiste en la aplicación de un conjunto de técnicas y procesos, con la finalidad de construir pozos, sean productores (de petróleo y gas) o inyectoros. El objetivo de una perforación es generar el menor daño posible al pozo, dentro del margen económico pre-establecido, cumpliendo con las normas de seguridad y ambiente. Los pozos se clasifican según su trayectoria en verticales, horizontales y según su propósito en exploratorio, delineador y productor.

Los equipos de perforación están compuestos por cinco sistemas:

1. Sistema de potencia (motriz)
2. Sistema de rotación
3. Sistema de levantamiento o izado de cargas
4. Sistema de circulación de fluidos (hidráulico)
5. Sistema de prevención de reventones

Figura 2. Sistema de perforación



Fuente: Oilfield Review is Schulmberger, Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento, 2013.

### 1.2.1 Sistema de potencia (motriz).

La potencia generada por los motores primarios debe ser transmitida a los equipos para proporcionarle movimiento; si el taladro es mecánico, ésta potencia va directamente del motor primario al equipo; si el taladro es eléctrico, la potencia mecánica del motor se transforma en potencia eléctrica con los generadores y se transmite a motores eléctricos acoplados a los equipos, logrando su movimiento.

Cada torre de perforación moderna utiliza motores de combustión interna como fuente principal de energía o de movimiento. La mayoría de las torres necesitan

más de un motor para que les suministre la energía necesaria. Los motores en su mayoría utilizan diésel, porque el diésel como combustible es más seguro de transportar y de almacenar a diferencia de otros combustibles tales como el gas natural, el gas LP o la gasolina. Este sistema se subdivide en dos partes:

**I. Generación de potencia.** La forma más común es el uso de Motores de Combustión Interna, estos motores son normalmente alimentados por combustible Diésel, su número depende del tamaño del equipo al que van a suministrar la potencia; muchos equipos modernos tienen 8 Motores de Combustión Interna o más.

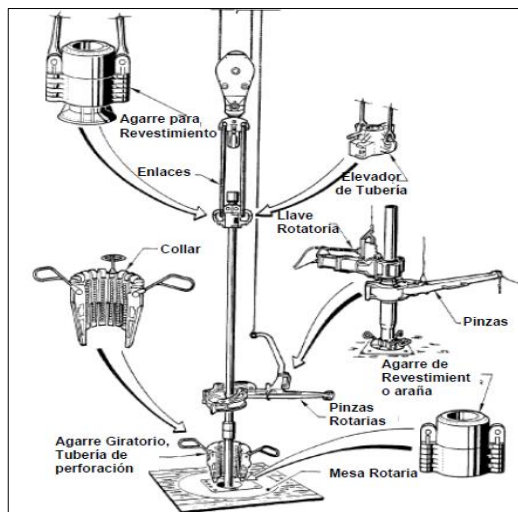
**II. Transmisión de potencia.** Se encuentran de dos tipos.

- **Transmisión eléctrica de energía:** Las instalaciones diésel-eléctricas utilizan motores diésel, los cuales proporcionan energía a grandes generadores de electricidad, quienes a su vez producen electricidad transmitiéndola hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo, el malacate, las bombas de lodo y la mesa rotaria. La mayoría de los equipos en la actualidad utilizan esta forma de transmisión de potencia.
- **Transmisión mecánica de energía:** En una instalación de transmisión mecánica, la energía se emite desde los motores hasta el malacate, las bombas y otra maquinaria a través de un ensamble conocido como la central de distribución. Actualmente no es muy utilizada aunque todavía se emplea en algunos equipos viejos y se denomina también sistema de transmisión compuesta.

### 1.2.2 Sistema de rotación.

Es el sistema que proporciona la rotación necesaria a la sarta para que la broca pueda penetrar la corteza terrestre hasta las profundidades donde se encuentran los yacimientos. También es conformado por el ensamblaje rotatorio que puede ser convencional o top drive, la sarta de perforación y las brocas de perforación.

Figura 3. Esquema del sistema de rotación

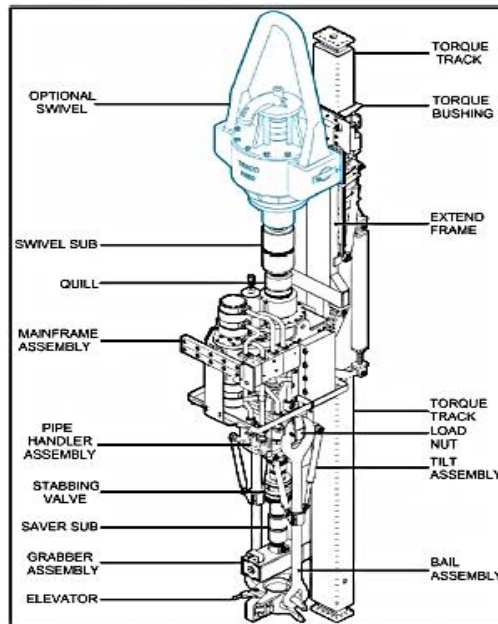


Fuente: Baker Hughes INTEQ, Manual de Ingeniería, Oil Field Familiarization, 1998.

Entre los componentes principales del sistema de rotación se encuentran:

**Top drive:** Motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación. Esta herramienta se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y la broca. Los equipos son portátiles (con y sin swivel). El sistema de top drive reemplaza las funciones de una mesa rotaria, permitiendo rotar la sarta de perforación desde el tope, usando una cabeza de inyección propia, en lugar de la cabeza de inyección Kelly y mesa rotaria convencionales. Además el sistema se maneja a control remoto desde la consola del perforador.

Figura 4. Esquema top drive



Fuente: **MORENO** Gelber & **BALLESTEROS** Javier, Perforación de pozos de petróleos con técnica no convencional Casing Drilling . Proyecto de Grado, UIS, 2011.

✓ **Sarta de perforación:** La sarta de perforación o también conocida como columna de perforación es la encargada de transmitir las fuerzas de empuje y rotación a la broca, además de determinar la profundidad del pozo.

La sarta de perforación está compuesta por los siguientes elementos:

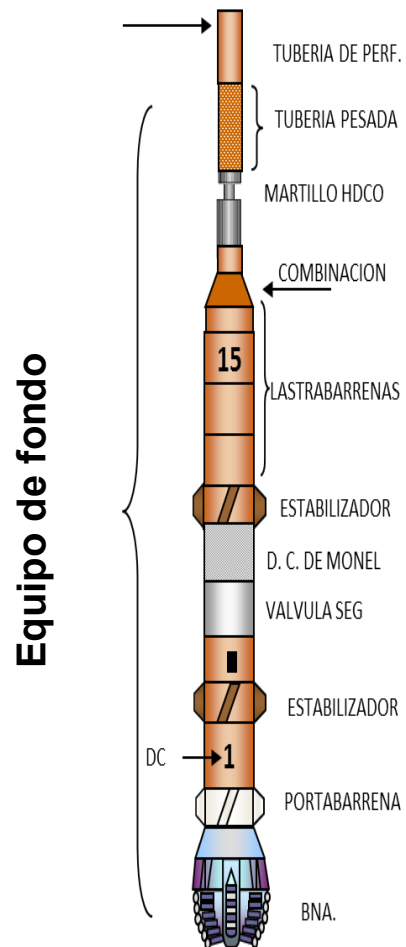
- **Tubería de perforación (TP):** Es aquella que se utiliza para realizar viajes al fondo del pozo con el objetivo de perforar, circular, repasar y otros, también es llamada tubería de trabajo.
- **Lingada y/o parada:** Es aquel grupo de tubería de perforación formada por dos o tres tubos.

- **Tubería de revestimiento (TR):** Es aquella tubería que es introducida a un pozo y cementada con el objetivo de aislar zonas débiles o formaciones friables.

Figura 5. Diseño de sartas de perforación

- ✓ **Barrena.**
- ✓ Porta barrena (liso o estabilizador).
- ✓ Motor de fondo (**opcional**)
- ✓ Doble caja.
- ✓ Válvulas de seguridad.
- ✓ **Lastra barrenas (Drill Collar).**
- ✓ Junta de seguridad.
- ✓ Rimas.
- ✓ Estabilizadores.
- ✓ Martillos.
- ✓ **Tubería pesada (Heavy Weight).**
- ✓ Canastas colectoras.
- ✓ **Tubería de perforación.**
- ✓ Sustituto de la flecha.
- ✓ Hules protectores.

**Tubería de perforación**



Fuente: **SOTO PINEDA** Luis, Herramientas de Perforación, Guías de clase Universidad Nacional de México, 2011.

- **Drill collar (DC):** Tubería de mayor diámetro exterior a la tubería de producción y de menor diámetro interior a la tubería de perforación, utilizada para darle peso a la barrena y se coloca arriba de ella.

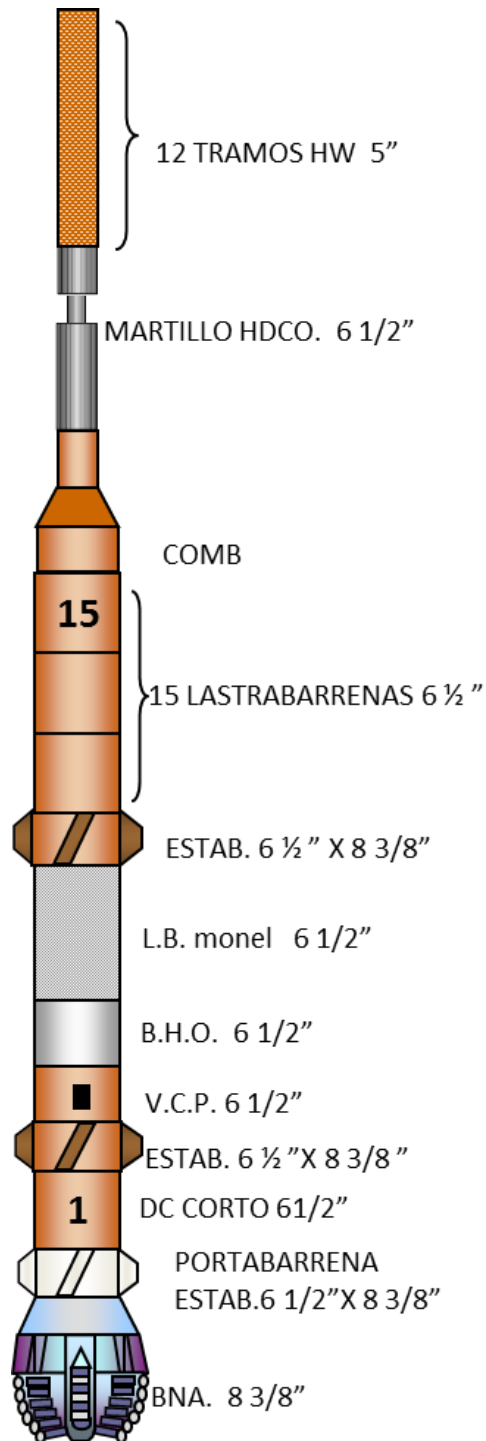
- **Heavy weight (tubería pesada, HW):** Es del mismo diámetro exterior que la tubería de producción, pero de menor diámetro interior, por lo tanto su peso unitario es mayor a la tubería de producción, pero menor al del drill collar (DC), se coloca arriba de los drill collars.
- **Barrena:** Herramienta de corte que se localiza en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de perforación rotatoria.

Figura 6. Barrena



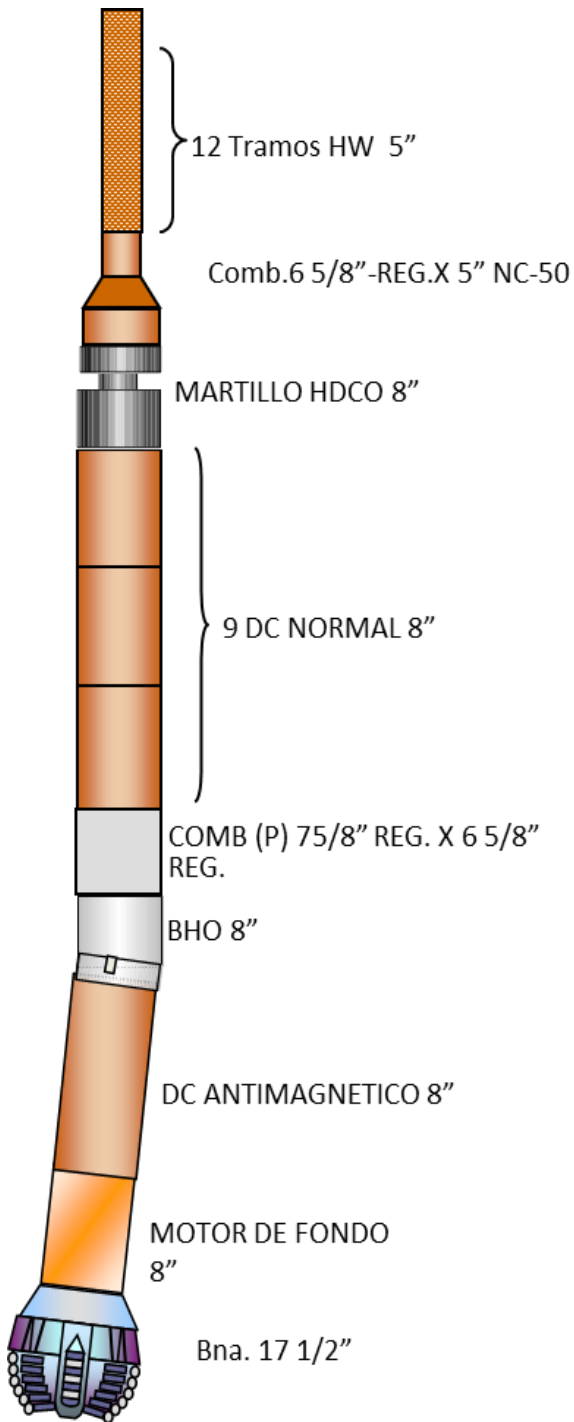
Fuente: Imágenes del Equipo de Perforación, El Rincón Petrolero, 2013. Disponible en la web <http://www.elrinconpetrolero.blogspot.com>. Fecha de consulta: 22 de Agosto 2013.

Figura 7. Ensamblaje de fondo (BHA)



Fuente: **SOTO PINEDA** Luis, Herramientas de Perforación, Guías de clase Universidad Nacional de México, 2011.

Figura 8. Ensamblaje de fondo (BHA) para pozo desviado



Fuente: **SOTO PINEDA** Luis, Herramientas de Perforación, Guías de clase Universidad Nacional de México, 2011.

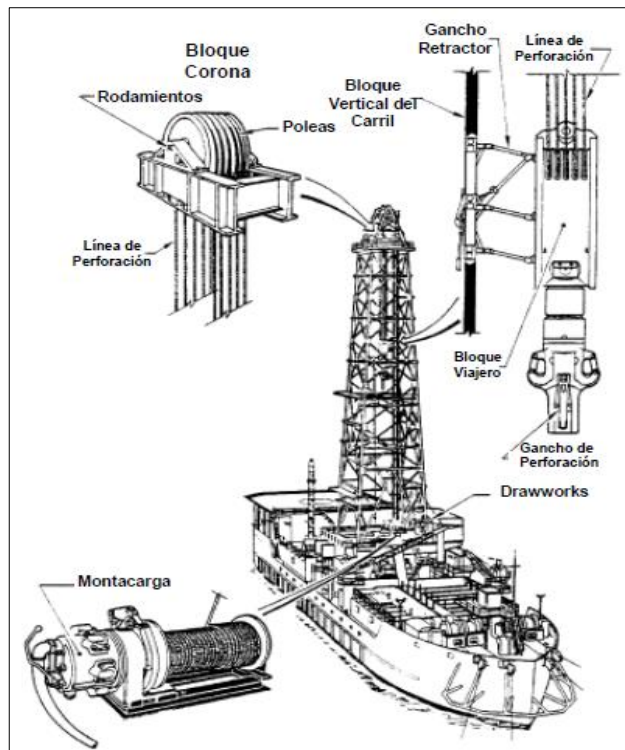
### 1.2.3 Sistema de levantamiento.

Su finalidad es proveer un medio para bajar o levantar sartas de perforación o de revestimiento y otros equipos de subsuelo. Los componentes del sistema de levantamiento se dividen en componentes estructurales, equipos y accesorios.

Dentro de los componentes estructurales se encuentran:

- ✓ Cabria
- ✓ Subestructura
- ✓ Bloque corona
- ✓ Encuelladero
- ✓ Planchada

Figura 9. Esquema del sistema de levantamiento de cargas



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Manual de Ingeniería, Oil Field Familiarization, 1998.

Dentro de los equipos y accesorios del sistema de levantamiento existen:

- ✓ **Malacate:** Elemento que utiliza la energía del sistema de potencia para aplicarle fuerza al cable de perforación. Está provisto de un sistema de frenos para controlar las altas cargas y un sistema de enfriamiento para disipar el calor generado por la fricción en las balatas.
- ✓ **Bloque viajero:** Conjunto de poleas que van unidas mediante un cable de acero a la corona, permite levantar, bajar y sostener el conjunto de tubos de perforación.
- ✓ **Gancho:** Equipo de gran capacidad en forma de “J” utilizado para colgar otros equipos, en especial la unión giratoria y el vástago de perforación, los brazos del elevador o las unidades de mando superior. El gancho se fija en la parte inferior del bloque viajero (aparejo móvil) permitiendo levantar cargas pesadas con el bloque viajero.
- ✓ **Elevador:** Mecanismo articulado que puede cerrarse alrededor de la columna de perforación para facilitar su bajada o su extracción del pozo. En posición cerrada los brazos del elevador se traban entre sí formando un anillo de sustentación de la carga alrededor del componente.
- ✓ **Unión giratoria:** Dispositivo mecánico que cuelga el peso de la sarta de perforación. Está diseñado para permitir la rotación de la sarta que se encuentra debajo, acarreando grandes volúmenes de lodo de perforación de alta presión entre el sistema de circulación del equipo de perforación y la sarta de perforación.
- ✓ **Cable de perforación (guaya):** Une al malacate con el ancla del cable y está guarnido a través de la corona y la polea viajera con objetivo de darle movimientos verticales a ésta.
- ✓ **Sistema de poleas:** Encargado de unir mediante el cable de perforación al malacate con la tubería de perforación o revestimiento y proporciona un medio mecánico para bajar o levantar dichas tuberías.

El sistema de poleas se compone por la corona y la polea viajera.

- ✓ **La corona:** Es una serie de poleas fijas colocadas en la parte superior del mástil. Es un componente que se utiliza para la elevación de equipos de perforación o de workover.
- ✓ **La polea viajera:** Como su nombre lo indica, es de libre movilidad. También se le conoce como: Block y gancho

#### 1.2.4 Sistema de circulación de fluidos (hidráulico).

Sistema encargado de mover el fluido de perforación en un circuito cerrado de circulación, succionando de los tanques activos, enviándolo por medio de las líneas de descarga hacia la cabria, pasando a través de las conexiones superficiales de la sarta de perforación, boquillas de la broca y de los espacios anulares hasta retornar nuevamente a los tanques activos, pasado por los equipos separadores de sólidos.

El sistema de circulación está compuesto por:

- ✓ El fluido (lodo) de perforación
- ✓ El área de preparación del lodo
- ✓ Los equipos de circulación
- ✓ El área de acondicionamiento del lodo

Los equipos de circulación son:

- **Presas:** Su función principal radica en descarga, aislamiento y succión, generalmente se utilizan tres presas conectadas entre sí, con capacidad suficiente para almacenar cuando menos 1.5 veces el volumen total del pozo.

- ✓ **Presa 1:** Conocida como presa de descarga ya que en ella es donde descarga el pozo; es aquí donde se instala la temblorosa para eliminar los recortes de mayor tamaño (40 micras).
  - ✓ **Presa 2:** Vista como presa de asentamiento, es aquí donde se le da tratamiento al lodo y se instala el equipo de control de sólidos para eliminar los sólidos de menor tamaño.
  - ✓ **Presa 3:** Llamada presa de succión porque de aquí la bomba de lodos succiona el lodo para enviarlo al pozo.
- **Bomba de lodos:** Es el componente más importante en el sistema de circulación con la potencia hidráulica suministrada por ésta, pues de ello dependerá el gasto y la presión requeridos para una buena limpieza del pozo. Se compone de dos partes: Mecánica e Hidráulica. Ambas partes son accionadas al aplicarle potencia un motor de combustión interna o un motor eléctrico.
  - **Stand pipe:** Pieza tubular fijada a una pierna del mástil, en el extremo inferior se conecta con la descarga de la bomba y en el extremo superior se conecta a una manguera flexible de alta presión.
  - **Manguera, cuello de ganso y swivel:** El cuello de ganso es una pieza tubular que une a la manguera flexible con el swivel. El swivel se conecta en su parte inferior con la flecha o Kelly y nos permite girar la sarta de perforación mientras se circula.
  - **Kelly:** Conocida como barra conductora, dependiendo de ella toda la columna de perforación, su función es transmitir el giro que le proporciona la mesa de rotación al varillaje, permitir su descenso y ascenso, así como conducir por su interior el fluido de perforación que ha de circular por todo el varillaje.
  - **Piscinas de lodo:** El lodo es hecho y almacenado en piscinas o tanques que tienen distintos nombres según su función:

- ✓ **Tanque de premezclado:** Se adicionan y mezclan los productos químicos que han de entrar al sistema.
  - ✓ **Piscina de succión:** Donde las bombas toman lodo para comenzar su viaje dentro de la tubería de perforación. Piscina activa por excelencia, conectada directamente al pozo.
  - ✓ **Piscinas de reserva:** Contienen el volumen adicional de lodo, no forman parte del circuito activo.
  - ✓ **Piscina de zaranda:** Situada inmediatamente debajo de la zaranda. Lleva integrada la trampa de arena cuyo propósito es permitir al material más fino (arenas y limos) decantar del lodo para poder ser removidos con mayor facilidad.
  - ✓ **Tanque de viaje:** Tanque más pequeño usado para monitorear pequeños desplazamientos del lodo. Por ejemplo viajes de tubería y el monitoreo de una patada de pozo.
  - ✓ **Tanque de píldora:** Utilizado para preparar pequeños volúmenes de lodo que puedan ser requeridos para operaciones dadas durante la perforación. El número y tamaño de piscinas dependerá del tamaño y profundidad del pozo. Normalmente se usan de 4 a 6 piscinas pero en pozos más grandes y profundos el número puede ser de 16 o más.
  - ✓ **Piscina de reserva:** Lugar donde se guarda una reserva de fluido, también se usa para almacenar residuos líquidos y se hace excavada en el suelo cubriendo sus paredes con arcilla o membrana plástica para prevenir la contaminación del suelo.
- **Sarta:** Compuesta por la tubería de perforación, cada extremo de las juntas contiene roscas. El extremo con las roscas interiores se conoce como la caja y el de las roscas exteriores se conoce como piñón.
  - **Barrena:** Ligada con el fluido de perforación, se dispone para descargarse por los orificios de salida de la broca, de modo que se pueden llamar “brocas de arrastre o de conos”, cada una de ellas posee características específicas.

- **Espacio anular agujero – DC:** Diferencia de diámetro que existe entre la broca y la barra.
- **Línea de flote, descarga y retornos:** Estas conectan las líneas que transportan el lodo bajo presión. Las líneas de descarga llevan el lodo fresco y tratado a la sarta de perforación. La línea de retorno lleva al lodo contenido y gases por gravedad, desde la boca del pozo, al área de acondicionamiento.
- **Zarandas:** La zaranda es el primer equipo utilizado para el control de los sólidos producto de la perforación, se instala sobre la presa de descarga, consta de una malla que es movida a través de un motor. El tamaño de las partículas retenidas depende del tamaño de la malla utilizada, generalmente retiene partículas mayores de 40 micras.

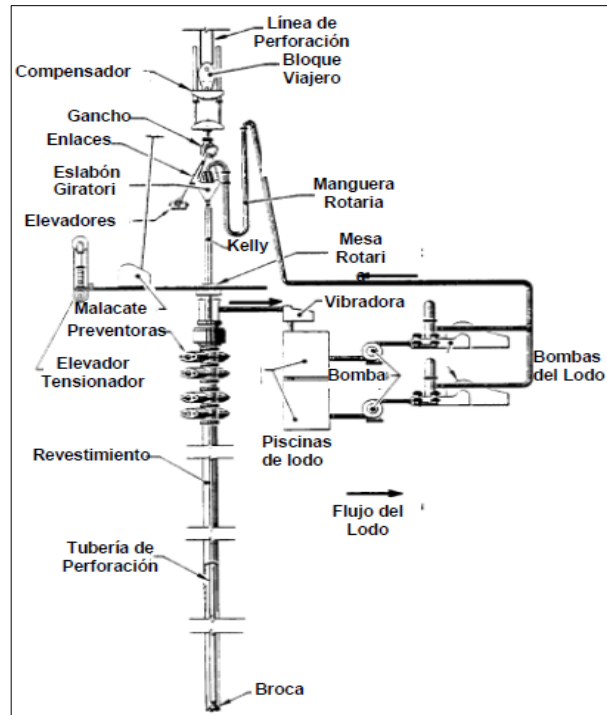
### 1.2.5 Sistema de prevención de reventones.

Sistema diseñado para cerrar el pozo en caso de contingencia y permitir el desalojo de arremetidas ocurridas durante el proceso de perforación o reacondicionamiento. El sistema está integrado por: Válvulas de seguridad, carreta de perforación, múltiple de estrangulación, unidad acumuladora de presión, tanques de viajes, separadores de gas y línea de venteo.

El Sistema para control del pozo tiene 3 funciones:

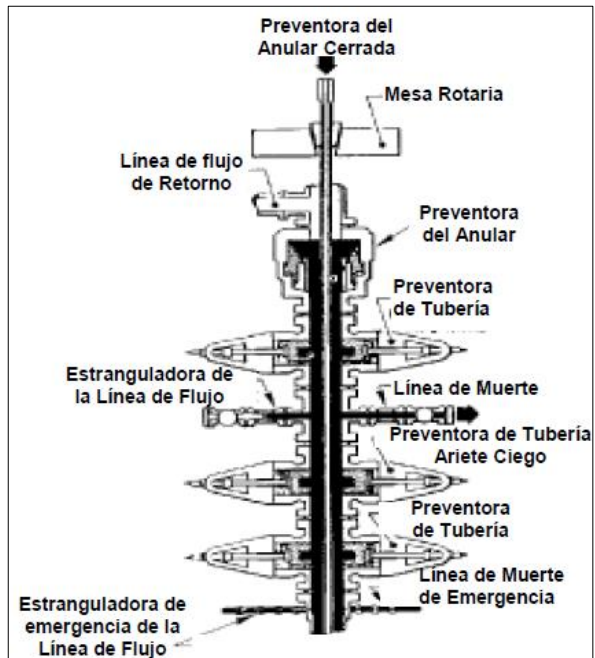
- Cerrar el pozo en caso de un Influjó imprevisto.
- Colocar suficiente contra-presión sobre la formación.
- Recuperar el Control Primario del Pozo.

Figura 10. Esquema del sistema de circulación de fluidos



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Manual de Ingeniería, Oil Field Familiarization, 1998.

Figura 11. Esquema del preventor anular

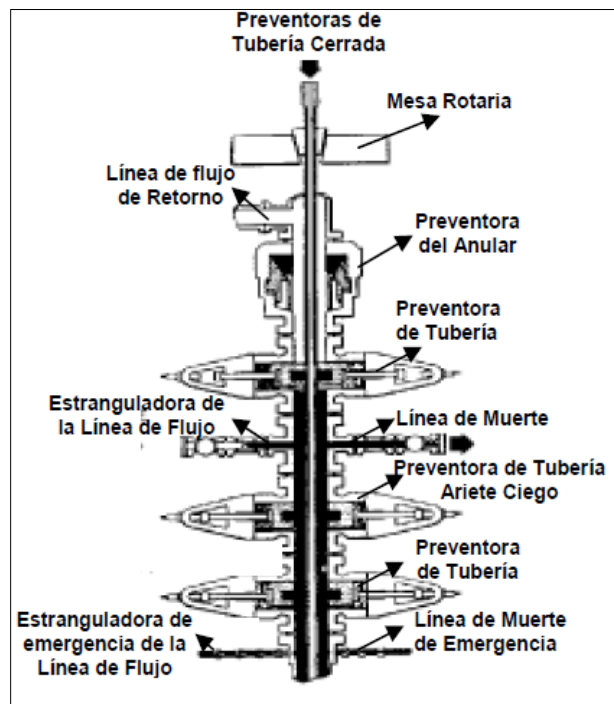


Fuente: Baker Hughes INTEQ, Manual de Ingeniería, Oil Field Familiarization, 1998.

Existen dos tipos básicos de preventores:

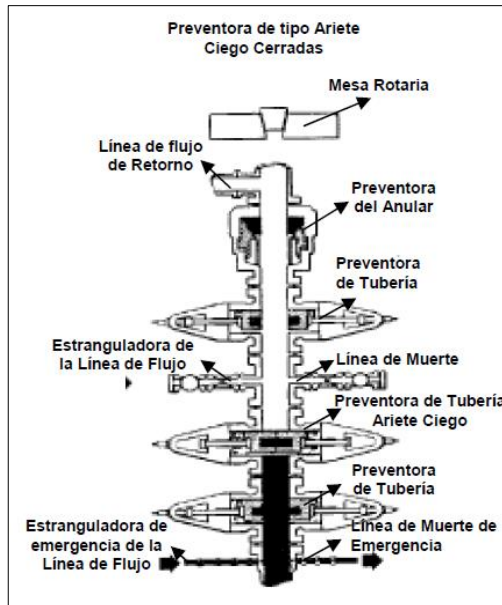
- **Anulares:** Poseen un elemento de goma que sella al cuadrante, la sarta de perforación, los porta brocas o al hueco mismo.
- **De Ariete:** Son grandes válvulas de acero (arietes) que tienen elementos de goma que sirven de sello, entre estas se encuentran:
  - ✓ **Preventora de tipo ariete de tubería (Pipe Rams):** Tienen una cara moldeada de goma, permitiendo encajar alrededor de algún tipo de sarta de perforación, cerrando el flujo de fluidos a través del anular.
  - ✓ **Preventora de tipo ariete ciego (Blind Rams):** Estas son preventoras hidráulicas, que cierran el pozo de manera completa, por lo tanto solo se usan cuando no se encuentra sarta de perforación.

Figura 12. Esquema de una preventora de ariete de tubería



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Manual de Ingeniería, Oil Field Familiarization, 1998.

Figura 13. Esquema de preventora de ariete ciego



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Manual de Ingeniería, Oil Field Familiarization, 1998.

Los componentes de un sistema de prevención de reventones son:

- **Estranguladores:** Válvulas que pueden abrirse o cerrarse completamente, existen múltiples posiciones entre los dos extremos para circular la arremetida hacia afuera y bombear lodo nuevo hacia el hueco.
- **Acumuladores:** Son varios recipientes en forma de botella o esféricos están localizados en la unidad de operaciones, siendo allí donde se guarda el fluido hidráulico.
- **Separador de lodo y gas:** Pieza esencial en la instalación para poder controlar una arremetida de gas. Este equipo permite restaurar el lodo que sale del pozo mientras ocurre un cabeceo, permitiendo así separar el gas y quemarlo a una distancia segura de la instalación.
- **Desgasificador:** Permite la separación continua de pequeñas cantidades de gas presentes en el lodo para evitar la reducción de la densidad del mismo, la eficiencia de la bomba del lodo y la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo.

- **Líneas de matar:** Van desde la bomba del lodo al conjunto de válvulas de seguridad, conectándose a estas en el lado opuesto a las líneas de estrangulación. A través de esa línea se bombea el lodo pesado al pozo hasta que la presión se haya restaurado, lo cual ocurre cuando se ejerce suficiente presión hidrostática contra las paredes del hueco para prevenir cualquier irrupción del fluido al pozo.
- **Tanque de viaje:** Estructura metálica utilizada con la finalidad de contabilizar el volumen de lodo en el hueco durante los viajes de tuberías; permitiendo detectar si la sarta de perforación está desplazando o manteniendo el volumen dentro del hueco cuando se meta o saque la tubería del mismo. Posee una escala graduada que facilita la medición más exacta de estos volúmenes.

Todas las herramientas anteriormente mencionadas en especial la del sistema de circulación tienen influencia (en su manejo) en el análisis de hidráulica del pozo, en el siguiente capítulo se hace un estudio de los parámetros que hacen parte de esos estudios.

## 2. HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN

Relacionado con los fluidos de perforación el término “hidráulica” se refiere a la operación donde el fluido se utiliza para transferir presión desde la superficie a la broca y la caída de presión a través de la misma; se usa para mejorar la tasa de penetración, parte de la energía del fluido también se gasta al limpiar el área que está por delante de la broca de los ripios generados, evitando la aglomeración de los mismos en el cuerpo y cara de la broca.

La reología y la hidráulica son estudios del comportamiento del fluido que están relacionados entre sí; la hidráulica describe la manera en que el flujo de fluidos crea y utiliza las presiones; en los fluidos de perforación, el comportamiento de flujo del fluido debe ser descrito usando modelos reológicos y ecuaciones, antes de poder aplicar las ecuaciones de hidráulica.

Para que el fluido realice algunas de sus otras funciones (como la de arrastrar los ripios a la superficie), la bomba del fluido deberá ser capaz de vencer las pérdidas acumuladas de presión asociadas con el equipo superficial, la sarta de perforación, la broca y el anular. La bomba también deberá ser capaz de enviar un caudal, a esa presión antes mencionada, que sea suficiente para transportar los ripios hacia arriba y fuera del pozo, estas pérdidas de presión también afectan la presión total ejercida por la columna de fluido sobre la cara del pozo, potencialmente aumentando la pérdida de circulación, más otros asuntos relacionados con la estabilidad del pozo.

La planeación de la hidráulica es parte del proceso general de optimización de la perforación, incluye un balance calculado de los distintos componentes de sistema de circulación para hacer máxima la rata de penetración (ROP) y mantener limpios la broca y el pozo. En la Figura 15 y 16 encontramos el esquema de la metodología del plan de actividades del sistema de circulación.

En este capítulo se hace una profundización de las variables implicadas en los análisis de reología del fluido e hidráulica de perforación, al igual que los parámetros que se evalúan para determinar la eficiencia de limpieza del pozo.

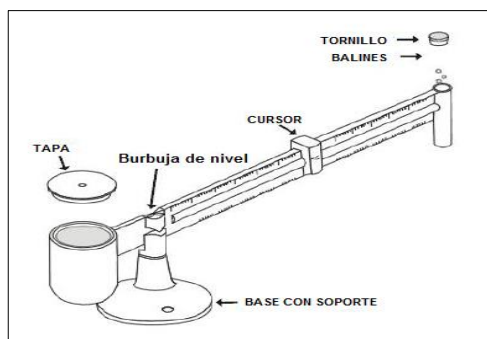
## 2.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Para que cumplan las funciones los fluidos de perforación necesitan contar con una serie de propiedades, las cuales son controladas según los tipos y las concentraciones de los aditivos que se incluyan en la formulación del lodo.

### 2.1.1 Densidad.

Está definida como el peso por unidad de volumen, conociéndose como peso del lodo, expresado en libras por galón (LPG), depende del tipo de líquido usado y del material densificante; el peso del lodo debe ser suficiente para contener el fluido de la formación, pero no muy alto como para fracturar la formación. Es importante también mantener el peso del lodo para proporcionar soporte de las formaciones expuestas en el hueco abierto, se determina empleando una balanza de lodos (permite conocer, además de la densidad en lbs/gal y lbs/pie<sup>3</sup>, la gravedad específica y gradiente de presión por cada mil pies).

Figura 14. Balanza de lodos



Fuente: Tomada y modificada de: Unidad 1, lodos de perforación. Ing Mario Arrieta.

Figura 15. Metodología del plan de actividades del sistema de circulación

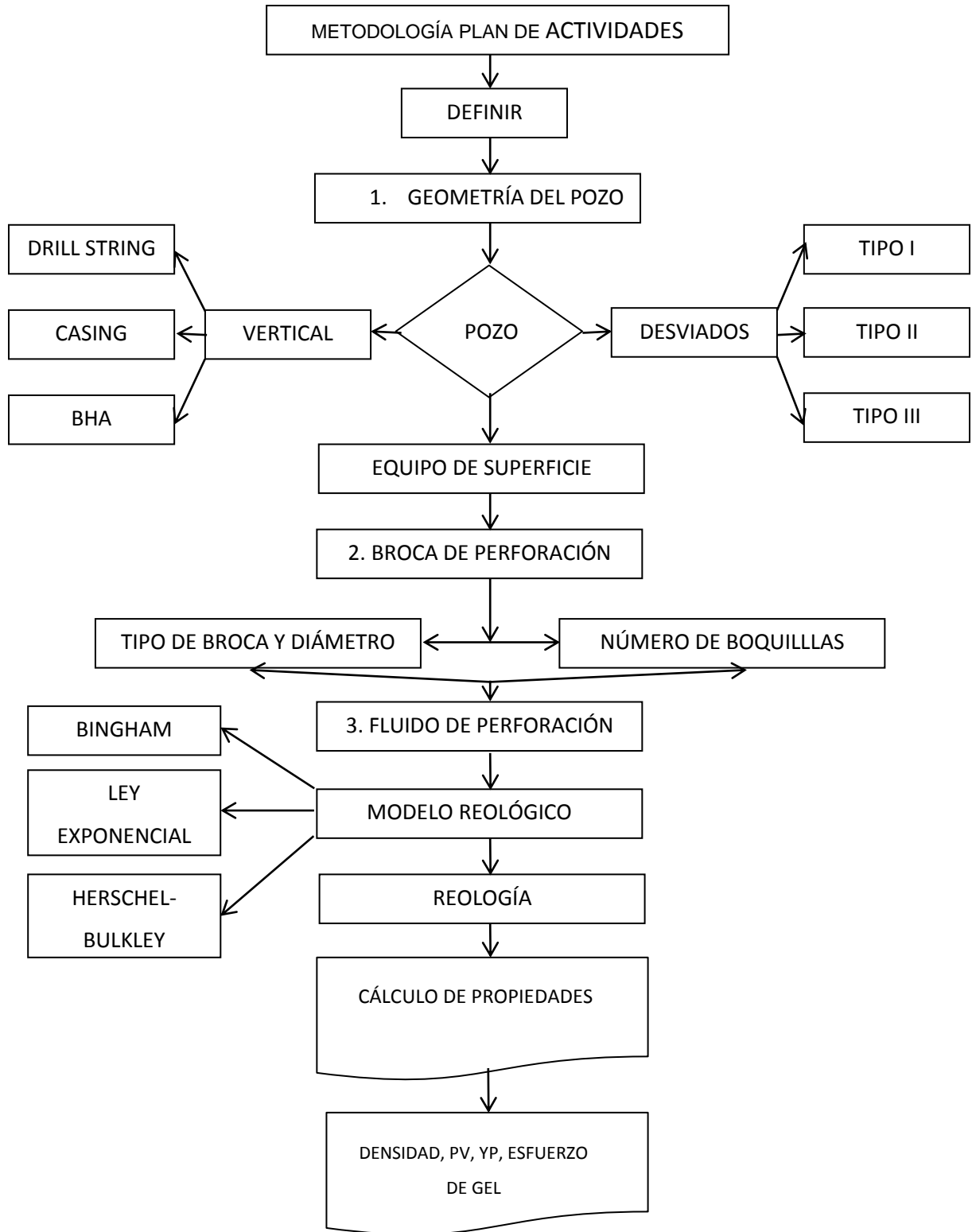
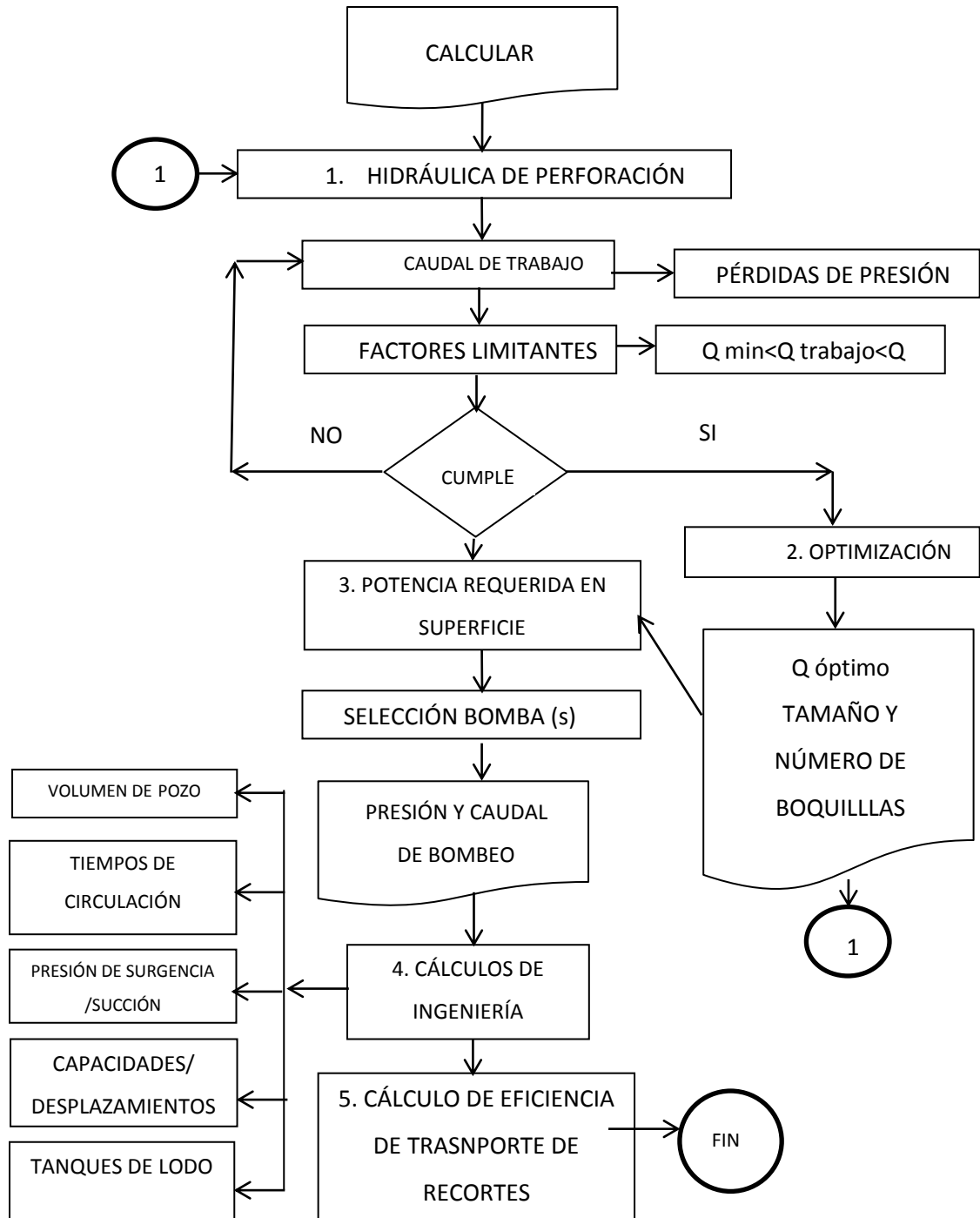


Figura 16. Metodología del plan de actividades del sistema de circulación (continuación)

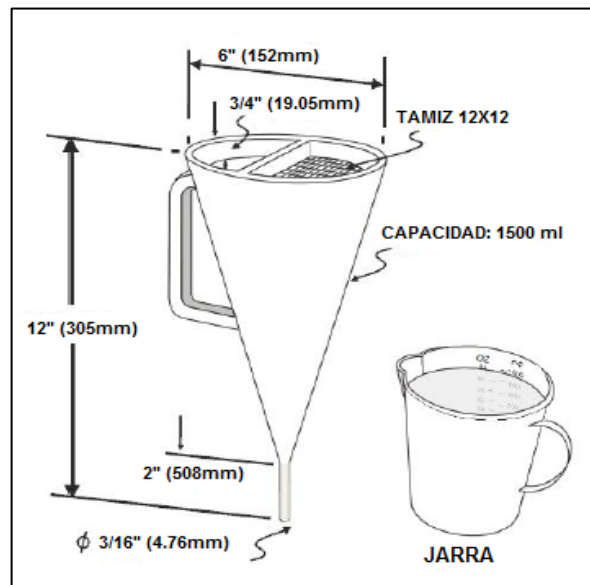


Fuente: Diseño de un sistema integrado para el sistema de circulación para la perforación de pozos.

### 2.1.2 Viscosidad del lodo.

Se define como la resistencia interna de un fluido a fluir (deformarse). Se emplea el embudo de Marsh que mide la viscosidad del fluido en un tiempo determinado, es el número de segundos requeridos para que un cuarto (946mL) de lodo pase a través de un tubo de 3/16 pulgadas, colocando a continuación un embudo de 12 pulgadas de largo.

Figura 17. Embudo Marsh



Fuente: Tomada y modificada de: Unidad 1, lodos de perforación. Ing. Mario Arrieta.

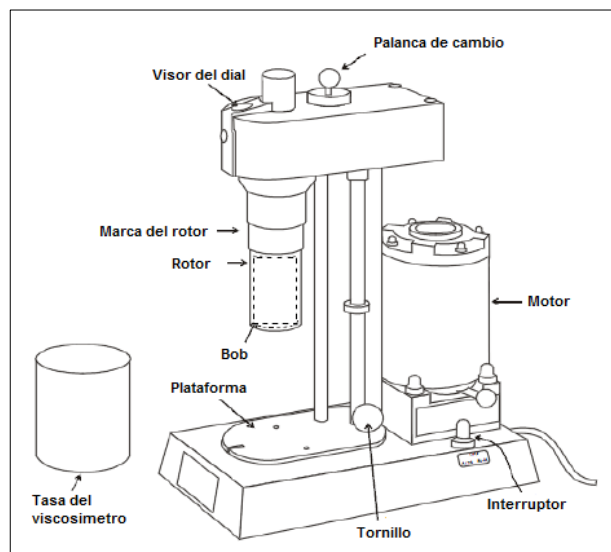
### 2.1.3 Viscosidad plástica.

Resistencia del fluido a fluir, causada por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida; se ve afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo. El control de la viscosidad plástica en los fluidos de baja y alta densidad es necesario para mejorar el comportamiento reológico y principalmente alcanzar altas tasas de penetración; existen tres formas de controlar la concentración de

los sólidos perforados: dilución, sedimentación y control mecánico de los mismos. La unidad utilizada para su medición es el centipoises (Cp) que se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional tomando la lectura de 600 rpm y restándole la de 300 rpm.

$$VP = \Theta_{600} - \Theta_{300}$$

Figura 18. Reómetro



Fuente: **ARRIETA** Mario, Lodos De Perforación, Unidad 1, pdf, 2010. Modificada por los autores.

#### 2.1.4 Viscosidad aparente.

Se obtiene de la lectura de 600 rpm dividido entre dos.

$$V_a = \frac{\theta_{600}}{2}$$

#### 2.1.5 Punto cedente (yiel point).

El punto de cedencia se define como la parte de la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre partículas. Esta fuerza de atracción es una

consecuencia de las cargas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida. Los valores altos de punto cedente pueden tener varias causas, algunas de ellas son presencia de contaminantes como sal, cemento o anhídrita, llegando a provocar la floculación de la arcilla. Un aumento en la concentración de sólidos aumenta el número de cargas de superficie y disminuye la distancia entre ellas.

### **2.1.6 Resistencia de gel.**

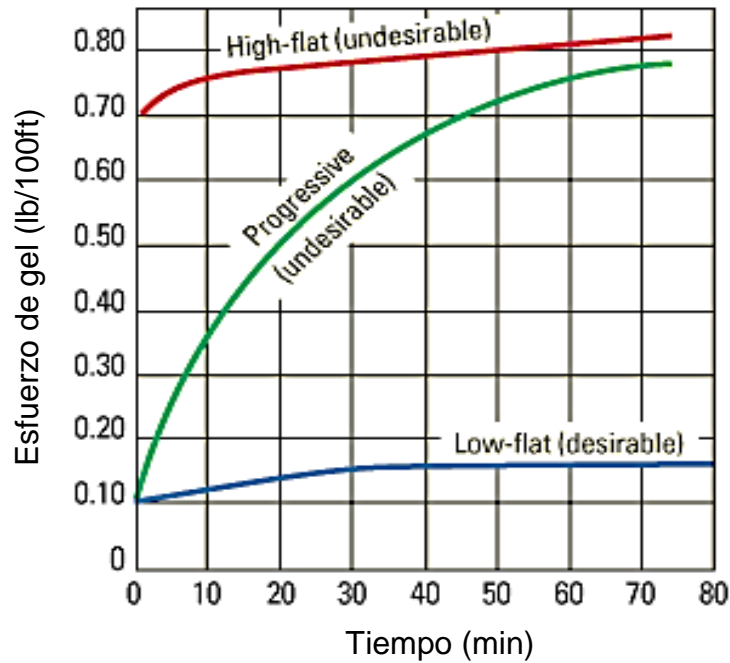
Es una medida de las fuerzas de atracción en un sistema de lodo, midiendo la fuerza de atracción estática. Cuando un lodo ha sido sometido a velocidades de corte cero (0) o cercanas a cero (0), durante cierto tiempo el fluido tiende a desarrollar una estructura de gel rígida o semirrígida, más conocido como tixotropía. La probable aparición de dificultades en un sistema de lodo se refleja habitualmente en la ocurrencia de geles progresivos o de geles instantáneos, altas lecturas del gel progresivo (10 minutos) es un indicativo de acumulación de sólidos; pero si la lectura inicial (10 segundos) y la de los 10 minutos son ambas elevadas, con pequeñas diferencias entre las dos, se está en presencia de un gel instantáneo que significa floculación.

- **Geles progresivos.**

Algunos fluidos de perforación son tixotrópicos, formando estructuras gelificadas cuando están estancados y fluidificándose cuando son sometidos a cizalladura. Los fluidos de perforación con geles progresivos tienen resistencias de gel de 10 segundos y de 10 minutos disímiles, aumentando la resistencia de gel y siendo menos bombeables mientras están estáticos. La resistencia de gel específica de un fluido de perforación se describe como plana baja (la más deseable), progresiva o plana alta

(ambas indeseables), de acuerdo con su resistencia de gel medida versus el tiempo, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 19. Geles típicos en los fluidos de perforación

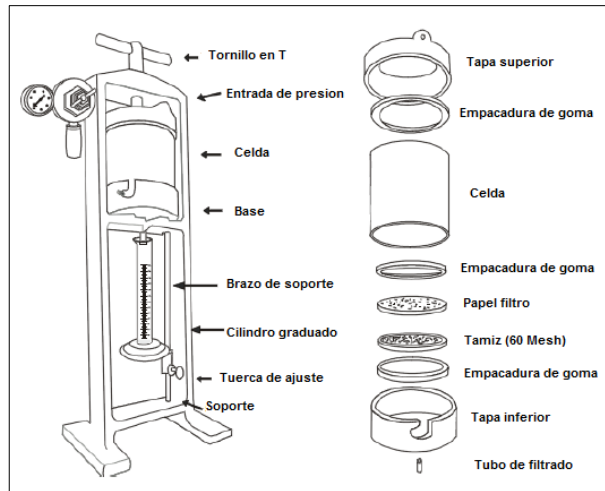


Fuente: Schlumberguer (oilfield). Modificado por los autores.

### 2.1.7 Filtración.

El objetivo principal de un buen control de pérdida de filtrado, es formar una retorta delgada y resistente sobre la superficie del hueco perforado, el filtrado debe ser compatible con la formación y con los fluidos de la misma, mientras se está perforando las formaciones logran comportarse como una malla o tamiz. Los sólidos se depositan sobre las paredes del pozo y el filtrado invade la formación, este proceso de filtración debe ser controlado adecuadamente para asegurar el funcionamiento exitoso del lodo, esto implica: control de la tasa o velocidad de filtración, control del espesor, textura del revoque y control de las propiedades químicas del filtrado.

Figura 20. Filtro prensa



Fuente: **ARRIETA** Mario, Lodos De Perforación, Unidad 1, pdf, 2010. Modificada por los autores.

## 2.2 REOLOGÍA

La reología permite analizar la hidráulica en la perforación rotatoria, se utilizan normalmente los modelos “Plástico de Bingham” y “Ley de Potencia”, por lo simple de las ecuaciones de flujo y la facilidad con la que se estiman los parámetros involucrados. Sin embargo, se considera que estos modelos no siempre tienen la capacidad de caracterizar el fluido en un rango amplio de tasas de corte y extienden el análisis a otros modelos reológicos. En este estudio se seleccionan tres modelos adicionales a los tradicionalmente usados, para analizar el comportamiento de los lodos en rangos de trabajo más amplios, los cuales son: Ley de Potencia Modificada (Herschel-Bulkley), modelo de Robertson-Stiff y Ecuación de Casson.

## **2.2.1 Factores que afectan la reología.**

### **2.2.1.1 Índice de flujo (n).**

Es la relación numérica entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico "log/log". Este valor describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido, es decir, la capacidad de un fluido para reducir la viscosidad por corte.

### **2.2.1.2 Índice de consistencia (K).**

La viscosidad de un fluido que fluye. Este parámetro describe solamente el flujo dinámico.

### **2.2.1.3 Presión.**

Ejerce poco efecto sobre la reología de los fluidos base agua, pero afecta significativamente los lodos base aceite o petróleo.

### **2.2.1.4 Temperatura.**

La viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura, ya que existe un mayor desorden molecular en el fluido causando una mayor distancia entre las moléculas.

### **2.2.1.5 Tiempo.**

La resistencia de gel es una manifestación de la dependencia del tiempo, en fluidos tixotrópicos, la estructura gel sólo se desarrolla después de un periodo de tiempo durante el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero.

### 2.2.1.6 Esfuerzo cortante.

Fuerza aplicada (F) que actúa sobre un área (A) provoca que las capas se deslicen una sobre otra. Sin embargo, hay una resistencia, o arrastre por fricción, que se opone a la fuerza de movimiento de estas placas. Esta resistencia o fuerza de arrastre se llama esfuerzo de corte ( $\tau$ ). En forma de ecuación:

$$\tau = \frac{F}{A}$$

El esfuerzo cortante tiene unidades típicas lbf/100 ft<sup>2</sup>.

Además, las capas de fluido se mueven más allá de uno más fácil que entre la pared del tubo y la capa de fluido. Por lo tanto, podemos considerar una capa muy delgada de líquido al lado de la pared de la tubería como estacionario.

### 2.2.1.7 Velocidad de cizallamiento.

La diferencia en las velocidades entre dos capas de fluido dividido por la distancia entre las dos capas se llama la velocidad de cizallamiento ( $\gamma$ ). En forma de ecuación:

$$\gamma (s^{-1}) = \frac{\Delta v}{d}$$

### 2.2.1.8 Viscosidad.

Para un fluido newtoniano la relación entre la viscosidad, tensión de cizallamiento y velocidad de cizallamiento se define a la viscosidad ( $\mu$ ) del fluido donde,

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

La relación entre la tensión de cizallamiento y velocidad de cizallamiento descrita anteriormente, es directamente proporcional para un fluido newtoniano. La viscosidad permanece constante y es el único parámetro necesario para caracterizar las propiedades de flujo. La unidad métrica normalmente utilizada para la viscosidad es el poise, la fuerza es definida como las dinas por centímetro cuadrado requeridas para producir una diferencia en la velocidad de un centímetro por segundo entre dos capas de un centímetro de distancia. Un centipoises es una centésima (1/R100R) del equilibrio.

Para fluidos no newtonianos, la relación entre la tensión de cizallamiento y velocidad de cizallamiento se define para la viscosidad efectiva, sin embargo, la viscosidad efectiva de un fluido no newtoniano no es constante; para la mayoría de los fluidos de perforación, la viscosidad será efectiva relativamente alta a bajas velocidades de cizallamiento y relativamente baja en las tasas de alto cizallamiento, en otras palabras, la viscosidad efectiva disminuye a los aumentos de las tasas de cizallamiento. Cuando el fluido se comporta de esta manera, se dice que es de fluidificación por cizalla, el enrarecimiento de cizalladura es una característica muy deseable para los fluidos de perforación, de esta forma, la viscosidad efectiva del fluido será relativamente menor en las velocidades de corte más altas en áreas tales como la tubería de perforación y de toberas bits. Así mismo, la viscosidad efectiva del fluido será relativamente más alta en las tasas de cizallamiento en el anillo inferior, donde la mayor viscosidad efectiva ayuda mejorar la limpieza del pozo.

La relación entre la tensión de cizallamiento y velocidad de cizallamiento para fluidos no newtonianos se verá más adelante en la sub-sección, los modelos matemáticos de fluidos.

### **2.2.1.9 Régimen de flujo.**

El régimen de flujo en particular del fluido de perforación durante las operaciones de perforación puede tener un efecto dramático en parámetros tales como las pérdidas de presión, limpieza del pozo y la estabilidad del pozo.

## **2.3 MODELOS REOLÓGICOS**

El propósito de esta sección es mostrar las ecuaciones y procedimientos básicos para realizar un análisis de las capacidades hidráulicas del sistema circulante, debido a que la reología del fluido de perforación afecta directamente las pérdidas de presión del sistema circulante, cuanto más precisos sean los modelos reológicos utilizados para describir el fluido de perforación, más preciso podrá ser el análisis hidráulico. La siguiente sección es una breve descripción de los modelos reológicos más comunes empleados para describir los fluidos de perforación.

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte; la ley de la viscosidad de Newton es el modelo reológico que describe el comportamiento del flujo de los fluidos newtonianos, los fluidos de perforación son fluidos no newtonianos, este modelo no describe su comportamiento de flujo debido a que no existe ningún modelo reológico específico que pueda describir con precisión las características de flujo de todos los fluidos de perforación.

Los modelos se definen sin tener en cuenta el efecto de la rotación ni la variación de la temperatura con la profundidad. A continuación se describe cada uno de ellos.

El uso de estos modelos requiere medidas del esfuerzo de corte a dos o más velocidades de corte. A partir de estas medidas, se puede calcular el esfuerzo de corte a cualquier otra velocidad de corte.

### **2.3.1 Modelo plástico de Bingham.**

Por su sencillez, el modelo reológico más común utilizado para describir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación es el modelo plástico de Bingham. Este modelo supone que el esfuerzo de corte es una función lineal de la tasa de corte, una vez que se ha excedido un esfuerzo de corte específico (el esfuerzo de corte umbral o punto cedente).

Se expresa como:  $T = PC + VP (g)$ ,

Dónde:

PC = Punto cedente, lbf/1000 ft<sup>2</sup>

VP = Viscosidad plástica, cp. (Centipoises, 1/100 Poise)

Debido a que este modelo se desarrolló a partir de datos determinados entre las tasas de corte de 500 a 1000 seg<sup>-1</sup>, caracteriza mejor un fluido a tasas de corte más altas. El PC y la VP se calculan a partir de datos obtenidos con un viscosímetro concéntrico convencional.

La tasa de corte en rpm, multiplicada por 1,702, nos da la tasa de corte en seg<sup>-1</sup>, para los reómetros convencionales utilizados en campos petroleros. Una vez que se han determinado los valores de VP y PC, se puede utilizar el modelo para determinar el esfuerzo de corte a cualquier tasa de corte.

### 2.3.2 Ley de potencia.

Es un modelo de dos parámetros para el cual, la viscosidad absoluta disminuye a medida que la tasa de corte aumenta. La relación entre la tasa de corte y el esfuerzo de corte está dada por la siguiente ecuación:

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

No existe un término para el punto de cedencia por lo tanto, bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una tasa de corte cero.

### 2.3.3 Modelo Herschel-Bulkley (modelo de la ley exponencial modificado).

Resultado de la combinación de aspectos teóricos y prácticos de los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencia. Es un modelo de tres parámetros que reproduce los resultados de los tres modelos anteriores cuando se han medido los parámetros apropiados.

La siguiente ecuación describe el comportamiento de un fluido regido por este modelo:

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

En el presente modelo, los parámetros “n” y “k” se definen igual que en Ley de Potencia, como casos especiales son, que el modelo se convierte en Plástico de Bingham cuando  $n=1$  y en Ley de Potencia cuando  $\tau_y=0$ .

### 2.3.4 Modelo de Casson.

El Modelo de Casson con frecuencia se ajusta mejor al comportamiento de los fluidos de perforación cargados de sólidos en la región de bajas tasas de corte, a comparación del modelo plástico de Bingham o de la Ley Exponencial. Aunque, el uso de este modelo para los cálculos de la pérdida de presión es un proceso difícil y complicado que pocas veces se intenta; el modelo de dos parámetros, se expresa como:

$$\tau^{1/2} = \tau_y^{1/2} + (\mu_p * \gamma)^{1/2}$$

### 2.3.5 Modelo de Robertson-Stiff.

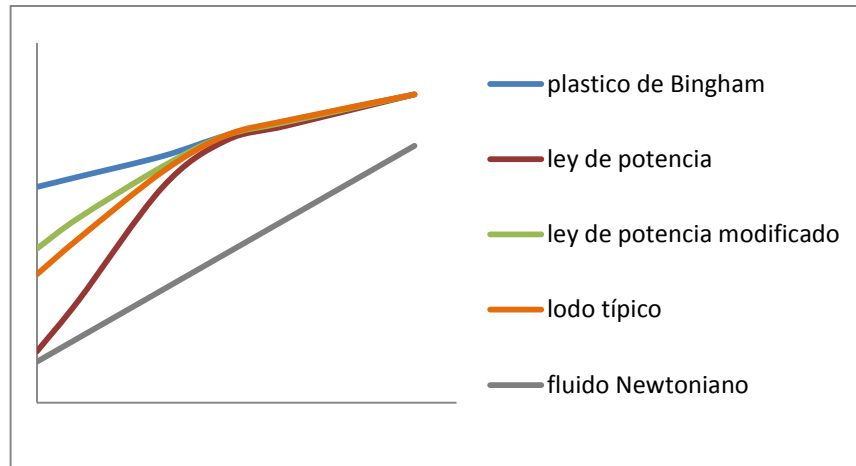
Fue presentado en 1979 como un modelo híbrido de los modelos Ley de Potencia y Plástico de Bingham para representar lechadas de cemento y lodos. La ecuación que lo caracteriza es:

$$\tau = k * (\gamma_0 + \gamma)^n$$

El parámetro  $\gamma_0$  es considerado como una corrección a la tasa de corte, de modo que  $(\gamma + \gamma_0)$  representa la tasa de corte requerida por un fluido pseudo-plástico puro para producir el esfuerzo de cedencia del modelo de Bingham. Los parámetros “ $n$ ” y “ $k$ ” se definen igual que en Ley de Potencia.

La figura 21 ilustra las diferencias entre los modelos expuestos.

Figura 21. Comparación de los modelos reológicos



Fuente: Manual MI, Reología e Hidráulica, Capítulo 5. Modificado por los autores.

## 2.4 ANÁLISIS DE HIDRÁULICA

El objetivo del análisis hidráulico es evaluar los efectos de la viscosidad del fluido de perforación en ciertos parámetros críticos. Los siguientes parámetros se evalúan en el análisis:

- Determinación de las pérdidas de presión anular para establecer la densidad equivalente de circulación (EDC). La ECD es importante para evitar la pérdida de circulación y proteger la integridad de la zapata de la tubería de revestimiento.
- Evaluación de los efectos de los cambios del fluido sobre el desempeño hidráulico del sistema.
- Optimización de la hidráulica para un mejor desempeño de la perforación (por ejemplo, una mayor tasa de penetración).
- Asegurar una buena limpieza del pozo (transporte de recortes y su concentración en el anular).
- Evitar la erosión del pozo debido al flujo turbulento en el anular.

- Evitar la inestabilidad del pozo y problemas para el control de la presión, debido a que se está sacando la tubería demasiado rápidamente (succión).
- Evitar la pérdida de circulación al correr la tubería en el pozo demasiado rápidamente (surgencia).

### **2.4.1 Caída de presión en el anular y densidad equivalente de circulación (ECD).**

Para calcular la caída de presión en el anular y la densidad equivalente de circulación, se debe establecer la geometría de pozo, indicando todos los diámetros interiores de la tubería de revestimiento, el tamaño del hueco, los diámetros interiores y exteriores de la sarta de perforación.

Si es demasiado alta, la caída de presión por fricción en el espacio anular incrementará la densidad equivalente de circulación (ECD) y puede llevar a pérdidas de circulación, atrapamiento diferencial o inestabilidad del pozo.

#### **2.4.1.1 Efecto de la pérdida de presión anular.**

La presión de fondo de pozo a cualquier profundidad en el mismo es una combinación de la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación y el total de las pérdidas de presión anular (APL) por encima del punto; la presión acumulada se convierte a una densidad del fluido eficaz comúnmente referido a la de la densidad equivalente de circulación (ECD). La ECD es la suma del peso de fluido estático más el APL por encima de cualquier punto en el agujero.

$$ECD \left( \frac{lbs}{gal} \right) = \frac{(Annular Pressure Loss APL)}{0.052 \times True Vertical Depth} + Fluid Density$$

Donde:

APL es en (psi)

TVD es en pies (ft)

Densidad de líquidos es en libras por galón (lbs / gal).

Las propiedades reológicas del fluido de perforación constituyen una parte importante de la ECD. A medida que la viscosidad del fluido incrementa, la pérdida de presión aumenta, provocando un aumento en la ECD. Una ECD aumentada puede ser suficiente para iniciar una fractura en la formación o propagar una fractura existente.

Factores a controlar ECD

- Minimizar carga de sólidos en el espacio anular a través de:
  - Perforación controlada (limitando ROP)
  - El aumento de la velocidad de circulación
  - Limitar la presión y la velocidad de la bomba mientras se bombea fuera del agujero
  - Mejorar la limpieza del pozo
  - Limitar el volumen de píldora viscosa
  - Circulación fondos antes de los viajes
  - Circulación sucesivos barridos turbulentos y viscosas finas al taladrar agujeros con ángulos de  $35^\circ \leq$
  - Uso de los viajes cortos para mover recortes hasta el agujero en el ángulo superior ( $> 35^\circ$ ).
  
- La disminución de la tasa de circulación para reducir la APL (y, simultáneamente, la tasa de penetración).

- Mantener buenas propiedades de los fluidos de perforación a través de:
  - Uso de las tasas de dilución apropiados
  - El control de sólidos eficiente
  - El mantenimiento de la baja densidad del fluido
  - Mantener los esfuerzos de gel, punto de cedencia, y la viscosidad en el nivel más bajo en que se pueda limpiar eficazmente el agujero
  - El mantenimiento de niveles bajos de MBT.
  
- La reducción de las restricciones en el espacio anular, en particular a través de:
  - El mantenimiento de una torta de filtro de buena calidad y, al mismo tiempo, la baja pérdida de fluido.
  - La selección de equipos de perforación de fondo de pozo

#### **2.4.2 Velocidad crítica y tasa de bombeo.**

La velocidad del fluido para la transición desde un flujo laminar, es lo que generalmente se denomina velocidad crítica.

La tasa de flujo debe ser la adecuada para optimizar la limpieza del pozo considerando siempre que existe un caudal mínimo y un máximo para ello, así:

- Caudal mínimo 30 gpm por cada pulgada de diámetro del hueco
- Caudal máximo 50 gpm por cada pulgada de diámetro del hueco

#### **2.4.3 Caída de presión en la sarta de perforación.**

La pérdida de presión en la sarta de perforación es igual a la suma de las pérdidas de presión en todos los intervalos de la misma, incluyendo la tubería de perforación (Drill Pipe), las botellas (Drill Collar), los motores de fondo o cualquier otra herramienta de fondo.

La pérdida de presión a través de las herramientas de fondo varía considerablemente según el peso del lodo, las propiedades del lodo, el caudal, el diseño de la herramienta, el tamaño de la herramienta y la velocidad de transmisión de datos. La pérdida de presión a través de los motores y las turbinas no se puede determinar con precisión usando fórmulas; sin embargo, estos datos de pérdida de presión también pueden ser obtenidos de los proveedores.

#### **2.4.4 Presión de surgencia y succión.**

Cuando la sarta de perforación se corre en el pozo, la fricción del fluido de perforación que se mueve contra la tubería hace que en el fondo el pozo experimente un aumento de presión, el cual se denomina presión de surgencia. Al contrario, cuando la tubería se saca del pozo, experimenta una disminución en la presión total, la cual se denomina presión de succión. Ambas presiones son de especial importancia en pozos con un pequeño margen entre la presión de poro y la de fractura. Al correr la tubería muy rápida en el hueco, se pueden producir fracturas del pozo y pérdida de la circulación. Al salir del pozo rápidamente, puede ocasionar el influjo de los fluidos de la formación (arremetida), relleno excesivo en los viajes y otros problemas de inestabilidad del pozo.

Los cálculos de las presiones de surgencia y succión se llevan a cabo convirtiendo la velocidad de viaje de la tubería a una velocidad anular, utilizada para calcular la caída de presión anular. La caída total de presión anular que se experimenta al introducir la tubería se convierte en una densidad equivalente de fluido (ENW).

#### **2.4.5 Velocidad de deslizamiento y limpieza del pozo.**

Una función importante del fluido de perforación consiste en transportar los ripios (“recortes”) de la perforación desde el fondo del pozo hasta la superficie, donde

pueden ser removidos. Una limpieza de pozo insuficiente puede generar diferentes problemas graves, incluyendo:

- Elevado arrastre y torque
- Menor tasa de penetración
- Atascamiento de tubería
- Dificultades para correr la tubería de revestimiento
- Fallas en la cementación primaria

La capacidad del fluido para limpiar el hueco depende de la reología y la densidad de ese fluido, su caudal y el tamaño de los ripios. Para una partícula de cualquier tamaño (ripio), el movimiento hacia arriba de esa partícula con el flujo del fluido será parcialmente negado por el efecto de la gravedad que favorece el asentamiento de las partículas. La tasa de asentamiento se suele denominar velocidad de deslizamiento ( $V_s$ ). Al comparar  $V_s$  con la velocidad anular ( $V_a$ ) en el intervalo, es posible calcular el tiempo neto de transporte de partículas (NPT) y el tiempo anular de transporte (ATT). Estos valores le indicarán al ingeniero el tiempo mínimo requerido para el transporte de un ripio hasta la superficie.

#### **2.4.5.1 Limpieza de pozo.**

La habilidad del fluido de perforación de levantar los recortes es afectada por varios factores incluyendo la densidad del fluido, la reología, el tamaño, la excentricidad del espacio anular, velocidad anular, régimen de flujo, rotación de la tubería, densidad de los recortes, tamaño y forma de las partículas. La relación entre los diferentes parámetros es compleja y ninguna teoría en particular puede combinar todos los fenómenos observados.

No obstante, el control de la generación y la velocidad de transporte de los recortes son factores imperativos para una operación de perforación exitosa. Algunos de los factores son:

- **Inclinación.** Pozos verticales y cercanos a vertical- dentro de los agujeros, con una inclinación menor a los 30 grados, los recortes son efectivamente suspendidos por la fuerza cortante del fluido y las camas de recortes no llegan a formarse. En este caso la limpieza del pozo no es por lo general problemática, suponiendo que la reología del lodo es la adecuada. En pozos desviados (inclinación mayor a 30 grados) los recortes tienden a asentarse en el lado bajo del agujero formando camas de altura variable. Estas podrían migrar hacia arriba en el agujero o deslizarse hacia abajo, resultando en el empaqueo del espacio anular.
- **Reología.** Condiciones de flujo laminar e incremento de viscosidad del lodo mejora la limpieza del pozo; es particularmente efectivo si la reología es de esfuerzo cortante bajo, los valores de YP y PV son altos. Las condiciones de flujo turbulento y reducir la viscosidad ayudarán a remover los recortes.
- **Punto de Cedencia.** Medida de las propiedades del esfuerzo cortante bajo de un sistema de lodos. El punto de cedencia, YP, gobierna el tamaño de los recortes que pueden ser dinámicamente suspendidas y transportadas en el fluido.
- **Densidad del lodo:** La densidad del lodo afecta la flotabilidad de los recortes perforados. Un sistema de lodos más pesados permite a los recortes “flotar” más fácilmente.
- **Tasa de Flujo.** En pozos altamente desviados los gastos del flujo combinado con agitación mecánica son factores importantes para la limpieza efectiva del pozo. En pozos verticales, la velocidad anular en incremento y/o las propiedades reológicas incrementadas, mejoran la limpieza de pozo.

#### **2.4.5.2. Limpieza en pozos verticales.**

Suponiendo que la reología del lodo es correcta, la limpieza de éste tipo de pozos por lo general no representa un problema, casi siempre la velocidad anular es mayor que la velocidad de caída de los recortes y de esta manera se pueden remover del pozo de manera efectiva.

Para asegurar que se logre una velocidad de caída baja, los pozos son usualmente perforados con sistemas de lodo viscoso, con un alto punto de cedencia. La velocidad anular en pozos verticales por lo general son más altas que la velocidad de caída de los recortes y ellos son removidos en forma efectiva del espacio anular<sup>10</sup>.

#### **2.4.5.3. Limpieza en pozos desviados.**

De acuerdo al ángulo de inclinación del pozo se presentan los siguientes problemas.

- **0° a 10°:** Debido a su poca inclinación son considerados como pozos verticales.
- **10° a 30°:** A velocidades menores de 120 ft/min, los recortes se depositan en el lado bajo del pozo y luego se deslizan, en secciones de mayor velocidad serán llevados arriba del pozo, generalmente la capacidad de limpieza del lodo a éste ángulo de inclinación no es tan eficiente como para un pozo vertical, sin embargo es satisfactoria. Los recortes no forman la cama de los mismos en el lado bajo del pozo a velocidades anulares mayores de 120 ft/min, pero serán removidos del pozo a lo largo de la

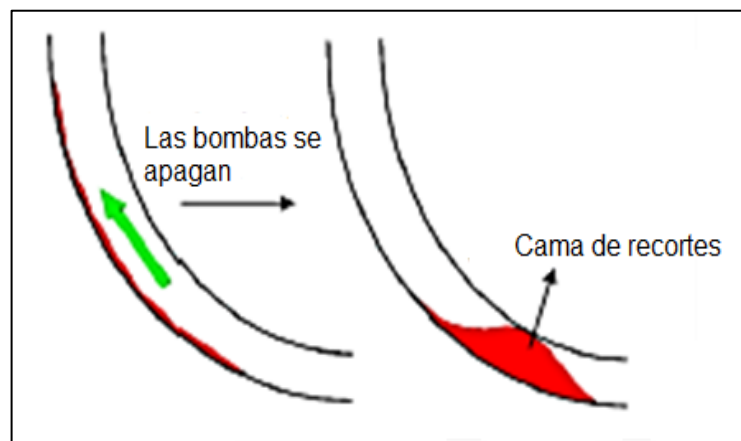
---

<sup>10</sup> **CARDEN**, Richard S and **GRACE**, Robert D. Horizontal and Directional Drilling, 2007.

sección baja. Si las velocidades exceden los 180 ft/min, los recortes serán transportados suavemente a lo largo del pozo.

- **30° a 60°:** La limpieza del pozo es más crítica a estas inclinaciones, siendo las más complicadas entre 40° y 50°, puesto que la concentración de recortes es mayor, habitualmente a estas inclinaciones no solo es rápida la formación de una cama de recortes si no que estos se deslizan por la parte baja del pozo. Si las bombas están apagadas los recortes pueden empaquetarse alrededor de la sarta de perforación causando torque y arrastre excesivo provocando pega de tubería, como se presenta en la figura 22. Cuando el ángulo de inclinación es menor de 40°, los recortes caerán al fondo del pozo.
- **60° a 90°:** Por encima de una inclinación de 60°, el desarrollo de camas de recortes es instantáneo y su espesor es controlado por la velocidad anular. En algunas velocidades anulares bajas, el volumen de recortes en el pozo se reduce. Por encima de 60°, los recortes no se deslizan hacia abajo del pozo lo que reduce el volumen total en esta sección del pozo. A medida que aumenta la velocidad anular, el fluido de perforación erosionará más rápido la cama de recortes.

Figura 22. Cama de recortes presentes al apagar la bomba



Fuente: **CARDEN**, Richard S and **GRACE**, Robert D. Horizontal and Directional Drilling, 2007. Modificada por los autores.

#### **2.4.5.4. Efectos del tipo de lodo sobre la eficiencia de limpieza de pozos desviados.**

En pozos altamente desviados y para valores de YP y PV el desempeño de limpieza para ambos tipos de lodo es básicamente el mismo. Sin embargo, con valores más altos de YP y PV los lodos base agua proveerán una mejor limpieza. La observación general es que un incremento en el punto de cedencia del lodo y de la viscosidad plástica resultará en un incremento de concentración de recortes para ambos lodos. Como resultado de estas concentraciones más altas de los recortes, los requerimientos de torsión para ambos tipos de lodo se incrementarán al aumentar el YP y la PV en pozos de mayor inclinación.

El desempeño de limpieza de pozo, los lodos con base aceite a ángulos críticos (40 a 50 grados), es reducido por avalanchas severas de camas de recortes (debido a la reducción).

#### **2.4.5.5. Indicadores de una limpieza pobre del pozo.**

Un número de indicadores en la superficie se pueden utilizar como guías de la efectividad en la limpieza de pozo.

- Forma y tamaño de los recortes en las zarandas, recortes pequeños de forma redonda bien definida, podrían indicar períodos extensos de remolienda en el fondo del pozo, una inclinación de la formación de camas de recortes.
- Incremento en la torsión y arrastre de la sarta perforando o al hacer conexiones.
- Mayor peso que el normal al levantar la sarta.

- Pobre transferencia de peso sobre la broca. Se requiere de un peso mayor al normal en superficie para conseguir una respuesta de caída de presión del motor de lodos y avanzar el pozo.
- Dificultad para orientar el motor, debido al exceso de fricción entre los recortes y la sarta de perforación.

En la tabla 1. Se presentan los parámetros críticos de acuerdo al ángulo de desviación y como inciden en mejorar la limpieza del pozo.

Tabla 1. Parámetros críticos de limpieza en pozos desviados

<b>Ángulo de desviación</b>	<b>Parámetros críticos (en orden de importancia)</b>	<b>Para mejorar la limpieza del pozo</b>
<b>Zona 0° a 35°</b>	1. Tasa de flujo/velocidad anular	Incrementar
	2. Reología (YP, K)	Incrementar
	3. ROP	disminuir
<b>Zona 35° a 65°</b>	1. Tasa de flujo/velocidad anular	Incrementar
	2. Tasa de rotación de la sarta	Incrementar
	3. Reología (RPM, PV)	Aplanar el perfil
	4. ROP	Disminuir
<b>Zona &gt;65°</b>	1. Tamaño del portador PDC	Disminuir
	4. Tasa de flujo/velocidad anular	Incrementar
	5. Tasa de rotación de la sarta	Incrementar
	2. Reología (RPM, PV)	Aplanar el perfil
	3. ROP	Disminuir

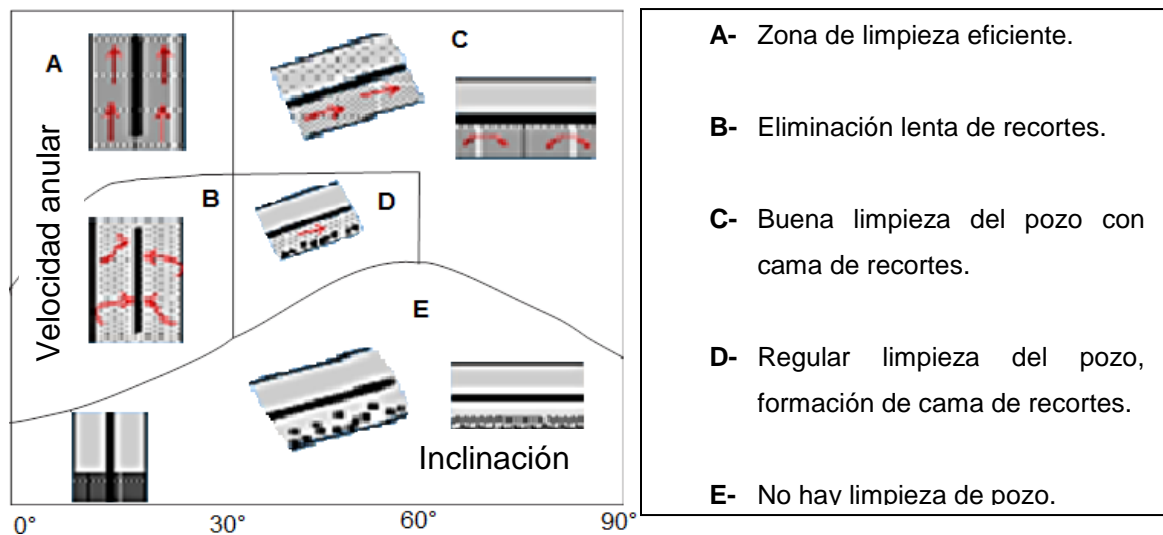
Fuente: **ELSEVIER**, Drilling Fluids Processing Handbook, 2011.

En la figura 23 se presenta una representación esquemática de los mecanismos de transporte para un rango de inclinaciones de pozo desde 0° (pozos verticales) hasta 90° (pozos horizontales).

#### 2.4.5.6. Concentración de ripios.

Cuando se perfora un pozo, la tasa de penetración puede generar un volumen mayor de ripios o “recortes” que el que se puede sacar del pozo en una circulación. Esto conduce a la acumulación de ripios en el fluido de perforación en la región anular. La concentración de los ripios (Ca) en el fluido, en el intervalo anular, se puede calcular utilizando las ecuaciones siguientes. Dependiendo de las formaciones perforadas, un  $Ca > 6\%$  a  $8\%$  en volumen puede conducir a problemas de limpieza del pozo, como anillos de lodo y empaque del hueco.

Figura 23. Mecanismos de transporte de ripios en pozos de diferentes ángulos de inclinación



Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API), Recomendaciones Para Los Cálculos De Hidraulica De Perforación, norma RP 13D, 2009. Modificada por autores.

### 3. DESCRIPCIÓN DE UN POZO DESVIADO Y ANÁLISIS DE EXCENTRICIDAD

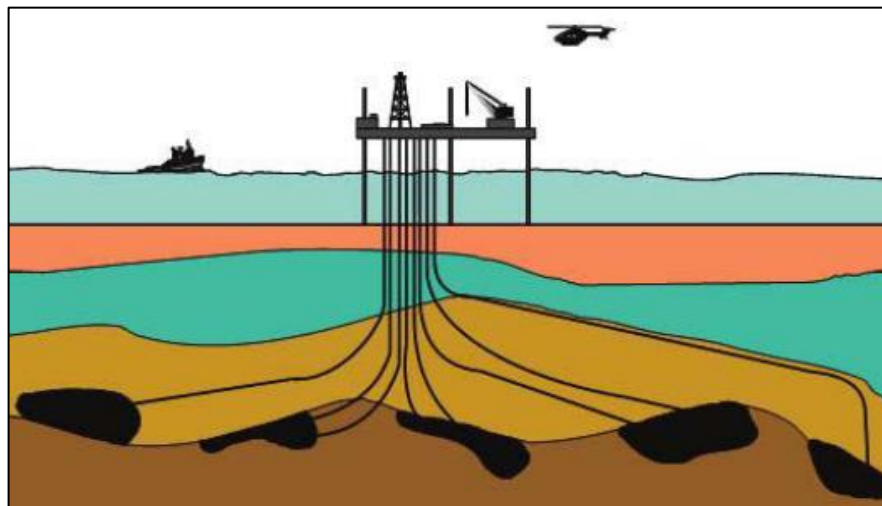
#### 3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS

La perforación direccional es una técnica de ingeniería que permite dirigir un pozo a lo largo de una trayectoria establecida hasta alcanzar un objetivo a cierta profundidad en el subsuelo. Es importante mencionar que tanto la dirección como la desviación de la vertical en este proceso son controladas por el perforador direccional en superficie.

##### 3.1.2 Aplicaciones de la perforación direccional.

- **Control de desviación.** Llegar a la formación de interés siempre ha sido problema en pozos verticales, pero con la aparición de la perforación direccional, ha sido más exacto y sencillo alcanzar el objetivo.

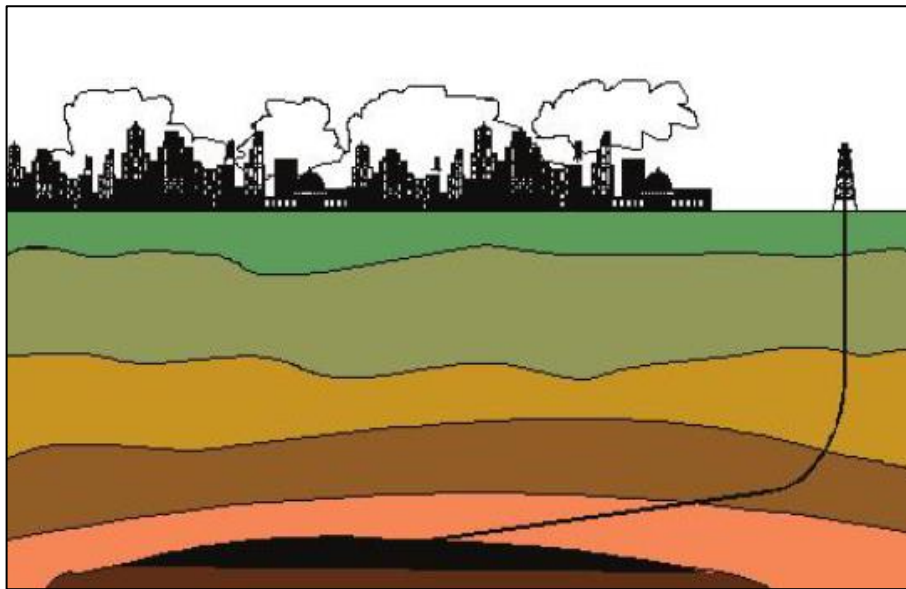
Figura 24. Perforación de pozos desde una misma locación



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling.

- **Perforación de pozos multilaterales.** Aplicación común en pozos offshore que permite ejecutar un proceso de perforación de varios pozos desde una sola plataforma, siendo útil para la reducción en costos de construcción de facilidades de producción, así como en la disminución del impacto ambiental que pueda generarse en el área de trabajo.
- **Perforación de pozos en zonas inaccesibles.** Estos pozos alcanzan zonas en las que sería imposible perforar de manera convencional, debido a su difícil localización, zonas como ciudades, montañas, lagos.

Figura 25. Perforación de pozos en zonas inaccesibles



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling.

- **Sidetracks.** Técnica utilizada con el propósito de continuar con la construcción de un pozo iniciando una nueva trayectoria a cierta profundidad debido a diferentes razones, entre ellas, abandono o mala pesca.

- **Control de fallas.** El proceso de perforación direccional permite atravesar una falla de forma perpendicular o paralela con el propósito de llegar al reservorio.

Figura 26. Sidetrack

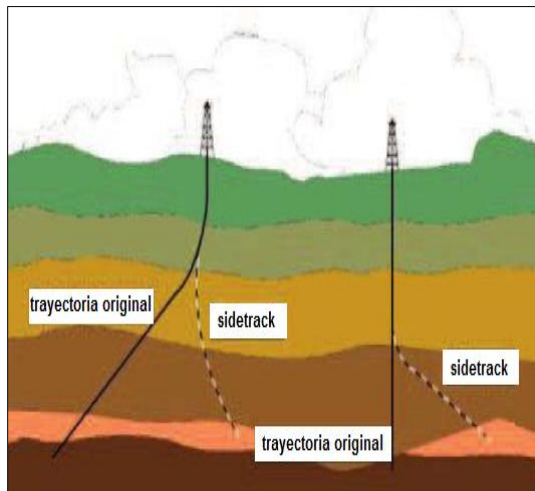
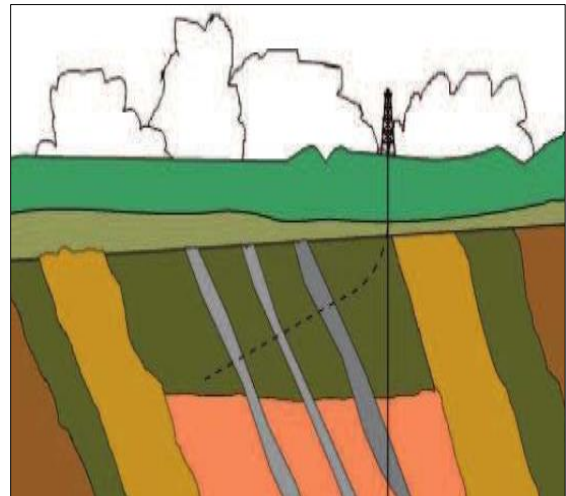


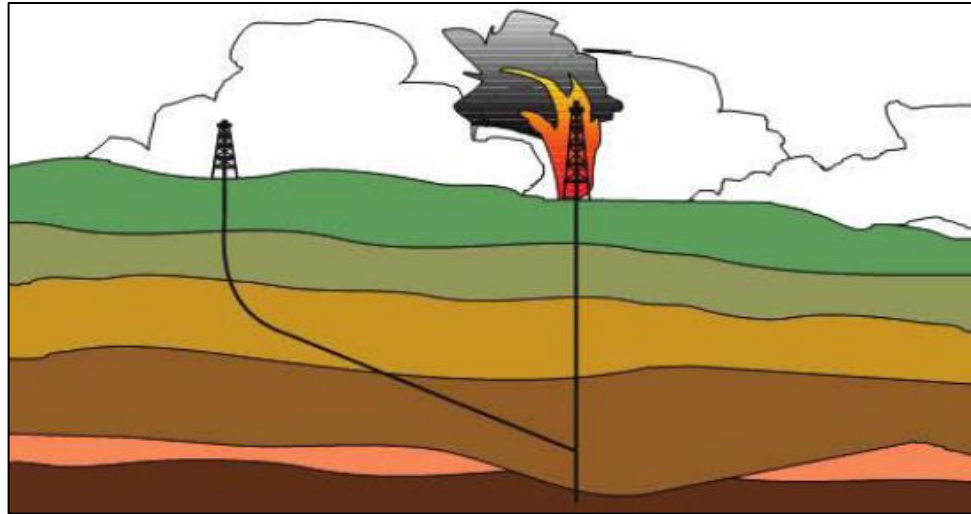
Figura 27. Control de fallas



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling. Modificada por los autores.

- **Perforación de pozos de alivio.** La técnica direccional permite que un pozo de alivio sea perforado lo más cercano posible al reservorio de un pozo fuera de control. Agua y lodo son bombeados a través del pozo de control con el fin de superar problemas de presión y retomar el control de pozo.

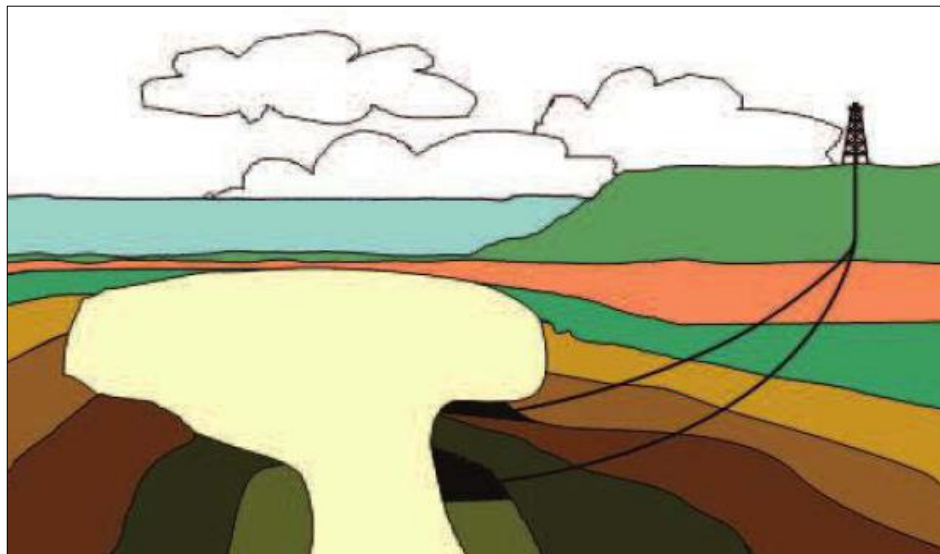
Figura 28. Perforación de pozos de alivio



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling.

- **Perforación de pozos salinos.** Proceso que se realiza desviando la trayectoria de un pozo con el fin de no atravesar el domo de sal, para evitar problemas como pérdida de circulación, corrosión, entre otros.

Figura 29. Perforación de pozos salinos



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling.

### 3.1.2 Herramientas direccionales y métodos de deflexión.

#### 3.1.2.1 Herramientas direccionales.

- **Collares de perforación (Drill collar's).** Se usan en el BHA para darle peso y rigidez a la broca. Pueden tener forma lisa o de espiral.
- **Tubería de alto peso (HWDP).** Hacen menos contacto con la pared del hueco reduciendo la posibilidad de tener una pega diferencial. Permite altas RPM con bajo torque, además pueden correrse a través de secciones con cambios de ángulo de inclinación, dirección con menos problemas de arrastre y fatiga.

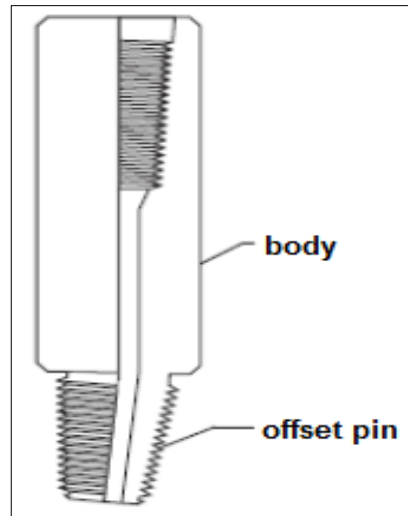
Figura 30. Collares de perforación (drill collar's)



Fuente: Schlumberger, Directional drilling training manual, 1997.

- **Bent subs.** Un bent sub o codo se utiliza para desviar la sarta o motores rectos que se encuentren por debajo del mismo en un ángulo que normalmente se encuentra en rangos de 1° hasta 3° de inclinación.

Figura 31. Bent sub



Fuente: Schlumberger, Directional drilling training manual, 1997.

- **Substitutos de orientación, ORIENTING SUBS Ó UBHO´S.** Tubular corto y recto compatible con los codos, indica la orientación de la cara del motor cuando se toma surveys tipo single shot.
- **Estabilizadores.** Parte indispensable de un BHA rotario direccional, ya que permiten el control direccional, reducen el riesgo de pega diferencial, riman el hueco mientras se avanza en la perforación y primordialmente sirven de punto de apoyo para generar deflexiones en la sarta manteniendo o disminuyendo el ángulo de inclinación.
- **Motor de turbinas.** La energía se adquiere por la velocidad y flujo de lodo en los alabes de las etapas de turbinas haciendo que estas giren a altas revoluciones generando a su vez que el rotor gire y este le transmita el movimiento a la broca.

### 3.1.2.2 Métodos de deflexión.

- **Cucharas o Whipstocks.** Método utilizado solo en aplicaciones especiales como pozos multilaterales de radio corto, sidetracks a altas profundidades, en caso de tener bombas de baja potencia y huecos con altas temperaturas.

La cuchara va adherida mediante un pin a un BHA bastante flexible que incluye una broca pequeña. La configuración típica de este BHA es:

Cuchara + broca piloto + estabilizador + sub de rompimiento de pin + 1 junta de Drill pipe + UBHO + NMDC.

El hueco debe estar limpio antes de correr la cuchara adentro. Cuando se alcanza el fondo del hueco se restaura la circulación y se orienta la parte cóncava de la cuchara en la posición deseada. Una vez la herramienta se asienta en el fondo se aplica el peso suficiente para romper el pin, así la broca empieza a ser deflectada por la cuchara, de esta forma se comienza la rotación hasta unos 15 ft, luego se remueve la cuchara, se baja con broca piloto y ensanchador de hueco.

- **Jeto o Jetting.** Esta técnica se usa para desviar los pozos en formaciones blandas o friables, se puede empezar a ganar inclinación usando un solo BHA, así como usar brocas de jeto especial o si es posible una broca estándar de dientes largos con una sola boquilla o dos muy pequeñas.

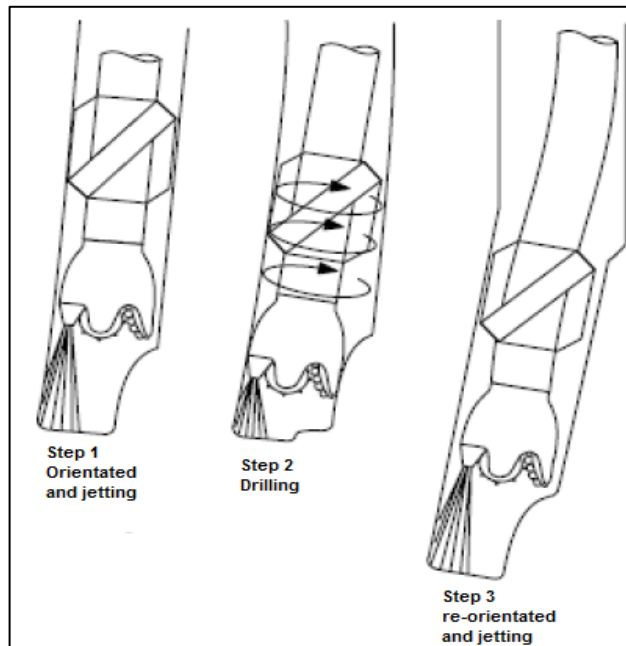
El BHA típico de esta técnica consiste en:

Broca + NB estabilizador + UBHO +MWD + DC +estabilizador, etc.

Debe garantizarse que la Kelly alcance para perforar unos cuantos pies después del intervalo jeteado. El centro de la boquilla más grande representa la cara de la herramienta o toolface y es orientado en la dirección deseada. Se usa la máxima tasa de circulación cuando se está

jeteando. La velocidad de jeto máxima debe ser de 500ft/s y debe observarse que el peso sobre la broca (WOB) se libere en las formaciones blandas.

Figura 32. Jeto o jetting



Fuente: Schlumberger, Directional drilling training manual, 1997.

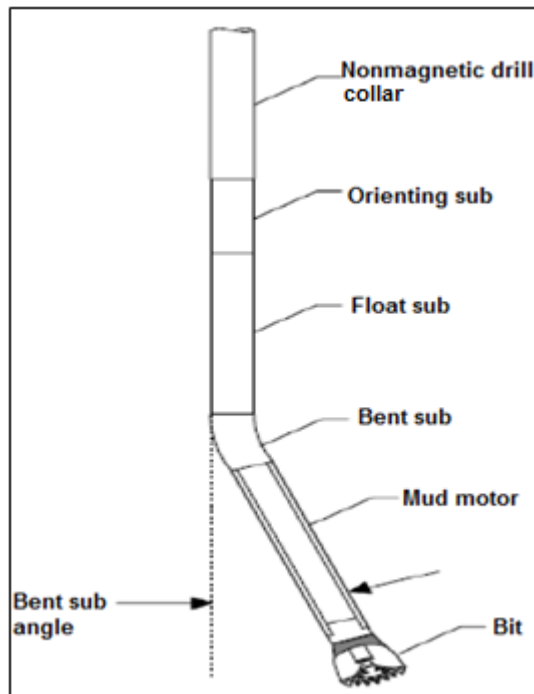
- **Motores PDM rectos.** En este método se instala un codo directamente encima del motor PDM recto. Un BHA típico sería:

Broca + PDM + bent sub + float sub + UBHO + NMDCs + DC's +HWDP+ DP.

La rosca del bent sub tiene un ángulo de desviación desde 1° a 3°. La línea de referencia se marca en el exterior del cuerpo del bent sub indicando el centro de la rosca desviada. El bent sub permite la deflexión empujando el motor hacia un lado del hueco. A medida que avanza la perforación se debe restringir la sarta de la rotación, se perfora únicamente con la acción del motor impulsado por el galonaje que se esté manejando; la broca es

forzada entonces a seguir una trayectoria curvilínea, una vez se construye la inclinación deseada se debe bajar a fondo con sarta rotaria convencional para continuar con la perforación.

Figura 33. Método de desviación con PDM recto



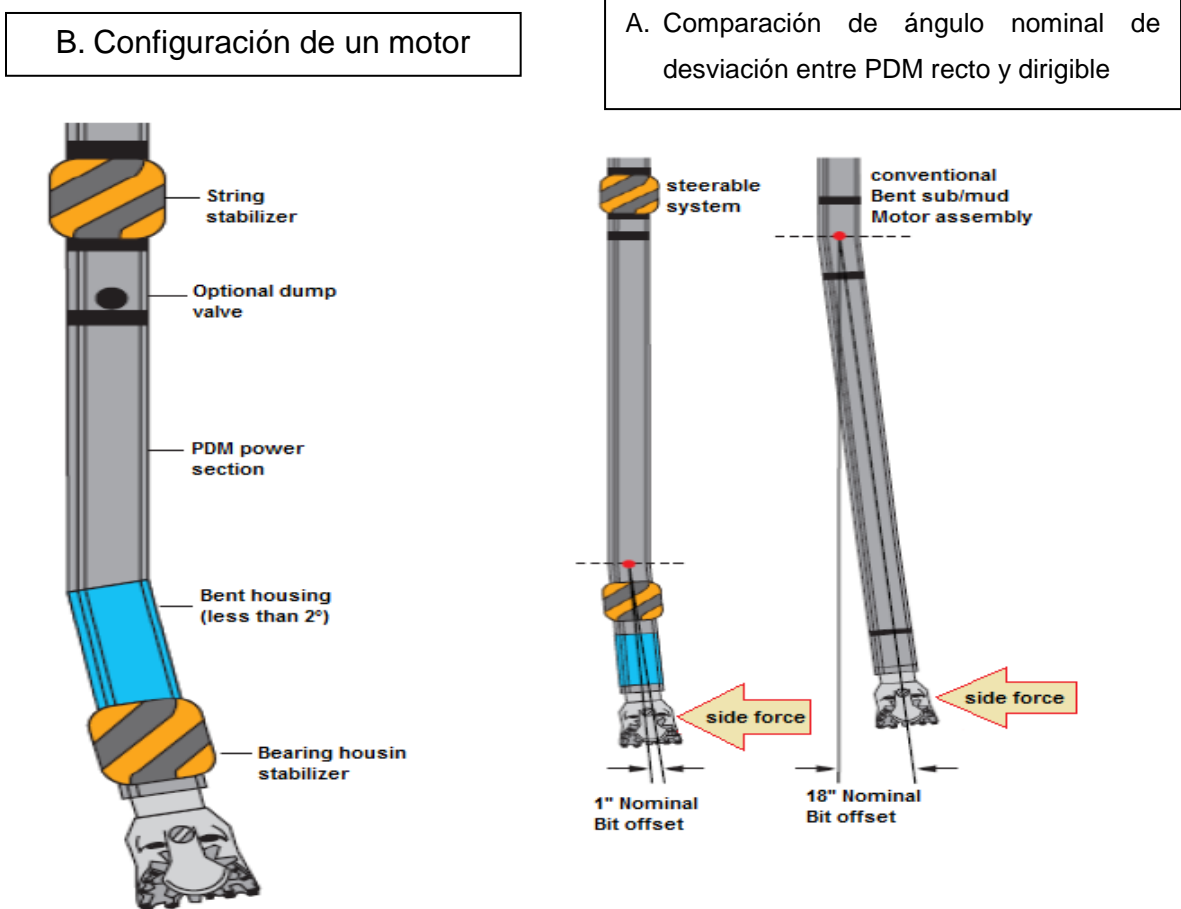
Fuente: Schlumberger, Directional drilling training manual, 1997.

- **Motores PDM dirigibles.** En este tipo de motores la carcasa no es totalmente recta, constan de una desviación en el cuerpo llamada bent housing, a la altura de la varilla conectora o connecting rod donde se convierte el movimiento excéntrico en concéntrico. Dicha desviación del housing o carcasa del motor puede tener inclinaciones ajustables de hasta  $1.5^\circ$  a desviaciones mayores de este valor, puesto que se compromete la integridad del motor y se hace más difícil de rotar.

Un motor PDM dirigible se puede usar para empezar la ganancia de inclinación, hacer corridas de corrección y sidetracks. Sin embargo la mayor aplicación del motor es como componente principal del BHA que puede ser

rotado o deslizado sin inconvenientes. En el modo deslizado el motor cambia el curso del pozo.

Figura 34. Deflexión por motores dirigibles



Fuente: Schlumberger, Directional Drilling Training Manual, 1997; Modificada por los autores.

### 3.1.3 Ensamblajes de fondo.

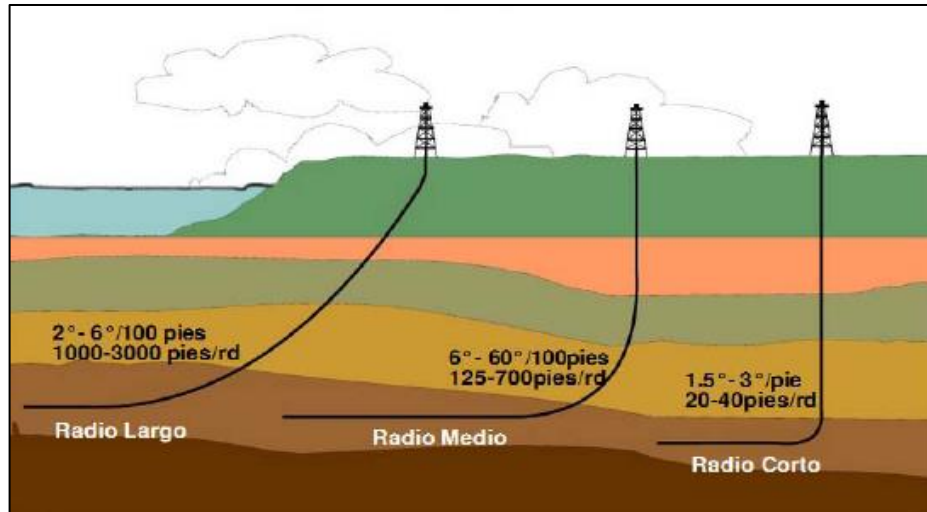
- **Ensamblajes rotarios.** Consisten en la broca y una combinación de estabilizadores, collares de perforación y otras herramientas especializadas ubicadas por debajo de la tubería de perforación, donde la tendencia de desviación es causada por la flexión de los collares.

Los ensamblajes direccionales constituyen la parte inferior de la sarta de perforación, conformado por (de abajo hacia arriba) la broca, el substituto de la broca, un motor de fondo, estabilizadores, collares de perforación, tubería de alto peso (HWDP) y los dispositivos del martilleo para diversos tipos de rosca. El conjunto de fondo debe proveer la fuerza para romper la roca (peso sobre la broca), sobrevivir en un ambiente hostil y proporcionar al perforador, el control direccional del pozo. (Schlumberger Oilfield Glossary).

#### 3.1.4 Tipos de pozos direccionales.

- **Pozos tipo “j” o “SLANT”.** Se caracterizan por empezar la construcción del ángulo a partir del KOP hasta alcanzar la inclinación sugerida en el plan direccional. Una vez hecha la curva se construye una trayectoria tangente con dicho ángulo de inclinación hasta alcanzar la profundidad total del pozo (TD).
- **Pozos tipo “S”.** Están comprendidos por la construcción de ángulo desde KOP seguido de una trayectoria tangente con ángulos de inclinación constante indicando por el plan direccional y por último se construye una sección de decremento de ángulo de inclinación hasta llevar la trayectoria del pozo a la posición vertical o de 0°.
- **Pozos tipo “S” modificada.** Los pozos de este tipo tienen la misma arquitectura de los pozos tipo S, con la diferencia de que la sección de decremento de ángulo alcanza la vertical, llegando a tener inclinaciones de más de 5°.
- **Pozos horizontales.** Son pozos de alto ángulo que por lo general son mayores a 85°, posicionan el pozo mucho más cerca de la zona de interés proporcionando mayor productividad que un pozo vertical, debido a su área de contacto con el yacimiento.

Figura 35. Perforación de pozos horizontales



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling.

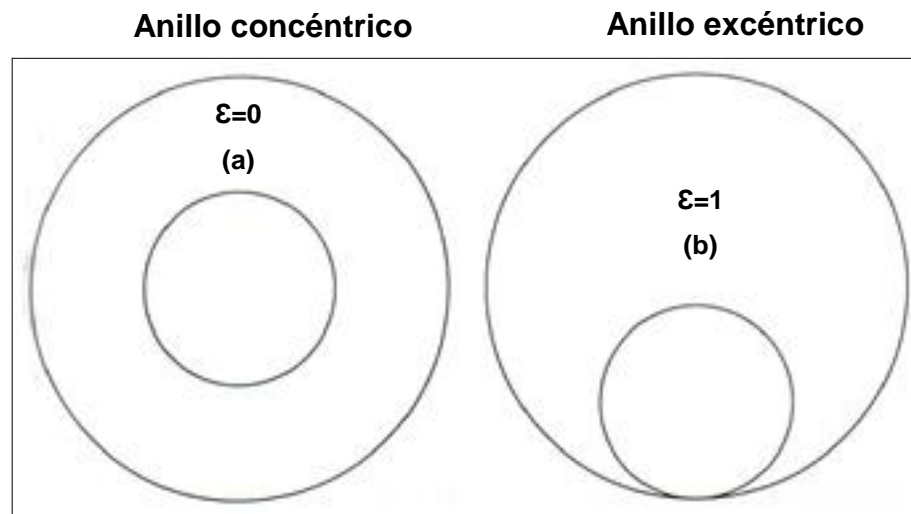
### 3.2 EXCENTRICIDAD

Este término adimensional se refiere a la posición de un tubo dentro de otro; en el campo petrolero generalmente se refiere a la posición del tubo de perforación en un espacio anular, cuando el tubo de perforación se encuentra justo en el medio del espacio anular, la posición del tubo de perforación es concéntrica y el factor de excentricidad es 0. Ver la Figura 35 (a). Al moverse el tubo de perforación hacia un lado del espacio anular, el tubo de perforación se vuelve cada vez más excéntrico. Si los costados del tubo de perforación hacen contacto con la pared del espacio anular, el tubo de perforación estará completamente excéntrico y el factor de excentricidad será igual a 1.0. Ver la Figura 36 (b).

En pozos de gran ángulo u horizontales, el tubo de perforación se encuentra generalmente en el lado bajo del pozo y su factor de excentricidad es de  $1 \geq \mathcal{E} \geq 0$ ; si el tubo de perforación se encuentra en el lado alto del pozo, su factor de excentricidad es negativo  $0 \geq \mathcal{E} \geq -1$ . La excentricidad del tubo de perforación puede afectar las caídas de presión en el espacio anular por reducción de las

fuerzas friccionales de flujo del fluido. Un tubo de perforación perfectamente concéntrico en un espacio anular, presenta las máximas caídas de presión.

Figura 36. Figura con anillos concéntricos y excéntricos



Fuente: Manual de fluidos Baroid, Capítulo 9 de Ingeniería, 2001.

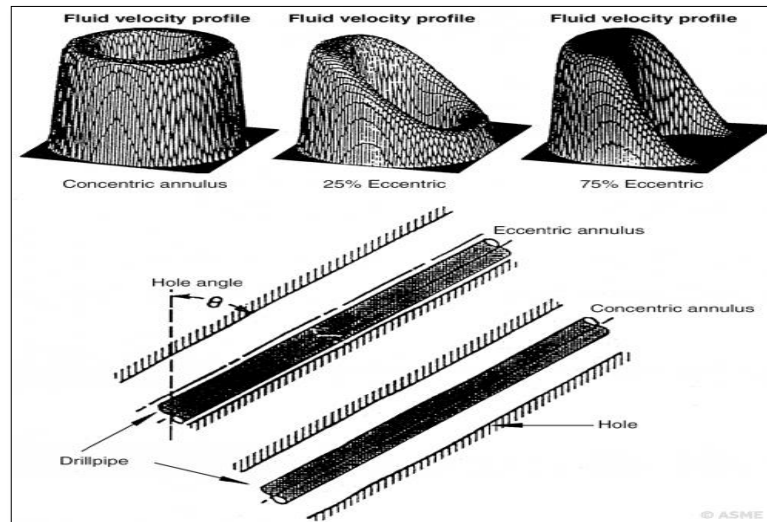
Este factor es de gran impacto en la limpieza de pozos, ya que es responsable en algunos casos de una alteración de hasta el 40% en las pérdidas de presión calculadas, hecho que podría provocar en algunos momentos un control inadecuado del pozo.

En los pozos verticales, es más fácil de lograr una sarta de perforación bien centrada, pero en los pozos desviados y de alto ángulo, ésta siempre tiende a recostarse al lado bajo del pozo perforado debido a la gravedad. Experimentos realizados por Walker<sup>11</sup> mostraron que los sólidos son más difíciles de ser transportados cuando el tubo está situado cerca de la parte inferior del agujero, cuando esto sucede, las velocidades en los huecos estrechos próximos a la

<sup>11</sup> WALKER, S. & LI J., The Effects of Particle Size, Fluid Rheology, and Pipe Eccentricity on Cuttings Transport; Society of Petroleum Engineers: Houston, Texas, 2000,

tubería son muy bajas generando que los sólidos se depositen rápidamente. Este efecto tiende a acentuarse si los aumentos de la viscosidad, como las fuerzas de arrastre en el líquido reducen la velocidad en el espacio más estrecho del hueco.

Figura 37. Perfil de velocidad del fluido en el anillo excéntrico



Fuente: Disponible en la web: [http://petrowiki.spe.org/File%3ADevol2\\_1102final\\_Page\\_450\\_Image\\_0001.png](http://petrowiki.spe.org/File%3ADevol2_1102final_Page_450_Image_0001.png). Fecha de consulta: Mayo de 2013.

### 3.2.1 Efecto de la excentricidad en el transporte óptimo de recortes de perforación.

El transporte de recortes de perforación es un proceso que ha sido analizado desde hace mucho tiempo, en un principio se consideraba que en pozos desviados o de alto ángulo el aumento de la viscosidad del lodo tendría el mismo efecto que en pozos verticales (mejor arrastre de recortes de perforación) pero los resultados no fueron los esperados, aun así el trabajo y las investigaciones para encontrar la mejor manera de trasportar los recortes desde el fondo del pozo hacia la superficie se hicieron más constantes.

Posiblemente el primer estudio realizado sobre el problema de la eliminación de esquejes fue el realizado por Pigott<sup>12</sup> en 1941, quien consideraba el flujo de fluido de perforación en tuberías y pozos; se refirió a la aplicación de la ley de Stokes para flujo laminar y la fórmula de Rittinger para cálculos de velocidad de sedimentación de partículas de perforación en el flujo turbulento. Llegó a la conclusión de que el fluido de alta viscosidad no era necesario, y sugirió que el flujo laminar en el anillo daría lugar a una limpieza más eficaz. Para un funcionamiento sin problemas, también recomienda que la concentración volumétrica de recortes en el anillo se mantenga menos del 5%. Esto en el caso de pozos verticales o levemente desviados.

Con la inclusión del término de excentricidad en los estudios sobre la limpieza del pozo, se hizo a un lado la idea de cómo limpiar el pozo, y empezó a hablarse de una acumulación de recortes, llamada “cama de recortes de perforación”, esto ocurre cuando la tubería por efecto de la excentricidad se recuesta sobre una de las paredes del pozo y los recortes que deberían pasar por ese espacio anular se van acumulado debido a no encontrar forma de pasar por tal espacio.

Investigadores han realizado distintos estudios en busca de la mejor manera de expresar el efecto de excentricidad en la limpieza del pozo, ecuaciones empíricas han surgido como resultado de estas investigaciones. Para el desarrollo de ésta investigación fue usada la correlación de Haciislamoglu et al<sup>13</sup>, quien obtuvo el coeficiente de relación de pérdida de presión en el anillo excéntrico a la pérdida de presión en anillo concéntrico de ambos regímenes de flujo laminar y turbulento, por otra parte, el Instituto Americano del Petróleo API<sup>14</sup> la define como “un método

---

<sup>12</sup> **THOMAS R,P, SOUTHERN and Others**, *Drillpipe Eccentricity Effect on Drilled Cuttings Behavior in Vertical Wellbores*, 1982.

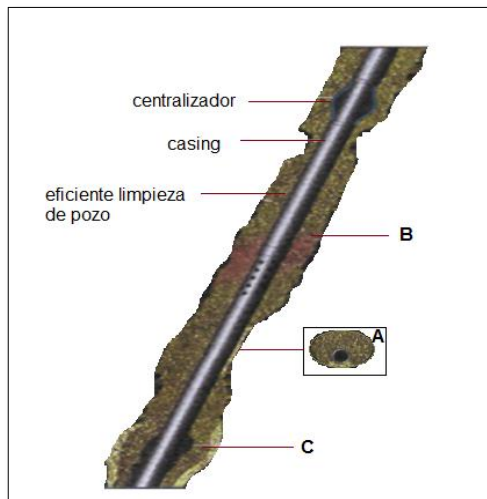
<sup>13</sup> Haciislamoglu, M. and Cartalos, U.: “Practical Pressure Loss Predictions in Realistic Annular Geometries,” SPE 28304 presented at 67th Annual Technical Conference, Washington, D.C., October 4-7, 1992.

<sup>14</sup> Instituto Americano del Petróleo (API), *Recomendaciones Para Los Cálculos De Hidráulica De Perforación*, norma RP 13D, 2009.

industrial para estimar excentricidad implica multiplicación de pérdida de presión de corona circular concéntrica en cada segmento por la relación derivada empíricamente  $R_{Lam}$  o  $R_{Tur}$  en función del régimen de flujo”.

La siguiente figura muestra los efectos de la excentricidad de la tubería en el movimiento de fluidos. El transporte de recorte es más eficiente en la zona B donde el tubo está bien centrado, mientras que éste no es el caso en las zonas A y C, donde la tubería se encuentra en un lado.

Figura 38. Representación de la excentricidad de la tubería



Fuente: **CELESTINE** T. Unegbu, Hole Cleaning and Hydraulics, tesis de maestría June, 2010; modificada por los autores.

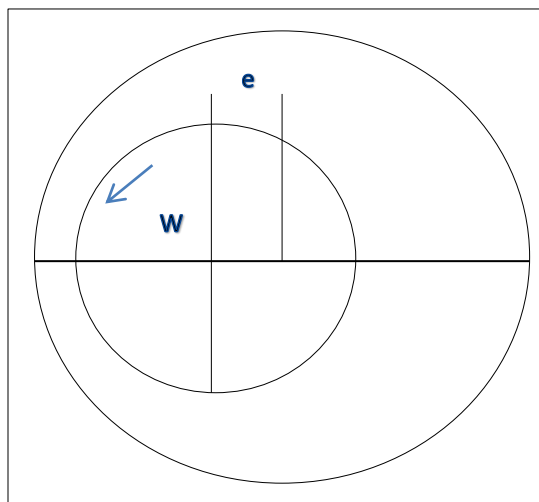
Es importante tener en cuenta que el transporte de recortes se ve afectado ligeramente por la posición de la tubería en el agujero, es decir hacia la cara del pozo en que se encuentre recostada. A medida que la inclinación del pozo incrementa hacia la horizontal, la cantidad de fluido necesaria para la efectiva limpieza del pozo tiende a aumentar.

### 3.2.3 Factores que causan la excentricidad de la tubería de perforación.

Para determinar cuándo se está presentando excentricidad, se requiere analizar parámetros relacionados con la formación, diseño del pozo y muy importante la tasa de penetración.

- **Tasa de penetración.** Si la tasa con la que se está perforando es muy alta, la sección donde la tubería pasa por la desviación del pozo ocasiona que se recueste rápidamente en la cara baja del pozo.

Figura 39. Velocidad de rotación de la tubería de perforación



- **Geometría del pozo.** Es el parámetro que más influye para que se presente excentricidad, es importante que la relación de desviación con respecto a la profundidad (dog leg) sea bien controlada para evitar al máximo que se presente excentricidad.
- **Tipo de formación.** Es importante evaluar la formación que se esté atravesando porque pueden ser algunas de las causas que generan la

excentricidad, pues dependiendo de ésta el ingeniero de perforación determina la tasa de penetración, el caudal de flujo del lodo, así como su densidad y propiedades reológicas.

## **4. ELABORACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL**

En esta sección se describen los modelos matemáticos necesarios para la elaboración de la herramienta computacional que servirán para realizar las simulaciones de la hidráulica de perforación.

### **4.1 ECUACIONES DE HIDRÁULICA DE LA API**

Las fórmulas contenidas en este capítulo cumplen con los parámetros que están incluidos en el boletín de API titulado “Práctica Recomendada para la Reología y la Hidráulica de los Fluidos de Perforación de Pozos de Petróleo” (Práctica 13D Recomendada por API, Tercera Edición, 1 de junio de 1995).

Los fluidos en el flujo laminar “actúan” de distinta manera que los fluidos en un flujo turbulento, estas diferencias requieren el uso de diferentes ecuaciones para determinar las pérdidas de presión en los flujos laminares y turbulentos. Diferentes métodos también son necesarios para calcular las pérdidas de presión en el espacio anular y la columna de perforación, debido a las diferentes geometrías. La primera etapa en los cálculos de hidráulica consiste en determinar la etapa de flujo que está ocurriendo en cada intervalo geométrico del pozo.

### **4.2 SELECCIÓN DEL MODELO REOLÓGICO A UTILIZAR**

Los modelos reológicos descritos en el capítulo 2, son presentados a continuación en su forma matemática en la tabla 2. Para la selección del modelo se realizó la simulación de tres diferentes modelos de los descritos anteriormente, y los datos fueron comparados gráfica y numéricamente con los valores obtenidos en los reportes de campo (valores teóricos). El resultado de la comparación conduce a la

elección del modelo de potencia modificado, por ser el más próximo al comportamiento de los valores teóricos tomados.

Tabla 2. Ecuaciones para calcular los parámetros reológicos de cada modelo

MODELO	PARÁMETROS
<b>Plástico de Bingham</b>	$\mu_p = \frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma^{600} - \gamma_{30}}$ $\tau = \tau^{30} - 2,0886 * 10^{-3} - \mu_p * \gamma_{30}$
<b>Ley de Potencia</b>	$n = \frac{\log(\tau_{600}/\tau_{100})}{\log(\gamma^{600}/\gamma_{100})}$ $K = 478.8 \frac{\tau_{100}}{\gamma_{100}^n}$
<b>Casson</b>	$\mu_p = 478.8 \left( \frac{\sqrt{\tau_{600}} - \sqrt{\tau_{60}}}{\sqrt{\gamma_{60}} - \sqrt{\gamma_{600}}} \right)^2$ $\tau_y = \left( \sqrt{\tau_{60}} - \sqrt{2.0886 * 10^{-3} * \mu_p * \gamma_{60}} \right)^2$
<b>Herschel-Bulkley</b>	$0 = (\tau^6 - \tau_{600}) + \gamma_3^n \left( \frac{\tau_{100} - \tau_6}{\gamma_{100}^n - \gamma_6^n} \right) - \gamma_6^n \left( \frac{\tau_{100} - \tau_6}{\gamma_{100}^n - \gamma_6^n} \right)$

	$k = 478.8 \frac{\tau_{100} - \tau_6}{\gamma_{100}^n - \gamma_6^n}$ $\tau_y = \tau_6 - 2.0886 * 10^{-3} * k * \gamma_6^n$
<b>Robertson-Stiff</b>	$0 = \left[ \frac{\tau_6}{(\gamma_0 + \gamma_6)^n} \right] * (\gamma_0 + \gamma_{600})^n - \tau_{600}$ $k = 478.8 * \frac{\tau_6}{(\gamma_0 + \gamma_6)^n}$ $\gamma_0 = \frac{\gamma_{100} - \gamma_6 * (\tau_{100}/\tau_6)^{1/n}}{(\tau_{100}/\tau_6)^{1/n} - 1}$

Fuente: **BEDOYA MORENO** María, **CARDONA** Natalia. Estudio Comparativo de Modelos Reológicos para Lodos de Perforación.

Tabla 3. Unidades de los parámetros reológicos

PARÁMETRO	UNIDADES
$\tau$	$\frac{\text{lb}_f}{100\text{ft}^2}$
$\gamma$	$\text{s}^{-1}$
$n$	Adimensional
$\mu_p$	$\text{Cp}$
$k$	$\text{cp}_{\text{eq}}$

Fuente: **BEDOYA MORENO** María, **CARDONA** Natalia. Estudio Comparativo de Modelos Reológicos para Lodos de Perforación.

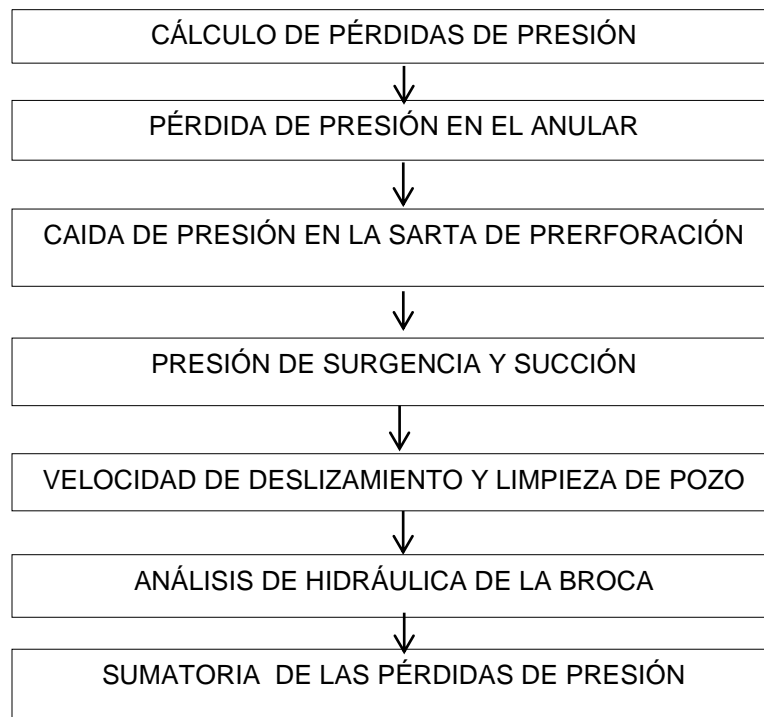
En la tabla 1, para el cálculo de los parámetros se consideran velocidades no convencionales que dependen del modelo. Según Weir y Bailey su uso proporciona una mejor caracterización del fluido para los diferentes modelos. Las

constantes de las ecuaciones presentadas son válidas para las unidades de campo mostradas en la tabla 3.

### 4.3 ECUACIONES DE HIDRÁULICA

Para el modelamiento de la hidráulica de pozo, fue tomado como referencia el proceso presentado en la norma API 13D, los parámetros a calcular fueron los descritos en el capítulo 2 (Hidráulica de perforación). El sistema de circulación de un pozo de perforación consta de varios componentes cada uno de los cuales está sujeto a una caída de presión específica. Una metodología sencilla es propuesta para calcular las pérdidas de presión y se presenta en el diagrama 1.

Diagrama 1. Hidráulica de pozo



Los principales factores que influyen en las pérdidas de presión en el sistema son:

- La geometría del sistema de circulación.
- La tasa de flujo a través del sistema.
- El régimen de flujo en el cual el fluido fluye.
- Las propiedades reológicas del fluido circulante.

A continuación se muestran una serie de diagramas de flujo que muestran los algoritmos usados para el cálculo de los parámetros hidráulicos en la perforación de pozos.

Diagrama 2. Caída de presión en el anular

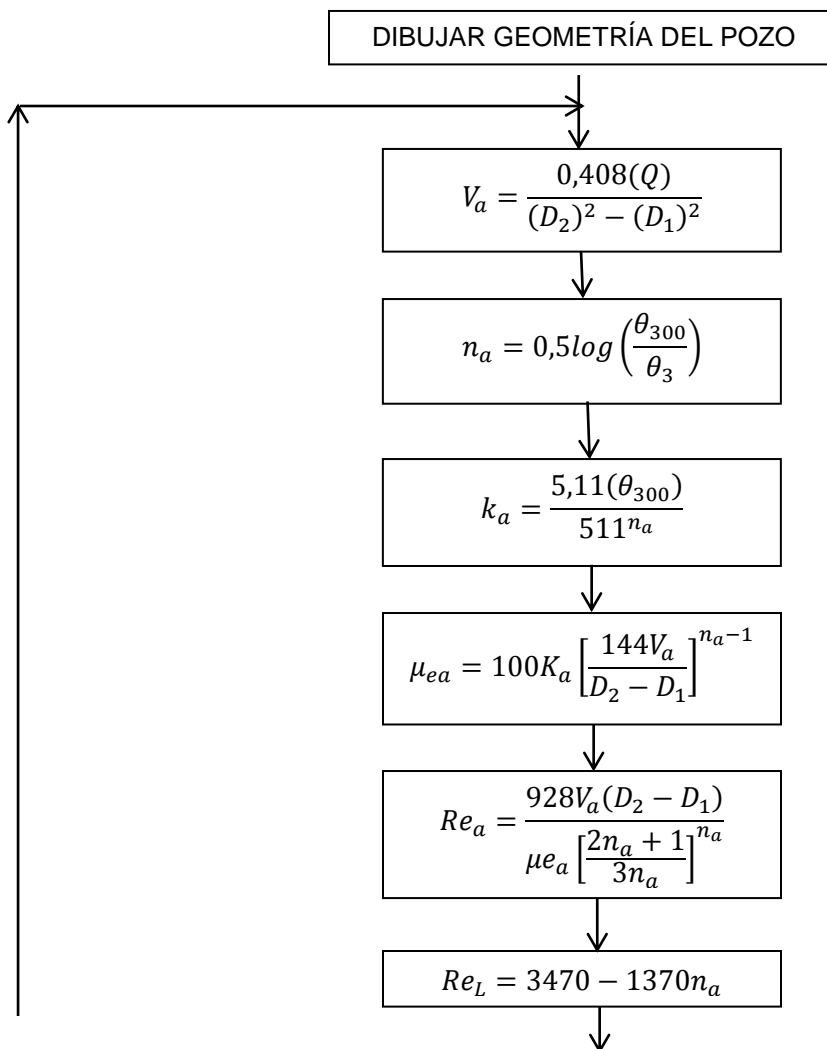
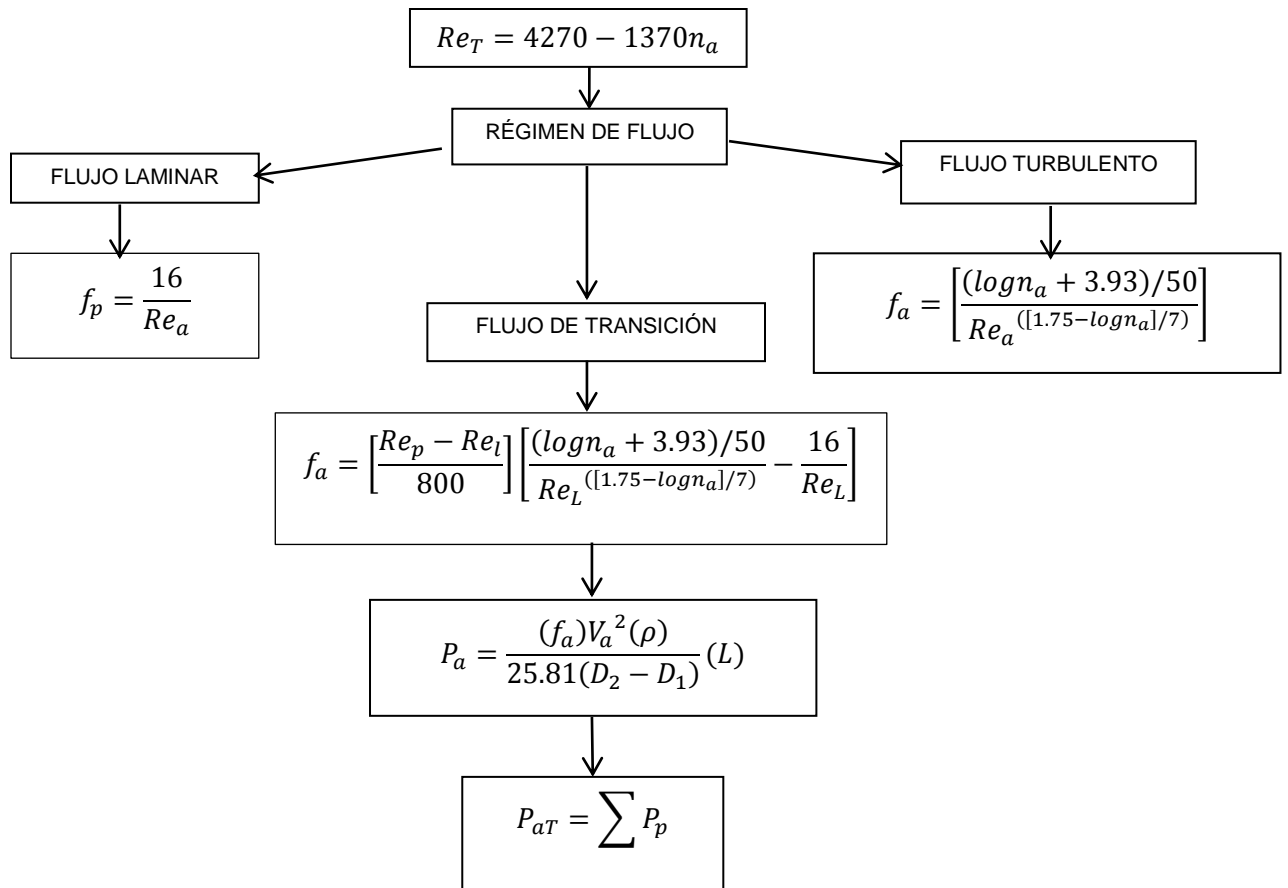
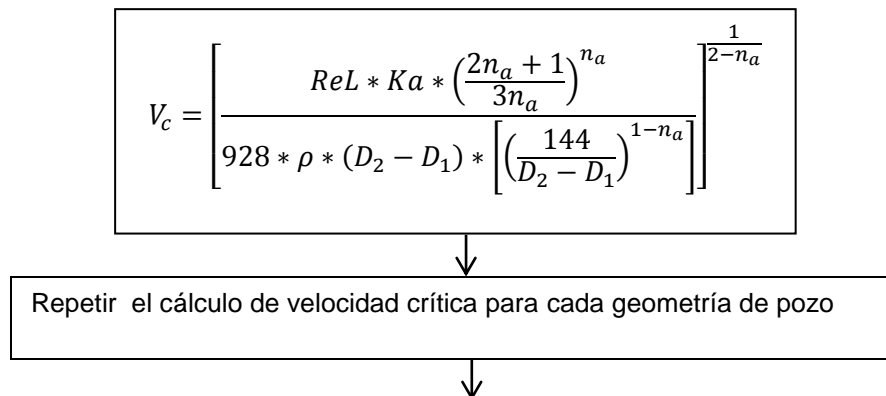


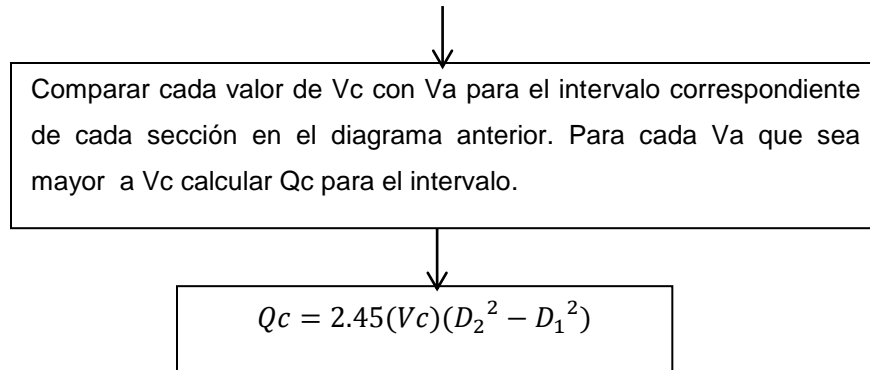
Diagrama 3. Caída de presión en el anular (continuación)



Fuente: API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. 2009.  
Modificado por los autores.

Diagrama 4. Velocidad crítica y tasa de bombeo





Fuente: Fuente: API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. 2009. Modificado por los autores.

Diagrama 5. Caída de presión en la sarta de perforación

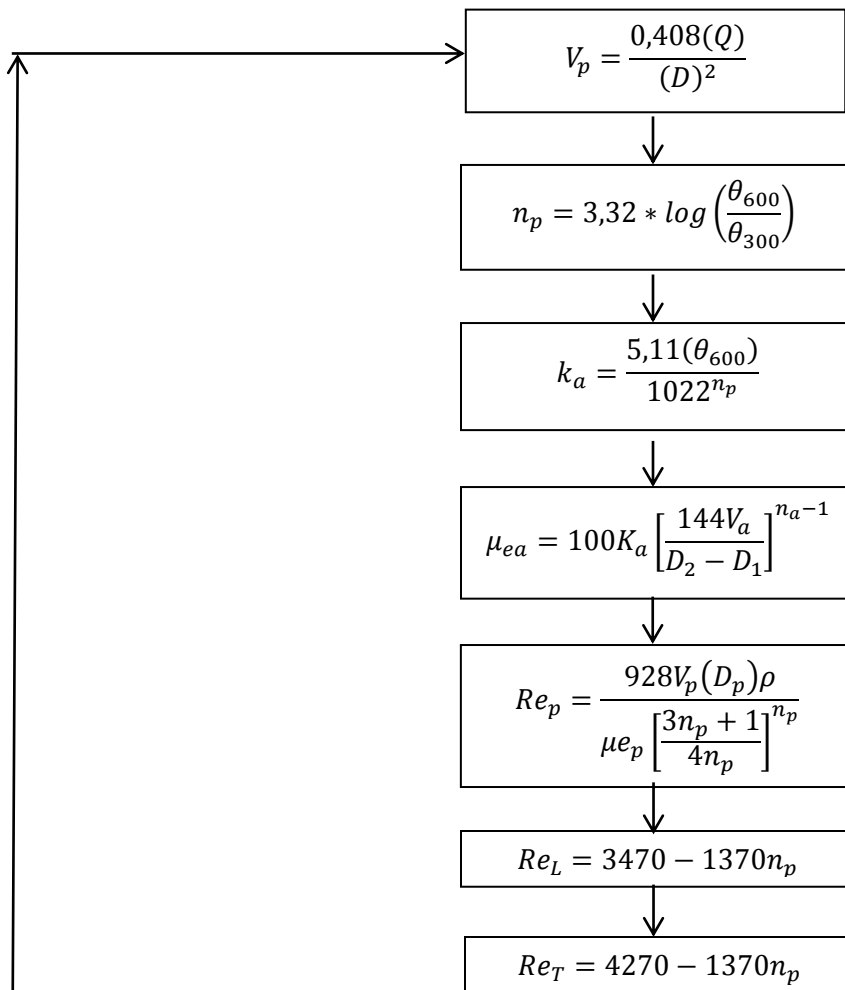
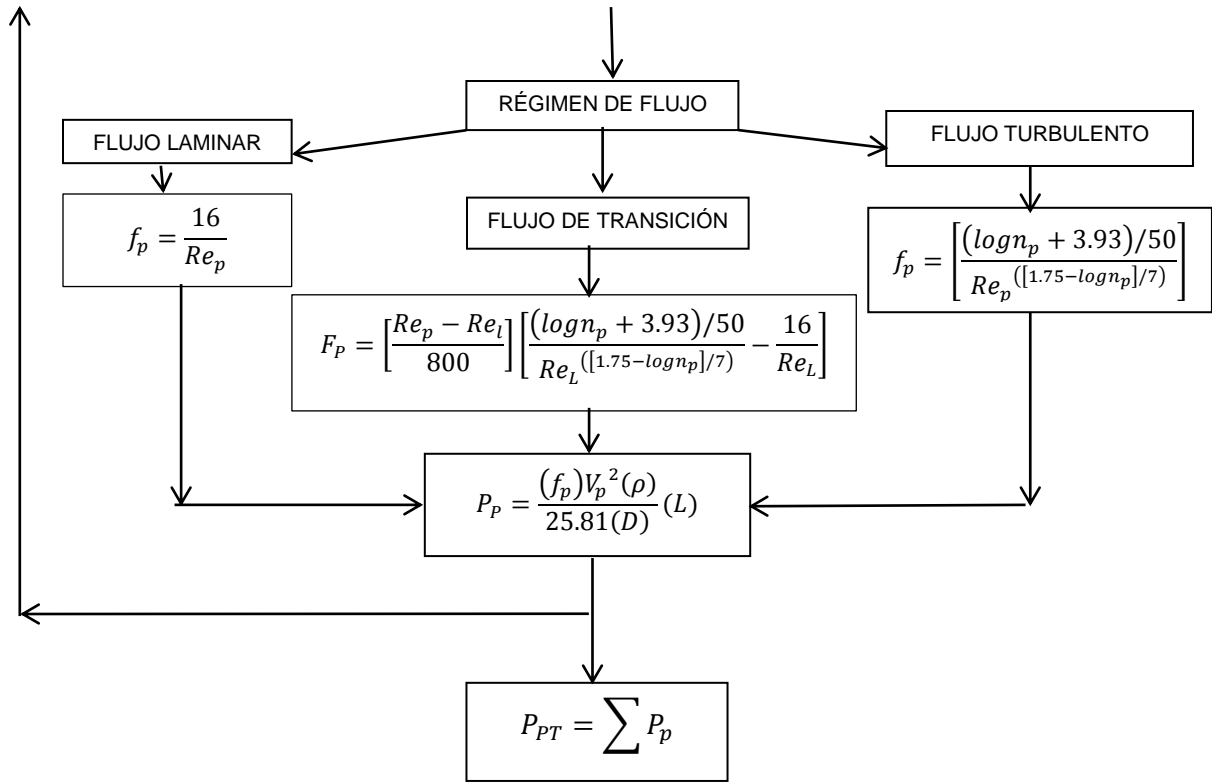


Diagrama 6. Caída de presión en la sarta de perforación (continuación)



Fuente: API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. 2009.  
Modificado por los autores.

Diagrama 7. Presión de surgencia y succión

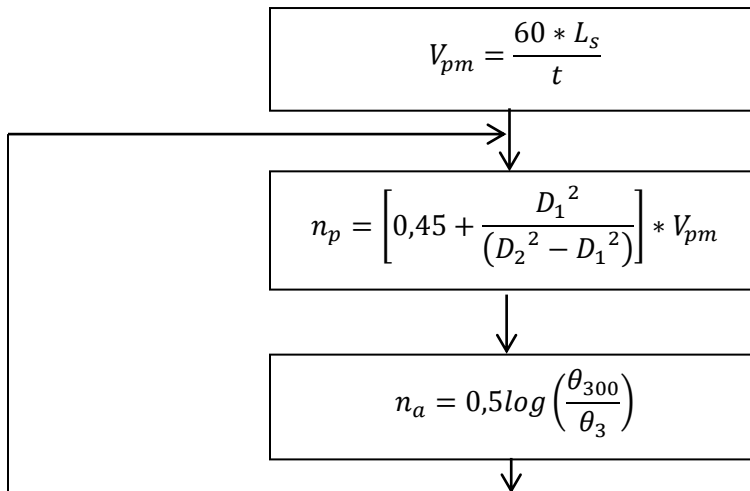
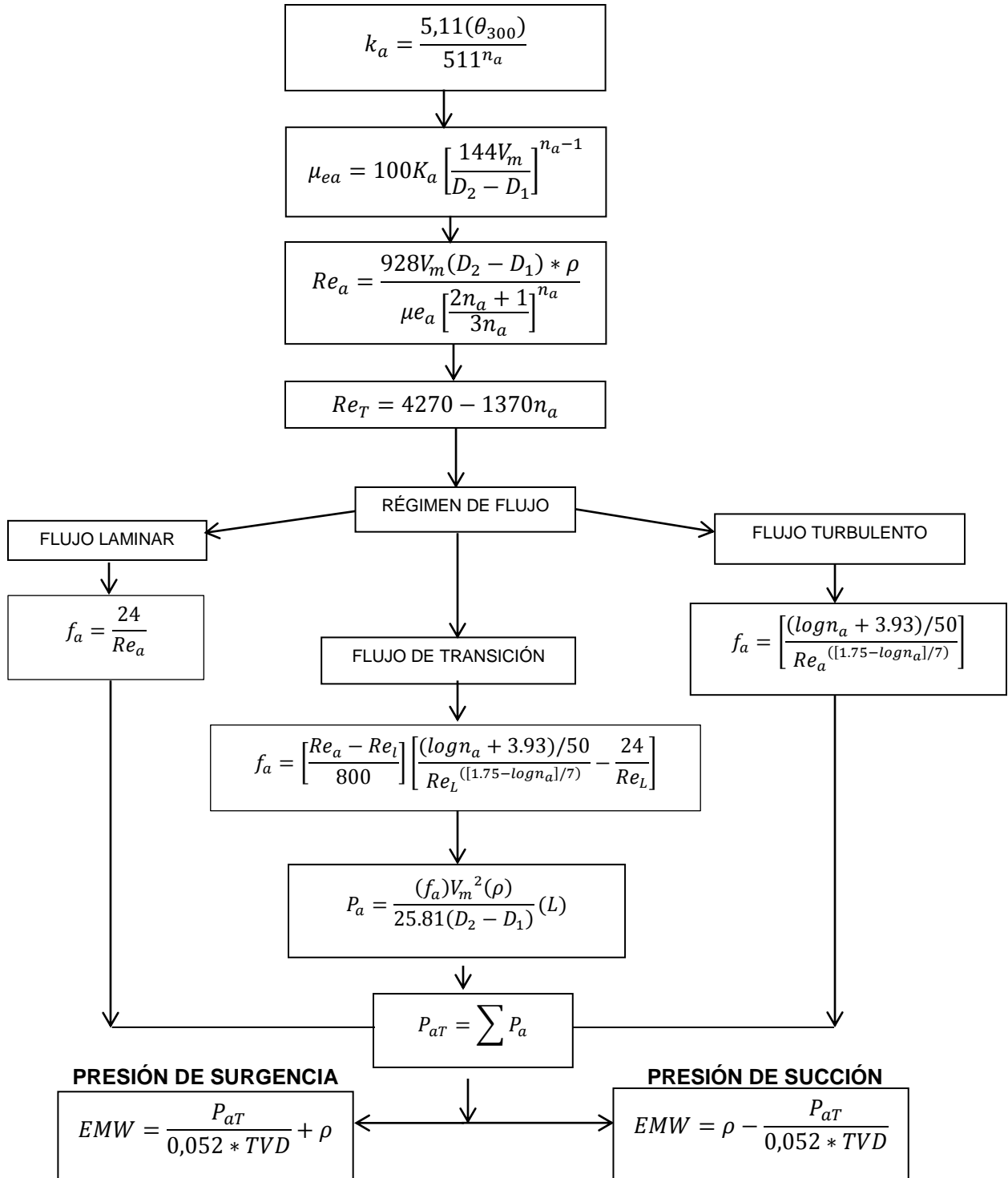


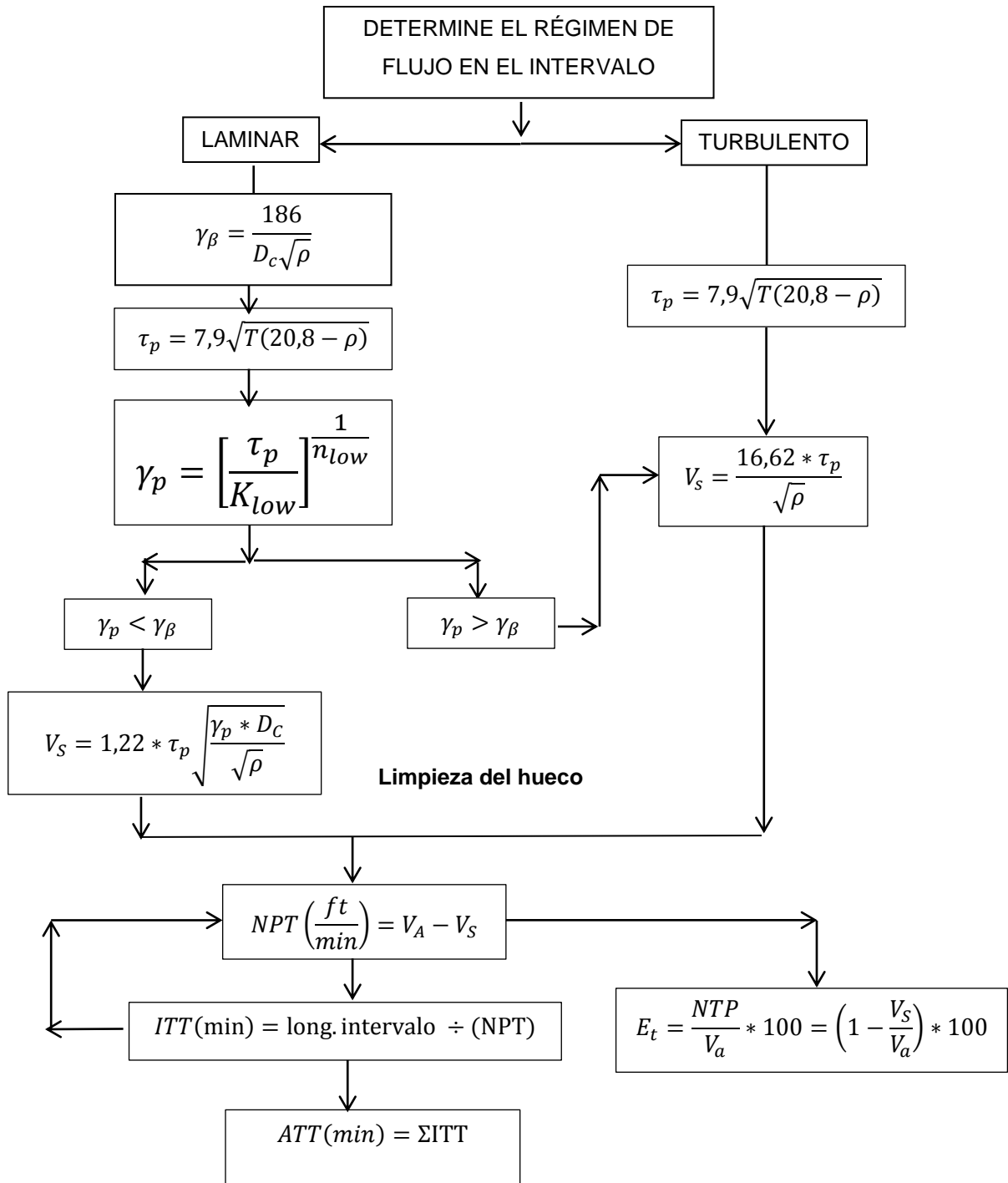
Diagrama 8. Presión de surgencia y succión (continuación)



Fuente: API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. 2009.

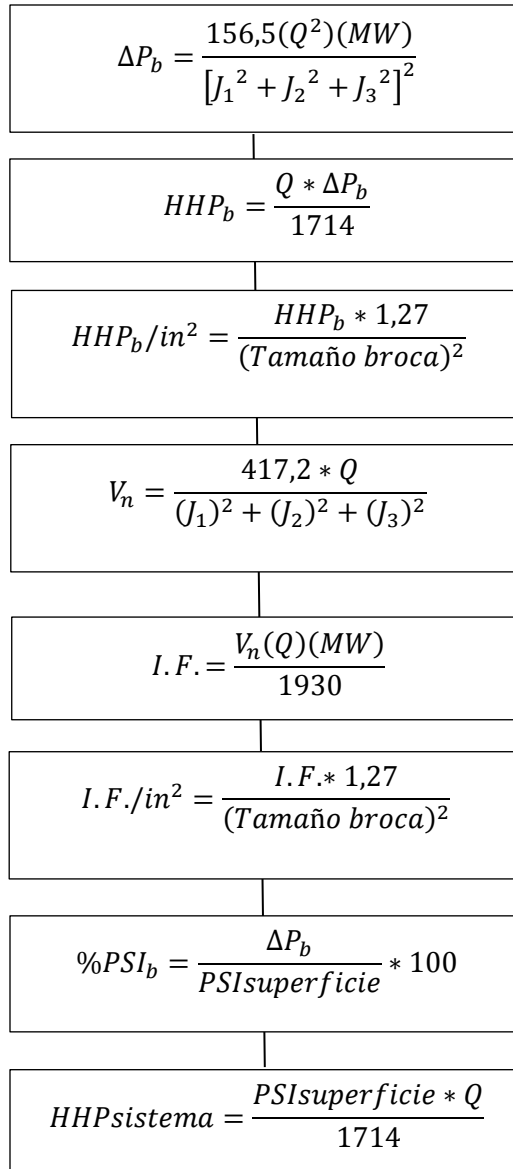
Modificado por los autores.

Diagrama 9. Velocidad de deslizamiento y limpieza del hueco



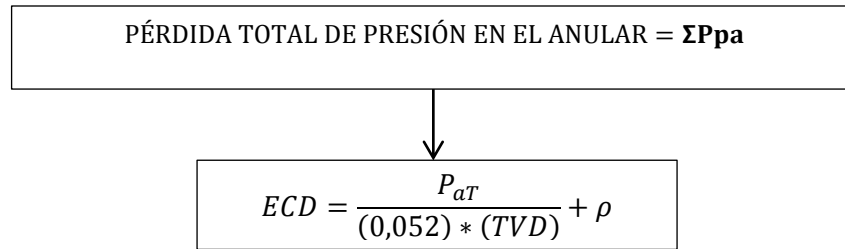
Fuente: Fuente: API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. 2009. Modificado por los autores.

Diagrama 10. Análisis de la hidráulica de la broca



Fuente: API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. 2009.  
Modificado por los autores.

Diagrama 11. Densidad equivalente de circulación (ECD)



Fuente: API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. 2009.  
Modificado por los autores.

#### 4.4 EFECTO DE LA EXCENTRICIDAD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Para calcular el efecto de la excentricidad en la tubería de perforación es necesario haber hecho inicialmente el cálculo de pérdidas de presión anular, puesto que los modelos a usar requieren de parámetros ya calculados en éste proceso.

El diagrama 12 muestra el proceso para el cálculo del efecto de la excentricidad, siendo necesario multiplicar el valor obtenido de la relación de excentricidad para el flujo que se tenga en el anular, con las pérdidas de presión calculadas al principio del análisis hidráulico.

Diagrama 12. Cálculo del efecto de la excentricidad

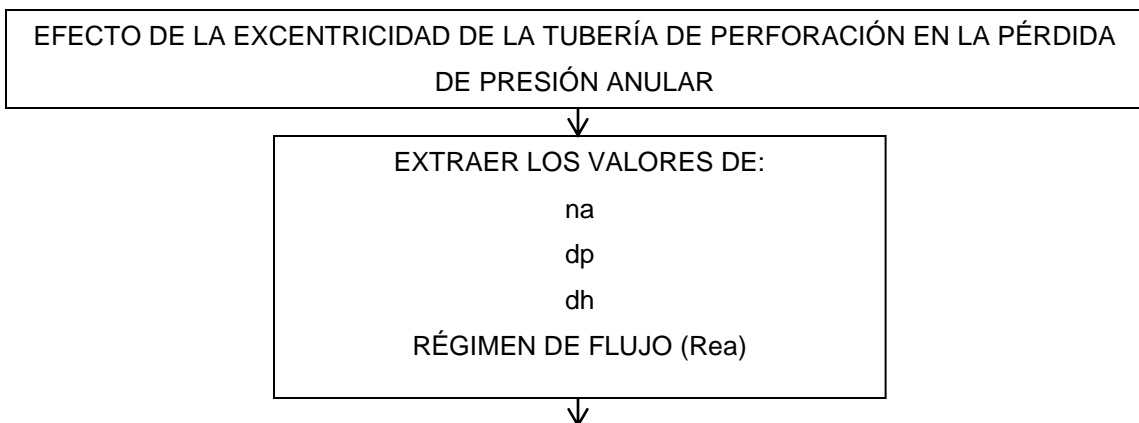
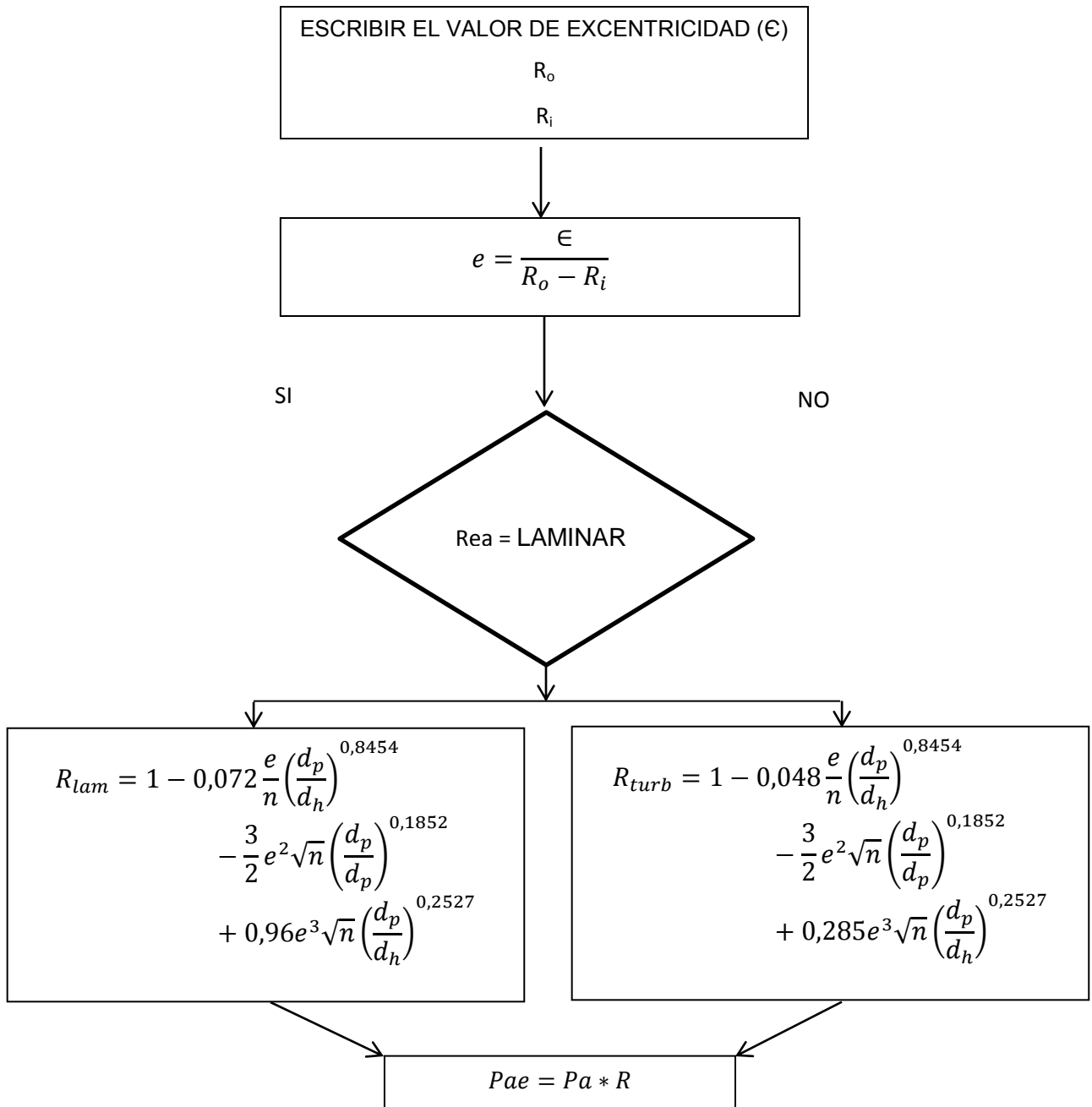


Diagrama 12. Cálculo del efecto de la excentricidad. (Continuación)

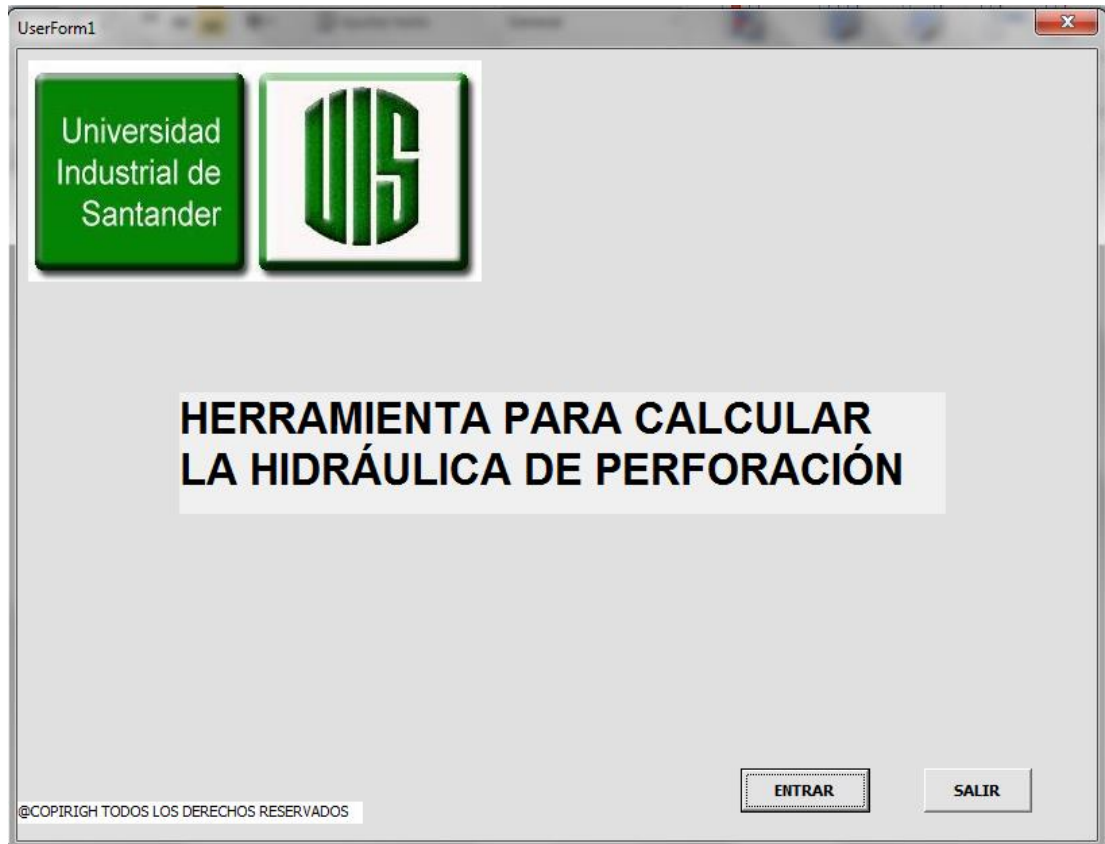


Estos algoritmos fueron confinados en un código en la herramienta computacional Excel y Visual Basic.

## 4.5 HERRAMIENTA DE CÁLCULO

### 4.5.1 Página principal.

Figura 40. Hoja de inicio de la herramienta computacional



Fuente: Herramienta computacional.

La página siguiente (ver figura 41) permite al usuario introducir el valor de cada parámetro necesario para el cálculo hidráulico del pozo, muchas de estas propiedades ya fueron descritas en el capítulo 2. Una vez el usuario introduzca estos valores podrá elegir cuál de las variables implicadas en el análisis hidráulico quiere observar.

Figura 41. Cálculos para el análisis de hidráulica de perforación



Fuente: Herramienta computacional.

Cada opción de cálculo conduce a una nueva hoja en la que se especifican los respectivos cálculos.

Figura 42. Hoja de introducción de datos iniciales

The screenshot shows a software window titled "UserForm1" with a standard Windows-style title bar. The main heading is "INTRODUCCIÓN DE DATOS OPERACIONALES". Below the heading, there is a welcome message: "BIENVENIDOS, ESTA HERRAMIENTA TE PERMITE CALCULAR ALGUNOS PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN". This is followed by an instruction: "INCERTE LOS DATOS QUE APARECEN A CONTINUACIÓN PARA PODER INICIAR LOS CÁLCULOS". A yellow horizontal bar separates this from the next section, "PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN". Below this section heading, there is a note: "LAS VARIABLES QUE SE INTRODUCEN EN ESTE MODULO SON LAS MISMAS PARA CADA SECCIÓN, INDEPENDIEMENTE DE EN CUAL DE ESTAS SE QUIERA HACER EL ANÁLISIS DE HIDRÁULICA". There are five input fields with labels: "CAUDAL DE CIRCULACIÓN (gpm)", "DENSIDAD (lb/gal)", "LECTURA REÓMETRO A 600 RPM", "LECTURA REÓMETRO A 300 RPM", and "LECTURA REÓMETRO A 3 RPM". At the bottom left of the form area is a button labeled "ACEPTAR".

Fuente: Herramienta computacional.

#### 4.5.2 Cálculo de pérdidas de presión.

En esta sección se hace el cálculo de las pérdidas de presión en el espacio anular, para ello el usuario debe describir la geometría del pozo y el diseño del ensamblaje de fondo (BHA). Cuando se dan estos valores se procede al cálculo de las pérdidas de presión, la herramienta pide un valor de TVD que es el actual (al tiempo del análisis) y es necesario para calcular la densidad equivalente de circulación ECD.

Figura 43. Cálculo de caída de presión anular y ECD

UserForm2

**CAIDA DE PRESIÓN EN EL ANULAR Y ECD**

INSERTE LA PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA

**TVD (ft)**

**CALCULAR** **CAÍDA DE PRESIÓN (psi)**  **ECD (lb/gal)**

EFFECTO DE LA EXCENTRICIDAD.....

INSERTE EL VALOR DE EXCENTRICIDAD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

**( e ) (0.1 a 1.0)**

**CALCULAR** **CAÍDA DE PRESIÓN (psi)**  **ECD (lb/gal)**

**ACEPTAR** **SALIR**

Fuente: Herramienta computacional.

#### 4.5.3 Pérdidas de presión en la tubería de perforación.

Las pérdidas de presión en la tubería son calculadas teniendo en cuenta la variación del ID de la tubería de perforación y su respectiva longitud. Al final se obtienen las pérdidas totales de presión en la tubería de perforación.

Figura 44. Cálculo de las pérdidas de presión en la tubería de perforación

UserForm1

**PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA TUBERIA DE PERFORACIÓN**

HAGA CLICK PARA OBTENER LOS CÁLCULOS

PÉRDIDAS DE PRESIÓN (psi)

ACEPTAR VER CÁLCULOS SALIR

Fuente: Herramienta computacional.

#### 4.5.4 Limpieza de pozo.

Esta sección muestra el cálculo de velocidad mínima para el transporte de recortes, el usuario obtendrá diferentes valores de  $V_{min}$  dependiendo de la geometría del pozo de estos debe elegir el más representativo e introducirlo en el espacio que es pedido, esto con el fin de calcular la eficiencia de limpieza del pozo y la concentración de recortes ( $Ca$ ).

Figura 45. Cálculo de velocidad de transporte de recortes

UserForm1

**VELOCIDAD DE TRANSPORTE DE RECORTES**

EN ESTE MODULO SE MUESTRA LA VELOCIDAD MÍNIMA PARA EL TRANSPORTE ÓPTIMO DE LOS RECORTES A LA SUPERFICIE.

CALCULAR

VELOCIDAD DE RECORTES

VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO

VELOCIDAD MÍNIMA DE TRANSPORTE

ACEPTAR VER CÁLCULOS SALIR

Fuente: Herramienta computacional.

Figura 46. Cálculo de la eficiencia de limpieza de pozo y la concentración de recortes

The screenshot shows a software window titled "UserForm1" with the main heading "HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN" and a sub-heading "LIMPIEZA DE POZO". Below the heading is a descriptive text: "EN ESTE MODULO SE PODRAN VER LOS PRINCIPALES PARÁMETROS QUE INDICAN EL ESTADO DE LA LIMPIEZA ACTUAL DEL POZO".

At the top left, there is a button labeled "CALCULAR". Below it, there are four input fields with corresponding labels:

- TIEMPO NETO DE TRANSPORTE DE PARTICULAS (ft/min)
- EFICIENCIA DE TRANSPORTE DE PARTICULAS (%)
- TIEMPO ANULAR DE TRANSPORTE DE PARTICULAS (min)
- CONCENTRACIÓN DE RECORTES DE PARTICULAS EN EL ANULAR (%)

At the bottom, there are three buttons: "ACEPTAR", "VER CÁLCULOS", and "SALIR".

Fuente: Herramienta computacional.

#### 4.5.5 Hidráulica de la broca.

En ésta sección el usuario deberá introducir los diámetro de los jets, al introducir estos datos la herramienta hace el cálculo de hidráulica.

Figura 47. Cálculo de hidráulica de la broca

The screenshot shows a software window titled "UserForm1" with the main heading "HIDRÁULICA DE LA BROCA". Below the heading is a text prompt: "INTRODUZCA EL DIÁMETRO DE CADA JET".

Below this prompt, there are six input fields labeled J1 through J6, each with a "TAMAÑO DEL JET (1/32 in)" label above it.

Below the input fields, there is a button labeled "CALCULAR". Below it, there are four input fields with corresponding labels:

- PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LA BROCA (psi)
- CABALLAJE DE FUERZA HIDRÁULICA EN LA BROCA (HP)
- VELOCIDAD DE LAS BOQUILLAS DE LA BROCA (ft/s)
- PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (%)

At the bottom, there are three buttons: "ACEPTAR", "VER CÁLCULOS", and "SALIR".

Fuente: Herramienta computacional.

#### 4.5.6 Resultados del cálculo de hidráulica.

Terminado el cálculo de todos los parámetros que permite obtener la herramienta, se imprimen los valores de cada uno de ellos en una tabla que también incluye la presión de circulación, el caudal de trabajo, la densidad y la TVD, variables que el usuario introdujo en la hoja de inicio.

Figura 48. Hoja de compilación de resultados

The screenshot shows a window titled 'UserForm1' with the main heading 'COMPILACIÓN DE RESULTADOS'. Below the heading is a sub-heading: 'EN ESTE MÓDULO SE PUEDEN VER LOS PARÁMETROS CALCULADOS EN CADA UNO DE LOS MÓDULOS ANTERIORES'. A button labeled 'MOSTRAR RESULTADOS' is positioned above a grid of 18 input fields. The fields are arranged in two columns. The left column contains: PS (psi), Q (gpm), TVD (ft), DEN (lb/gal), PPa (psi), ECD (lb/gal), Qc (gpm), and PPs (psi). The right column contains: EMW SUR (lb/gal), EMW SUC (lb/gal), Vmín (ft/s), NPT (ft/min), Pb (psi), PPT (psi), Ca (%), and ET (%). At the bottom of the window are three buttons: 'ACEPTAR', 'VER CÁLCULOS', and 'SALIR'.

Fuente: Herramienta computacional.

Otras ventanas que presenta la herramienta para cálculos adicionales se pueden observar en la figura 49 y figura 50.

Figura 49. Cálculo de la velocidad y el caudal crítico

The screenshot shows a window titled 'UserForm3' with the main heading 'VELOCIDAD Y CAUDAL CRÍTICO'. Below the heading is a sub-heading: 'HAGA CLICK PARA OBTENER LOS CÁLCULOS'. The window is divided into two columns labeled 'SECCIÓN I' and 'SECCIÓN II'. Each column has two input fields: 'VELOCIDAD CRÍTICA (ft/s)' and 'CAUDAL CRÍTICO (gpm)'. At the bottom of the window are three buttons: 'ACEPTAR', 'VER CÁLCULOS', and 'SALIR'.

Fuente: Herramienta computacional.

Figura 50. Cálculo de la presión de surgencia y succión

The image shows a software window titled "UserForm4" with a close button in the top right corner. The main title of the window is "PRESIÓN DE SURGENCIA Y SUCCIÓN". Below the title, there is an instruction: "INSERTE EL VALOR DE PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA". Underneath this instruction is a label "TVD (ft)" followed by an empty text input box. Below the input box, there are three columns of output fields. The first column has a button labeled "CALCULAR". The second column has a label "EMW PRESIÓN SURGENCIA (lb/gal)" above an empty text input box. The third column has a label "EMW PRESIÓN SUCCIÓN (lb/gal)" above an empty text input box. At the bottom of the window, there are three buttons: "ACEPTAR", "VER CÁLCULOS", and "SALIR".

Fuente: Herramienta computacional.

## **5. ANÁLISIS DE HIDRÁULICA Y LIMPIEZA DE POZO**

### **5.1 ANÁLISIS DE PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Como se describió en el capítulo 2, existen varios parámetros que afectan la eficiencia de limpieza de pozo, similar es para el análisis hidráulico durante la perforación, en este capítulo se estudiarán estos más a fondo y así describir las mejores prácticas para obtener una buena limpieza del pozo, a través de simulaciones de pozos horizontales perforados, modelos de pozos verticales y desviados creados para el estudio. A continuación se presenta un análisis de los reportes de fluidos de pozo obtenidos del campo de estudio en ellos se evaluará el comportamiento de las propiedades de los fluidos con respecto a la profundidad, dando una explicación del porqué varían.

Para este estudio fue necesaria la revisión de los reportes de fluidos de cada pozo, en éste observamos las diferentes e importantes propiedades específicas registradas de la perforación en el POZO 1 del campo de estudio con las cuales se pudo hacer un análisis detallado de los posibles problemas presentados en la formación productora.

Inicialmente se observan los lineamientos de ingeniería por secciones, seguidamente el valor de circulación del pozo trabajado, el cual está en un valor de 144 USgal/min, tasa de circulación que fue modificada al avance de la perforación ya que el valor de flujo requerido para el transporte de recortes alcanzaba un valor de aproximadamente (250 GPM) mínimo.

La viscosidad embudo tiene un valor de 39 sec/quart, lo cual indica que es un valor bueno para la reología.

La viscosidad plástica es importante para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP), un bajo valor de ésta

indica un mal arrastre de recortes. El punto cedente es esencial para poder crear flujos turbulentos que mejoran la limpieza de pozo y al mismo tiempo disminuya el encamamiento de recortes durante la perforación de la sección horizontal.

La MBT es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido, importante tener en cuenta que valores altos de ésta en el lodo podrían llegar a causar floculación de la arcilla presente en el lodo debido a la formación, ya que las arcillas se disuelven en el lodo y por tanto estas aumentan su peso causando así un incremento en el peso de sólidos.

El % de sólidos de perforación es bajo lo cual es favorable para la hidráulica, un alto valor de sólidos presentes en la perforación sería perjudicial ocasionaría un incremento en la viscosidad plástica y a su vez problemas operacionales.

La formación inicial (arcillas o lutitas) está a una profundidad de hasta 1532 ft aproximadamente, siendo la restante la formación productora (cuarzosa – arenas limpias). Es de suma importancia conocer las propiedades geológicas de cada formación, para así ser tenidas en cuenta en el control de las propiedades tanto físicas como químicas del fluido de perforación de tal forma que éste proporcione un trabajo eficiente y cumpla con las funciones específicas que le competen como lo son: el avance de la perforación, minimización de los problemas de estabilidad de pozos y problemas operacionales.

Debido a que la formación al inicio de la perforación es una arcilla implica un mayor grado de dificultad en la perforación, lo cual afecta la profundidad del pozo, el diseño del fluido (reología, geles), geometría y de igual manera resultados de hidráulica siendo muy importante ya que a mayor profundidad la tubería se encuentra mucho más expuesta. Con respecto a la formación productora la cual es una arenisca, se ve afectada la geometría del hueco siendo este más pequeño afectando así mismo las pérdidas totales del sistema

Figura 51. Reporte de fluidos de pozo

Sarta			Rev			Volúmenes		Info de las Bombas					
Diám Mecha in	Marca	Modelo de Mecha	OD in	ID in	Prof ft	bbl	Modelo	Diam in	Long in	Efic %	Vel/Stk Usgal	Caudal SPM	Caudal USgal/min
8 1/2			9 5/8	8.921	250.00	Total Hoyo	F-800	5 1/2	9.00	95.00	3	0	
Drill Collars			Tubería			19.33	Model PZ-7 (PZG)	5 1/2	7.00	95.00	2	70	144
OD in	ID in	Longitud ft	OD in	ID in	Longitud ft	Tanques	Model PZ-8 (PZH)	6	8.00	95.00	3	0	
						459							
						Total Activos							
						478.33	Tiempos de Circ						
						En Reserva	Sup a Fondo	0.3 min/0stks		Total Sistema	135.7 min/949stks		
						0	Fordos Arriba	0.3 min/0stks					
Propiedades del Fluido					Vel Anular Max		Inf Del Hoyo						
Propiedad	Fluid Spec	1	2	3	Conductor	ft/min	Presión de Circ	500 psi	Prof de Agua				
Muestra de		Active Rt			Revto.	103.47 ft/min	Circ Hoyo	144 USgal/min	Taca Riser Booster USgal/min				
Hora de Chequeo		23:59			Hoyo	131.91 ft/min	Análisis de Sólidos						
MD ft		250.00			Vc Hoyo	0.00 ft/min	Propiedad	1	2	3	4		
TVD ft		250.00			Vc Tubería	0.00 ft/min	LGS % (<0.00)	1.34					
Profundidad de Broca ft		3.00			Vel Anular Min		LGS lb/bbl	12.23					
Inc dea		3.00			Conductor	ft/min	HGS %	0.00					
Densidad ppg	8.60-9.30	8.70			Revto.	95.37 ft/min	HGS lb/bbl	0.00					
Visc. de Embudo sec/quat		39.0			Hoyo	131.91 ft/min	Bentonita %	0.31					
Temp. de Prueba degF		84.0			Inf Mecha		Bentonita lb/bbl	2.86					
Temp. de Reología degF		120.0			Diám		Sólidos de Perforación %	1.03					
Visc. Plástica cP	0.12	6			Horas		Sólidos de Perforación lb/bbl	9.37					
Punto Cendente lb/100ft <sup>2</sup>	8-14	7			No Mecha		Dens Prom Sólidos sg	2.8525					
Gel de 10 seg lb/100ft <sup>2</sup>	3-8	2			No BHA		Reología						
Gel de 10 min lb/100ft <sup>2</sup>	5-10	7			Prof Inicial		600 RPM	19					
Gel de 30 min lb/100ft <sup>2</sup>	8-16	10			RPM Mecha		300 RPM	13					
pH	8.00-9.00	8			WOB		200 RPM	7					
Exceso de Cal lb/bbl		0.0			Jets		100 RPM	5					
NaCl mg/l		0.0			Hidráulica Mecha		6 RPM	3					
MBT lb/bbl	<17.5	5.0			Vel chorros	71.1 t/sec	3 RPM	2					
Agua en la Retorta %		99.00			Caída Presión	39 psi							
Sólidos en la Retorta %		1.00			HHP/Área	0.06 HP/in <sup>2</sup>							
Sólidos Corregidos %		1.00			HHP	6.88 %	Análisis Hidráulico						
					TFA		Indice de Comportamiento (n)	0.261					
							Indice de Consistencia (k)	1.394 #sec <sup>n</sup> /100ft <sup>2</sup>					
							ECD @ Prof de Mecha	8.81 ppg					
							ECD @ Zapata	8.79 dpg					

Fuente: Baker Hughes 2013. Modificado por los autores.

Una reología mayor requiere de galonajes superiores, los cuales generalmente no se pueden manejar en la operación para evitar daños a la formación, al igual una reología menor genera un régimen de flujo más turbulento (mejor limpieza de pozo) estos valores bajos son debido a las bajas concentraciones de productos.

Se debe tener en cuenta que en el campo de estudio no es bueno un incremento de la ECD por encima de 9 ppg aproximadamente en la formación productora ya que esto puede generar una pega diferencial en las secciones permeables y de igual manera afecta las propiedades del fluido de perforación ya que es un valor que está por encima de su densidad que para este caso es de 8.7 ppg, la cual es la encargada de mantener en sitio los fluidos de formación.

Fue de gran importancia la revisión de las propiedades óptimas del fluido de perforación, así como el estudio detallado de la geología de cada formación y a su vez, poder establecer la cantidad de concentraciones de productos adecuadas para brindar una buena estabilidad al hueco durante toda la perforación, al igual que garantizar: un buen control de reologías, una buena protección de la formación productora, baja toxicidad de los productos utilizados, etc.

Fue necesario tener en cuenta que para el lodo preparado tanto como el de reserva, brindara las características y propiedades reológicas (tixotropía) óptimas que se necesitaban para la perforación de cada sección trabajada.

Para la formación arcillosa fue recomendable pre-hidratar la bentonita en agua fresca sin la adición de soda cáustica para evitar la dispersión química de las arcillas de la formación. Se aprovechó la inclusión de las arcillas de formación las cuales sirvieron para construir viscosidad y aumentar la capacidad de acarreo de recortes. Se adicionó un extendedor de bentonita, fue gradualmente a medida que se avanzaba en la perforación para así de esta forma proporcionar unas propiedades reológicas aceptables que mantuvieran el hueco limpio, pero que al

mismo tiempo evitara problemas de embotamientos de la broca y taponamientos del flow line. Al finalizar la perforación se necesitó bombear una píldora viscosa que ayudara con la limpieza del hueco antes de bajar el revestimiento.

Tabla 4. Composición química del fluido de perforación

PRODUCTOS	CONCENTRACIÓN FINAL EN EL SISTEMA (lb/bbl)	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO
Extendedor de bentonita	0,02	Su presencia en fluidos no dispersos produce pérdidas de fricción más bajas, mejorando la capacidad de arrastre de los cortes perforados.
Viscosificador primario	2,3	Alta capacidad de hidratación suministrando viscosidad y control de la filtración con mínimo contenido de arcilla al reducir la permeabilidad del revoque.
Estabilizador de arcillas	0,9	Reduce la hidratación y acreción de las arcillas, ayuda al control del embotamiento en el ensamblaje de fondo de la sarta de perforación
Controlador de filtrado primario	1,9	Usado para control de filtración y baja viscosidad.
Controlador de filtrado	2,98	Usado para controlar el filtrado proporcionando delgadez a la torta y además incrementa las lecturas bajas de reología.
Lubricante e Incrementador de ROP	2,93	Aceite mineral orgánico, mejorador de tasas de perforación. Altamente efectivo para reducir torque, arrastre y prevenir el embotamiento de la broca y los elementos de perforación de fondo.

En la formación productora fue necesario realizar un pre-tratamiento del sistema, debido a lo mencionado antes, esta formación es de alto riesgo para pérdidas de lodo a la formación y posibles pegas de tubería debido al encamamiento de recortes asentados que evitarían un retiro efectivo de la tubería. Los posibles problemas potenciales en esta formación fueron: pérdidas de circulación, limpieza del hueco, hinchamiento de arcillas potencialmente reactivas y riesgos de pega diferencial.

También fue muy importante limpiar bien el hueco antes de cada conexión, ya que es de especial cuidado sobre todo cuando los valores de la ROP son altos, porque

si este procedimiento no es realizado se puede generar un encamamiento mayor y por ende el riesgo de pegas sería más alto (pegas por empaquetamiento que con el tiempo se convertirán en diferenciales).

La única desventaja del sistema fue su susceptibilidad al ataque por bacterias, debido a la riqueza en materiales orgánicos. Lo cual puede implicar requerir de soda cáustica adicional y el uso de bactericidas para evitar su degradación.

### **5.1.1 Análisis gráficos de los parámetros de los reportes de fluido de pozo.**

Los gráficos observados son realizados basados en los reportes de fluido de pozo para cada pozo de estudio, los análisis realizados son para los parámetros que influyen principalmente en eficiencia de la limpieza de pozo, estos parámetros están graficados en función de la profundidad.

Al inicio de la perforación la densidad del lodo tenía un valor relativamente alto debido al peso necesitado sobre la broca para dar inicio a la perforación y también teniendo en cuenta que la formación es arcillosa por tanto las concentraciones de productos afectaban este valor, a medida que se fue avanzando donde se estaba en formaciones intermedias ésta tomó valores más altos debido a la profundidad, se llega a un punto donde es un valor constante esto se da debido a que se está haciendo un repaso al pozo para asegurar que esté lo más limpio posible y posibles cambios de tubería, finalmente en la formación cuarzosa y arenas limpias se observa que el valor de densidad disminuye debido a que se ha llegado a la formación productora y evitar daño a ésta. Se debió tener en cuenta que el valor de la densidad no llegara al valor de la densidad del agua debido a que a la profundidad en que se estaba esto no era normal.

La curva de viscosidad plástica presenta una mini campana, donde se concentran los valores más altos que corresponden a las formaciones arcillosas o lutíticas, esto es debido a que como la arcilla se disuelve en el agua, es muy difícil remover mecánicamente estos sólidos del lodo y por ello aumenta hasta un punto en el que debe tratarse el lodo para volver a bajar este parámetro. El punto donde presenta un pequeño salto, pudo ser debido a un descuido del ingeniero de fluidos que operaba el pozo al momento de la toma de datos para los reportes de fluidos.

El punto cedente presenta un comportamiento ascendente a lo largo de la perforación lo cual es normal, esto se debe a que en primer lugar, los cortes de perforación deben hacer un recorrido más largo y se requiere más cedencia en el lodo para arrastrarlos hasta superficie, en segunda instancia, se debe a las arcillas disueltas en el lodo al inicio de la formación, que aumentan la cedencia de un lodo, sin embargo hay que tener cuidado en el control que se les da.

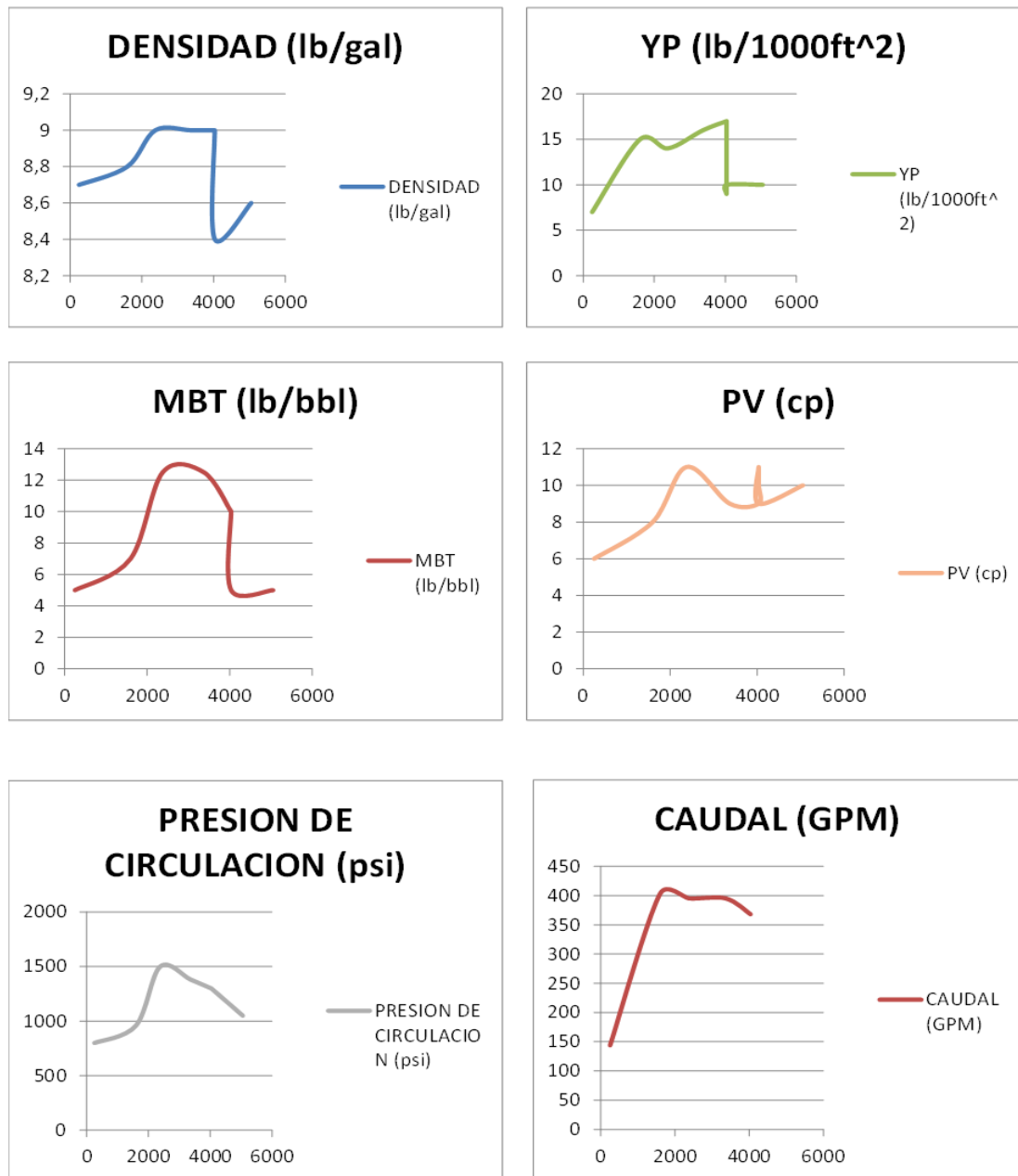
En la gráfica de MBT, se aprecia una campana clara donde se observa como aumenta y cae el contenido de arcilla disuelta en el Lodo, esto se debe a que en dicho intervalo se perforó zonas con alta concentración de arcillas reactivas lo que se refleja en un aumento de la MBT, al final de la gráfica éste cae y presenta un leve aumento, pues se llega a una formación arenisca, lo cual no aporta arcilla en grandes proporciones, aunque pueden estar.

Respecto el comportamiento de la presión es ascendente, debido a que a mayor profundidad y dependiendo de la formación que se perforó, se requiere más o menos energía, en este caso aumenta y en la zona de arenas ésta se disminuye para evitar erosionar mucho la formación de interés.

La gráfica del caudal es clara, a medida que se entra en la formación éste caudal debe aumentarse, en primera instancia para suministrar la energía necesaria al sistema y remover rápidamente los cortes, en segunda instancia para evitar la

reactividad de la lutita. En el final de la perforación cuando se llega a la zona de interés el caudal se disminuye para no lavar e impregnar la formación que contiene el crudo.

Figura 52. Propiedades pozo 1



Las tendencias gráficas observadas en el estudio son muy parecidas para todos los pozos estudiados en este trabajo, debido a que los pozos se encuentran prácticamente en las mismas formaciones por tanto sus características son muy similares en todos, tienen comportamientos muy parecidos por tanto se procedió de igual manera para el análisis de las propiedades para cada uno de ellos (ver gráficas en el anexo B).

## 5.2 ANÁLISIS DE LA LIMPIEZA DE POZO

El análisis de limpieza de pozo se hizo a un grupo de pozos perforados en un campo Colombiano, para esto se tomaron los reportes de fluidos enviados por los ingenieros desde campo, se obtuvieron los valores correspondientes a parámetros como densidad de recortes ( $\rho_{cut}$ ), diámetro de los recortes ( $D_{cut}$ ), tasa de penetración (ROP), caudal de trabajo. Con el conjunto de parámetros se realizó la revisión de la eficiencia de limpieza del pozo con base al modelo matemático propuesto por el autor M. Mohammadsalehi quien afirma que la velocidad con que los recortes son llevados a superficie está compuesta por dos parámetros, la velocidad de deslizamiento de la partícula ( $V_s$ ) que se ve afectada por la reología del fluido, el ángulo de desviación, el diámetro de la partícula, y la velocidad con que son sacados los recortes de la formación ( $V_{cut}$ ), que depende de la tasa de penetración.<sup>15</sup>

Por otra parte, dos pozos modelos fueron construidos para observar el comportamiento de la eficiencia de la limpieza del pozo con relación a parámetros que influyen directamente en ella, tales como la tasa de penetración (ROP), la reología (PV, YP), y la excentricidad. En la tabla 5 se muestra algunos puntos de la estructura del pozo (profundidad y el ángulo de inclinación, en el caso del pozo desviado).

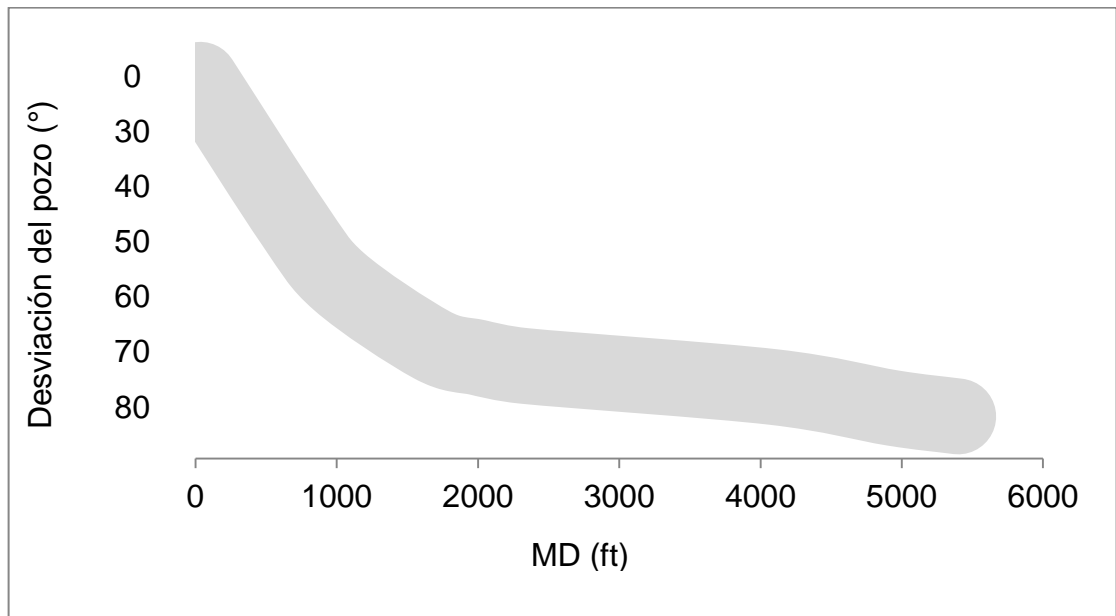
---

<sup>15</sup> MOHAMMADSALEHI M., MALEKZADEH N., "Optimization of Hole Cleaning and Cutting Removal in Vertical, Deviated and Horizontal Wells". Iranian Central Oilfields Company (ICOFC), SPE, 2011.

Tabla 5. Estructura del pozo modelo

PROFUNDIDAD (ft)	ÁNGULO DE DESVIACIÓN (°)
32,81	0
689	6,67
1017	30,34
1673	47,42
2000	61,48
2329	70,4
4088	75,9
4937	78,55
4500	80

Figura 53. Estructura. Modelo del pozo desviado (ángulo de desviación vs MD)



Haciendo uso de la herramienta computacional y del simulador Advantage se realiza una serie de simulaciones de hidráulica; con los datos obtenidos se puede construir un grupo de gráficos que permiten describir el comportamiento del transporte de recortes en función de los diferentes parámetros mencionados, así como el efecto de la excentricidad de la tubería en la limpieza del pozo.

### **5.2.1 Efecto de la tasa de penetración ROP.**

La tasa de penetración afecta de manera directa el transporte de recortes. En el campo práctico e investigativo se ha observado que al aumentar la ROP se produce un aumento en la cantidad de sólidos transportados.

En la figura 54 se muestra la variación del porcentaje (%) de recortes en función del ángulo de desviación para diferentes valores de ROP, cuando las propiedades reológicas del fluido no cambian y la tasa de circulación es constante. El porcentaje de recortes transportados para tasas bajas es prácticamente constante; mientras que para tasas altas (>80 ft/hr) es más fluctuante cuanto más brusco sea el cambio de la inclinación del pozo. También se puede ver que para ángulos mayores a 40° el porcentaje de recortes transportados tiende a ser constante independiente de la tasa de flujo a la que se está circulando el fluido de perforación.

La figura 55 se elabora con datos obtenidos cuando las simulaciones se hacen para diferentes propiedades reológicas del fluido de perforación; en ésta se puede observar como a medida que aumenta la viscosidad plástica el requerimiento de velocidad para el transporte de recortes es mayor, en este caso como el caudal de circulación se mantuvo constante por tal motivo la velocidad anular en cada una de las simulaciones presentó un comportamiento similar, es por esto que se observa que para el mayor valor de viscosidad plástica al comienzo del pozo el

transportes de recortes es menor que para la una viscosidad plástica baja, es decir que en esta sección los requerimientos de velocidad mínima para el transporte de recortes no fue satisfecha por el caudal de trabajo. A medida que se avanza en la perforación, aumenta el ángulo de desviación del pozo y el efecto de la gravedad en los recortes es menguado dando como resultado que el porcentaje de recortes transportados a una misma tasa de penetración tiende a ser el mismo.

Figura 54. Análisis del efecto de la ROP en la limpieza de pozo

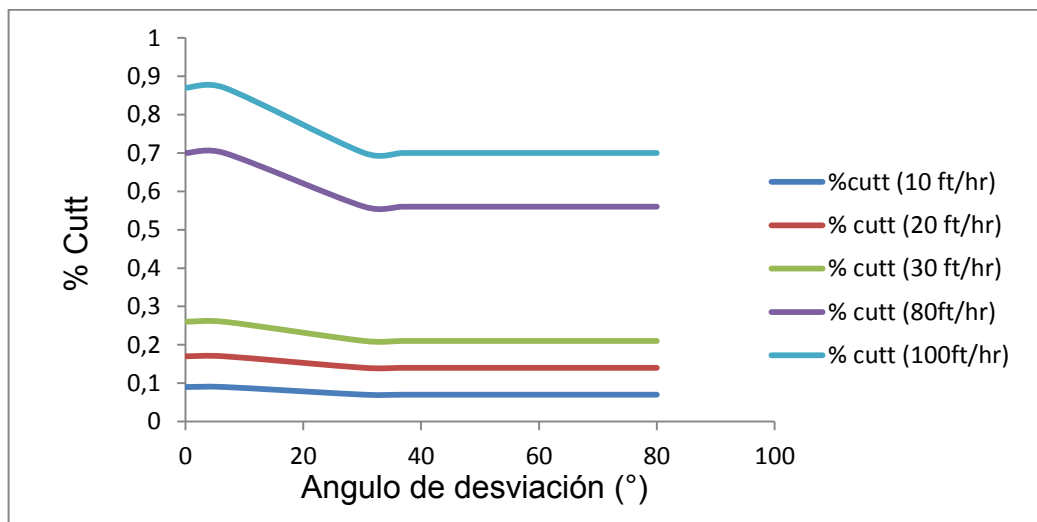
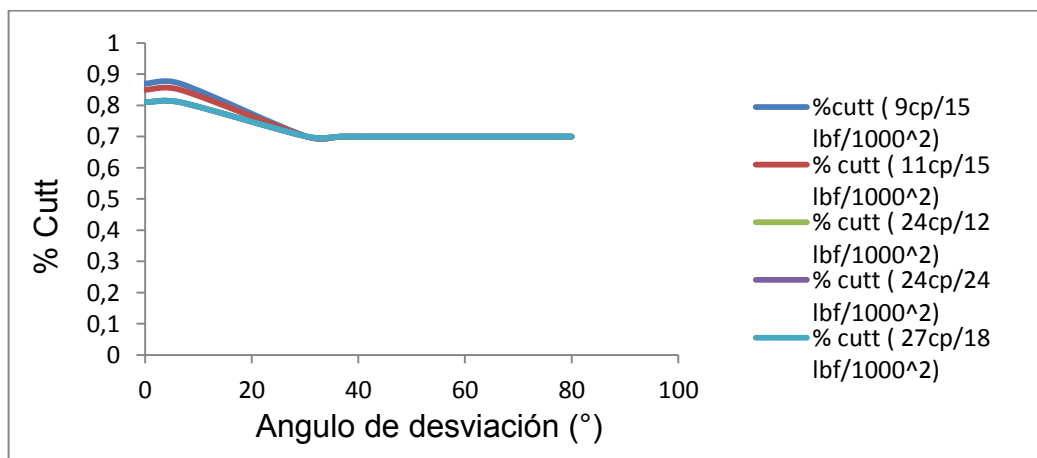


Figura 55. Análisis del efecto de la reología (PV/YP) en la limpieza de pozo

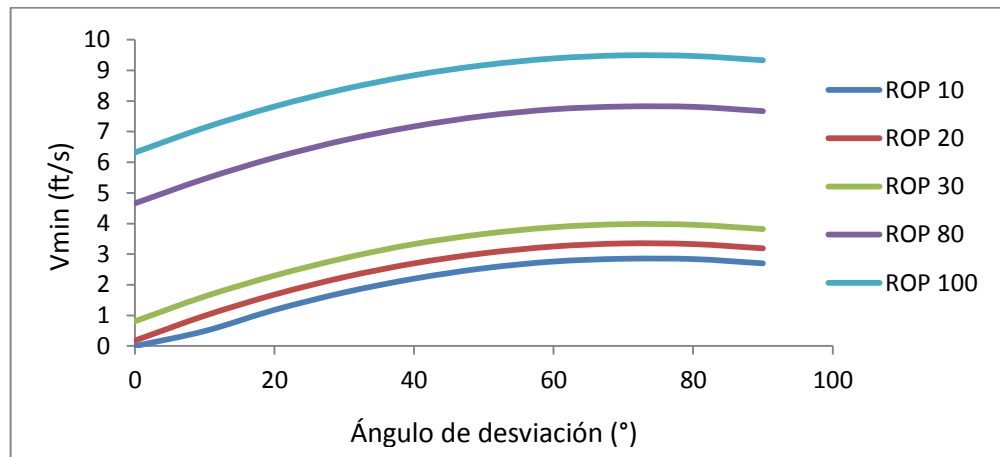


### 5.2.2 Velocidad mínima para el transporte de recortes de perforación.

El objetivo de la limpieza del hueco es sacar los recortes desde el fondo hasta la superficie, para ello existe una velocidad mínima por debajo de la cual la limpieza será insuficiente, así pues, a continuación se expone una serie de análisis sobre la variación de la velocidad mínima para el transporte de recortes en pozos desviados, ésta  $V_{min}$  es evaluada en función de:

- Angulo de desviación del pozo
- Reología (PV, YP)
- Tasa de penetración.

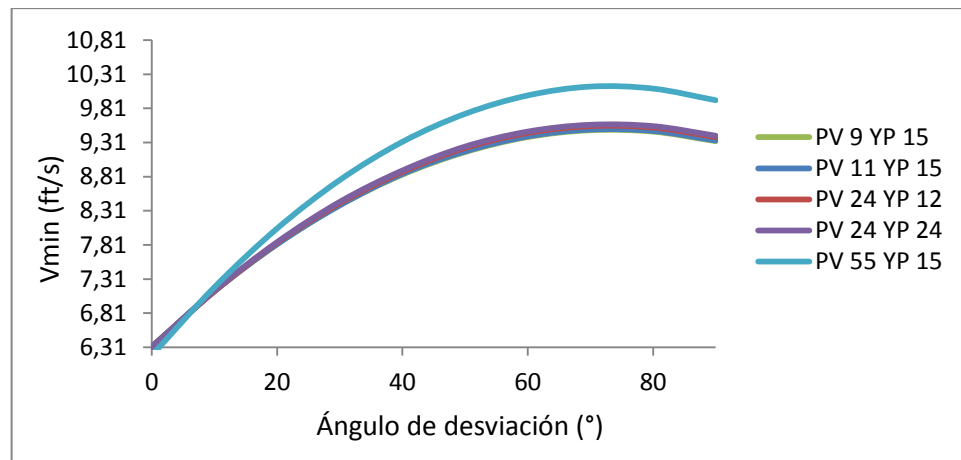
Figura 56. Reducción de la  $V_{min}$  a causa de la reducción del ROP



La figura 56 muestra la variación de la velocidad mínima de transporte para diferentes tasas de penetración en función del ángulo de desviación. Con el aumento de la tasa de penetración, necesariamente aumenta la velocidad con que son sacados los recortes de la formación, para que la limpieza del pozo no disminuya; es necesario aumentar la velocidad anular dada por el fluido de perforación, con el propósito de balancear el aumento de la velocidad mínima de transporte de recortes.

La figura 57 representa la variación de la velocidad mínima de transporte de recortes de perforación en función del ángulo de desviación del pozo cuando se varían las propiedades reológicas del pozo. Es notable como el aumento en la viscosidad del lodo acrecientan la  $V_{min}$ , lo que significa una reducción en la limpieza del pozo.

Figura 57. Efecto de la variación de las propiedades reológicas del lodo en la  $V_{min}$



### 5.3 ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN

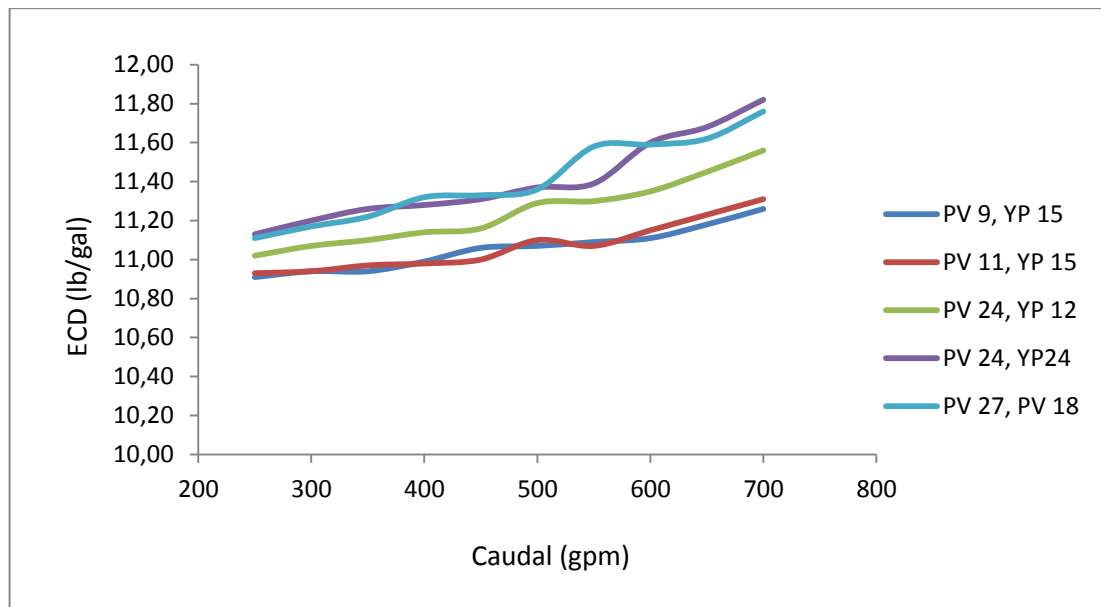
La correcta planeación de un pozo se ve reflejada cuando se realiza el análisis hidráulico de la perforación, en ésta parte del trabajo se evalúa el comportamiento de los distintos parámetros que afectan directamente el cálculo de la densidad equivalente de circulación que es la propiedad más relevante en este estudio.

#### 5.3.1 Variación de la ECD con el cambio de la tasa de flujo

El efecto de las propiedades del fluido de perforación en el análisis hidráulico puede verse con mayor precisión al observar el comportamiento de la viscosidad

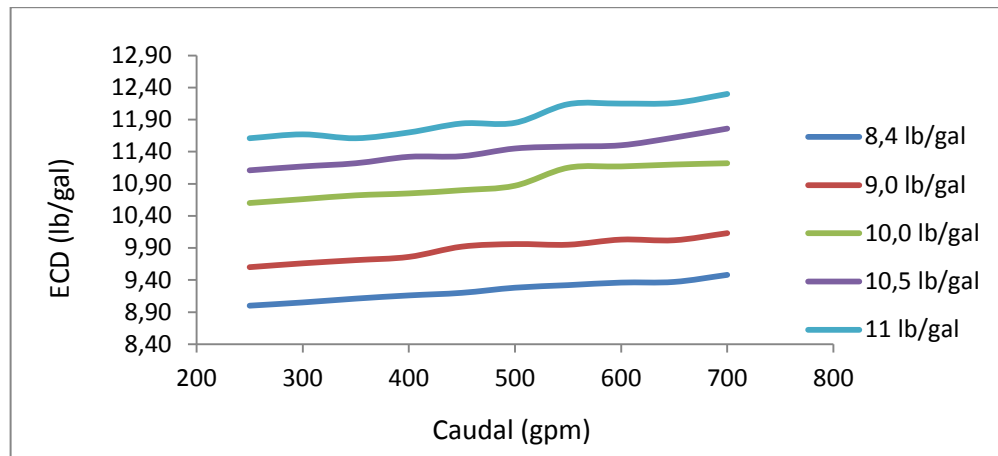
plástica PV y el esfuerzo de cedencia YP, teóricamente se ha demostrado que un aumento del YP significa un aumento en la pérdida de presión en el anular. En la figura 58 se muestran los resultados de la simulación del comportamiento de la ECD con respecto a la tasa de flujo, para diferentes reologías.

Figura 58. Variación de la ECD con respecto al caudal. (Cambio de propiedades reológicas del fluido)



La figura 59 muestra los resultados obtenidos al hacer la simulación del efecto que tiene el cambio del caudal con que se está perforando sobre la ECD, la simulación se realizó para cinco diferentes valores de densidad. El cambio del régimen de flujo juega un papel principal en la pérdida de presión en el anular, éste cambio se da principalmente por el aumento o disminución en la tasa de flujo.

Figura 59. Variación de la ECD con respecto al caudal. (Cambio de la densidad del fluido)



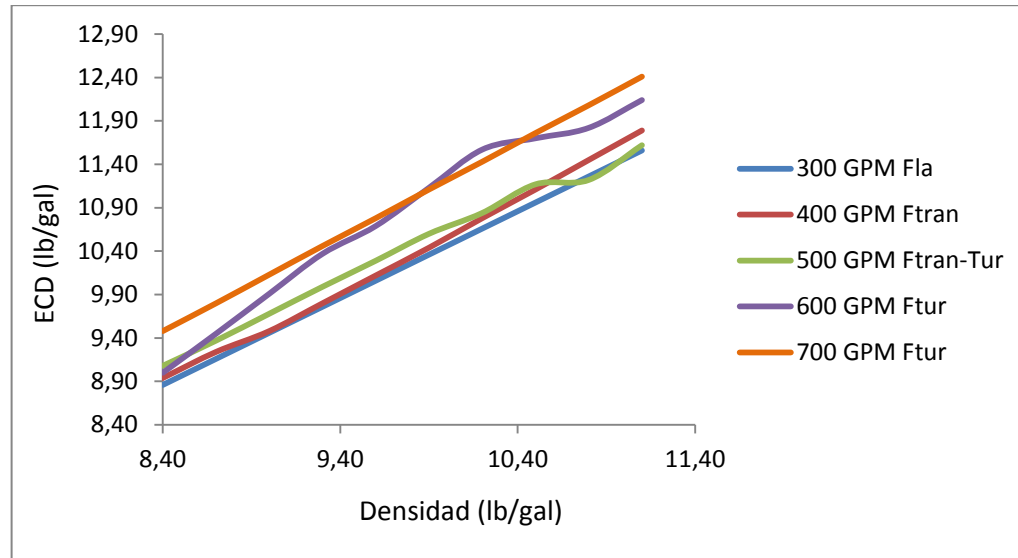
### 5.3.2 Efecto del cambio de la densidad del fluido de perforación sobre la ECD.

En la figura 60 se observa el comportamiento de la ECD en función de la densidad del fluido de perforación, para un pozo que presenta la misma reología. Las simulaciones se hicieron a cinco distintas tasas de flujo y para cada tasa se determina cual es el régimen de flujo que predomina en el proceso de circulación anular, esto es importante porque en cada régimen de flujo el valor esperado de pérdidas de presión varía con respecto a otro.

De la figura 60 se puede hacer dos análisis:

- El primer que la ECD siempre es mayor que la densidad del fluido, independiente del valor de ésta.
- Segundo cuando se presenta un flujo turbulento la pérdidas de presión son mayores y se ve reflejado en el comportamiento de la ECD al observar los valores de ésta a los distintos caudales para una misma densidad del fluido.

Figura 60. Variación de la ECD con respecto a la densidad. (Cambio del caudal de circulación)



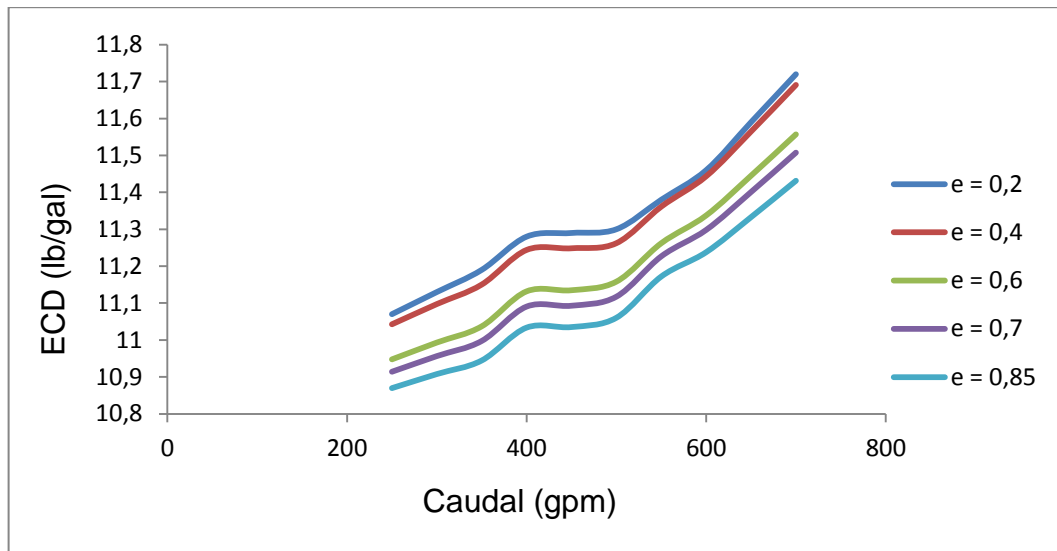
#### 5.4 ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA EXCENRICIDAD

Como se describió en el capítulo 3, la posición excéntrica de la tubería tiene influencia directa en la caída de presión anular, y por ende, en el comportamiento de la ECD.

El análisis del efecto de la excentricidad que se hace a continuación, se presenta una serie de figuras obtenidas de las simulaciones de hidráulica cuando la tubería dentro del pozo se encuentra en distintas posiciones excéntricas.

En la figura 61 se muestra como al aumentar el factor de excentricidad de la tubería disminuye las pérdidas de presión en el anular y por consiguiente el valor de la ECD.

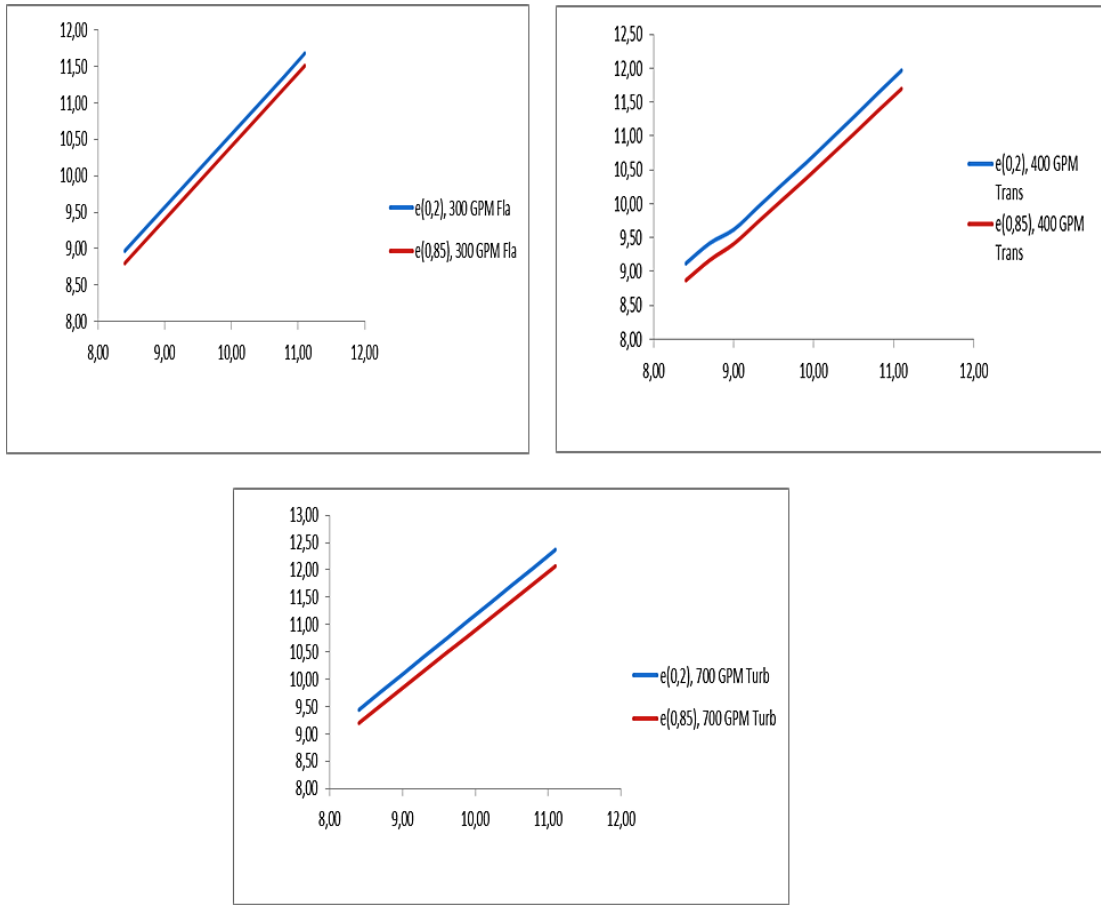
Figura 61. Variación de la ECD con respecto al caudal, para distintas posiciones excéntricas de la tubería de perforación



La figura 61, muestra el comportamiento de la ECD en función de la densidad del fluido de perforación, estas simulaciones se desarrollaron manteniendo constante la tasa de flujo y la posición excéntrica de la tubería. En cada figura el caudal de trabajo es distinto y representa los tres regímenes de flujo (300 gpm para flujo laminar, 400 gpm para flujo transicional y 700 gpm para flujo turbulento).

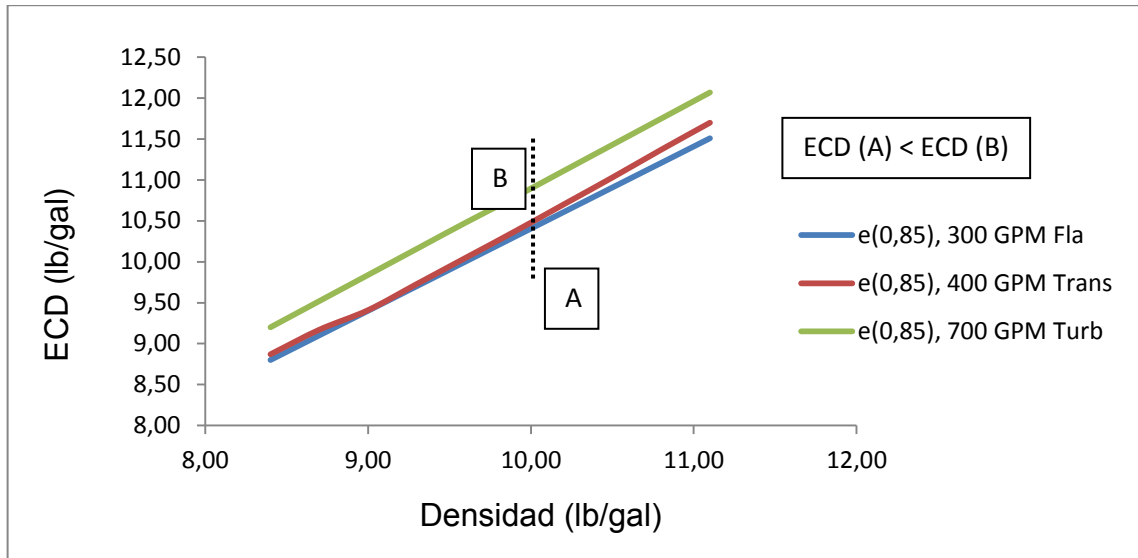
En la figura 62 se puede observar que para tasas de trabajo que mantengan el fluido en un flujo entre los rangos de laminar y transicional las pérdidas de presión cuando la tubería presenta la misma posición excéntrica son similares, más cuando el flujo es turbulento, para una misma excentricidad y densidad constante las pérdidas de presión aumentan y por consiguiente el valor de la ECD.

Figura 62. Variación de la ECD con respecto a la densidad



Ya en un análisis anterior se vió como el cambio de la reología del fluido de perforación afecta la ECD cuando la tasa de flujo es variada, ahora se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones de hidráulica, cuando se hace el cambio de reología del lodo pero su densidad permanece constante y la tubería presenta una posición excéntrica diferente de 0.

Figura 63. Variación de la ECD con respecto a la densidad con efecto de la excentricidad



Al observar el comportamiento de las curvas de ECD se podría decir que es de gran importancia saber qué tipo de formación se está atravesando, esto, con el fin de darle al fluido las propiedades reológicas que optimicen su desempeño; para cada caso analizado es confiable precisar que cuanto más grandes sea la reología del lodo, mayor pérdida de presión presentará; independiente de la posición excéntrica de la tubería, aunque ésta si influye en la relación de pérdidas de presión, es decir, cuanto mayor sea el valor de excentricidad menos pérdida de presión hay en el anular pero la rapidez con que se pierden si es mayor cuanto más excéntrica se encuentre la tubería.

La posición excéntrica de la tubería presenta un importante efecto en el cambio del régimen de flujo, al comparar estas tendencias de ECD con las tendencias cuando no se tiene presente el efecto de la excentricidad, se puede observar que el proceso de transición de un tipo de flujo a otro es menos visible para los casos en que se tiene en cuenta este factor.

Figura 64. ECD vs Q. Para diferentes reologías y una  $e=0,2$

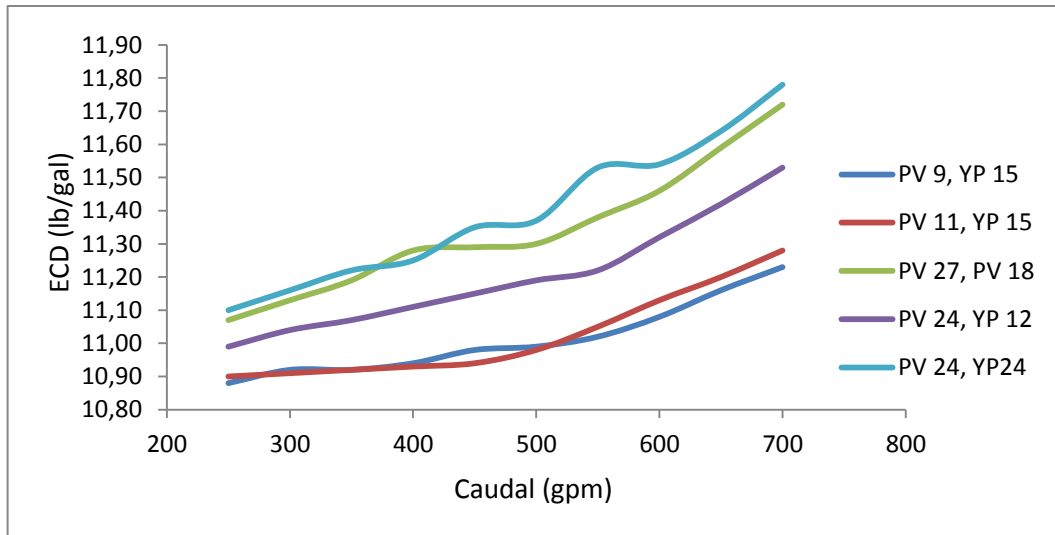
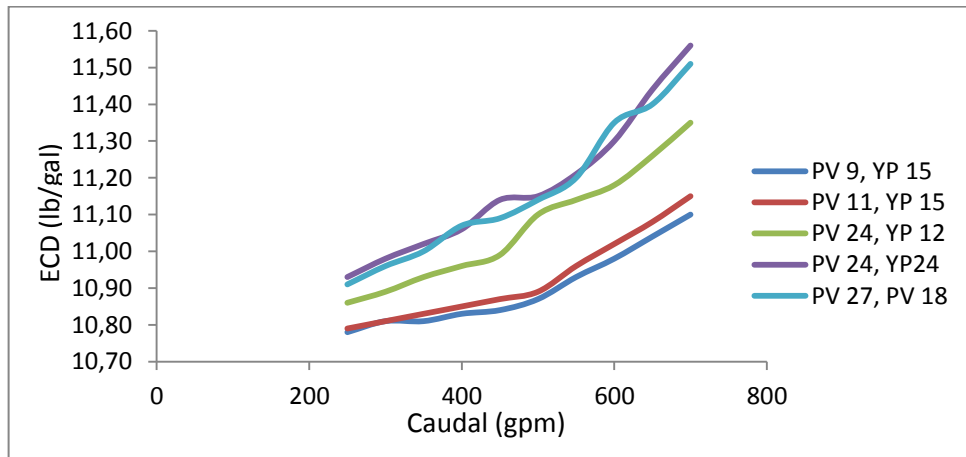


Figura 65. ECD vs Q. Para diferentes reologías y una  $e=0,7$

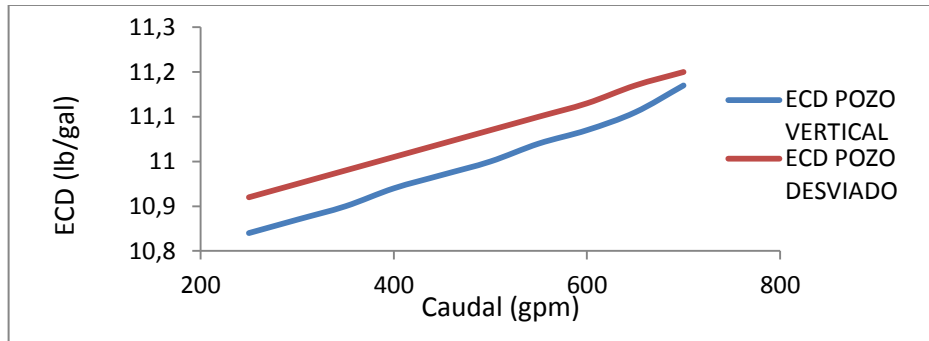


## 5.5 EFECTO DE LA TASA DE FLUJO SOBRE LA ECD PARA UN POZO DESVIADO Y UNO VERTICAL

Un pozo vertical presenta en comparación con uno desviado mayor facilidad en el transporte de ripios, debido a que el flujo laminar es suficiente para que esto

sucedan, por lo contrario un pozo desviado tiene la necesidad de presentar flujo turbulento para un óptimo transporte de estos recortes. Así pues se espera que en el pozo desviado se presenten mayores pérdidas de presión en el espacio anular y por consiguiente mayor valor en la densidad equivalente de circulación.

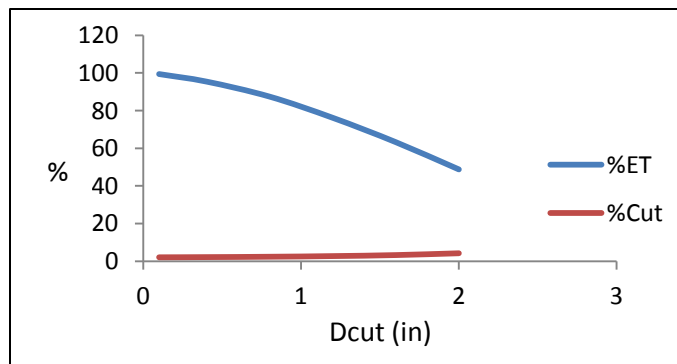
Figura 66. Comparación entre un pozo desviado y uno vertical



### 5.6 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA PARTÍCULA EN LA EFICIENCIA DE LA LIMPIEZA DE POZO

El tamaño de la partícula influye directamente en la eficiencia de la limpieza de pozo, durante la operación de perforación no es deseable tener recortes de gran tamaño.

Figura 67. Variación del diámetro de la partícula



Así pues en el instante en que el ingeniero de fluidos encuentre esta anomalía en el fluido que sale del pozo, debe analizar las posibles causas (tasas de penetración, formación que se está atravesando, ECD), pero en ocasiones grandes trozos de formación son sacados a superficie, estos son llamados Caving y son resultado del daño a la formación causada por la perforación.

## 5.7 ANÁLISIS DE LOS REPORTES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO DE APLICACIÓN Y RESULTADOS MOSTRADOS POR LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

De los pozos empleados para el estudio se extrajeron los datos necesarios para hacer la simulación de la hidráulica de perforación haciendo uso de la herramienta computacional elaborada.

A continuación se presentan los datos mencionados para el pozo 1, este mismo procedimiento se siguió para todos los pozos.

### ➤ Geometría del pozo:

ID CASING Ó D HOLE	OD DRILL PIPE	LONGITUD MD	TVD
9,625	4	250	250
7	4	3442	2638
6,125	4	1522	2640
6,125	4,75	86	2640

### ➤ Propiedades del fluido de perforación:

Densidad: 8,4 a 9,0 lb/gal

PV: 10 cp.

YP: 11 lb/100ft<sup>2</sup>

Q: 199-403 gpm

Dcut: 0,4 a 0,8 in

Los pozos analizados guardan mucha relación entre ellos, es decir, los valores para cada propiedad al igual que la geometría de pozo son muy similares, esto debido a que todos son pozos horizontales y están perforados en las mismas zonas geológicas.

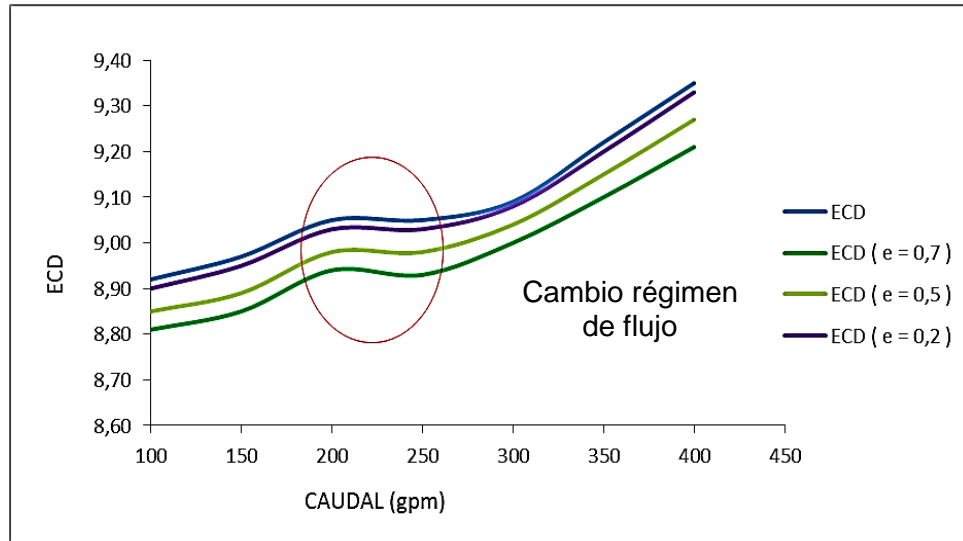
Las siguientes figuras muestran el comportamiento de la ECD cuando el caudal de trabajo es variado para diferentes valores de excentricidad de la tubería de perforación en el pozo y para cada formación es decir, en función de la profundidad.

Cabe aclarar que la pérdida de presión por fricción en el anular es directamente proporcional a la profundidad del pozo es decir, a mayor profundidad mayor pérdida de presión anular.

Los pozos analizados mostraron al final de su perforación un comportamiento casi como se esperaba, los valores registrados de ECD en los reportes oscilan entre las curvas de  $e=0$  y  $e=0,2$ , esto indicaría que el pozo si presentó excentricidad pero no generó mayor inconveniente para la operación.

Un segundo análisis se hizo, esta vez se buscaba ver cómo afecta a la ECD la variación de la profundidad vertical verdadera. La figura 68 muestra dicho comportamiento de la ECD para cuatro diferentes secciones de la perforación, más allá de simular la MD (cuyo comportamiento es prácticamente deducible a mayor profundidad más pérdida de presión anular en el sistema), se analiza la TVD.

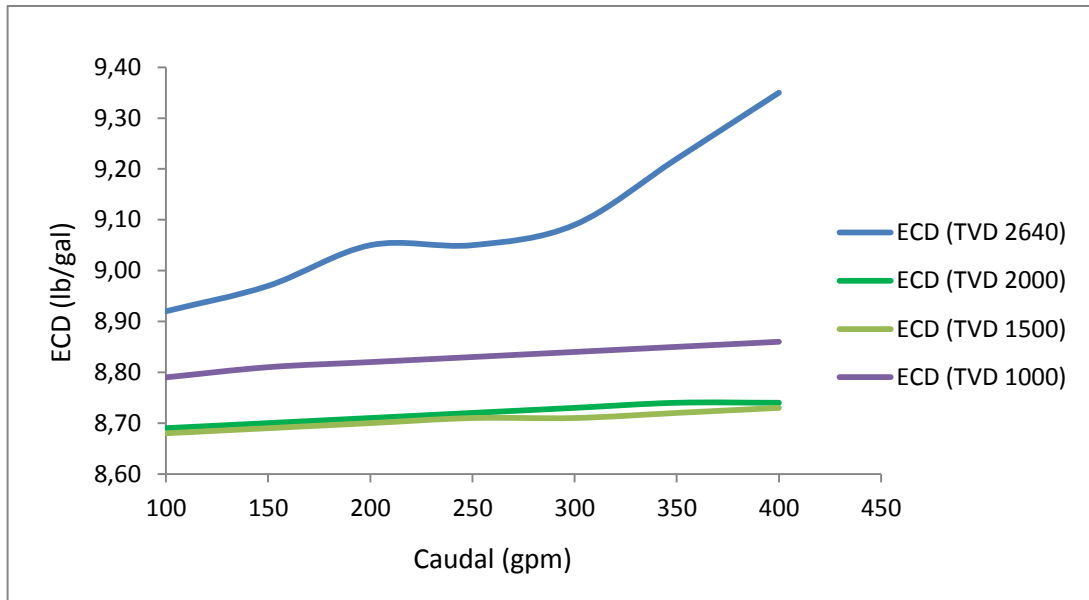
Figura 68. Efecto del cambio del caudal sobre la ECD para el POZO 1



Como se observa en la figura para mayores valores de profundidad mayor es la pérdida de presión, también se puede comprender como las pérdidas de presión tiene la mayor influencia en la ECD, a pesar que la última sección fue perforada con un lodo de densidad 8,6 lb/gal, los valores de ECD que se observan son mayores que por ejemplo en la zona que tiene una TVD de 1500 ft que tenía un lodo con densidad 8,7 lb/gal.

Al detallar la curva correspondiente a una TVD de 1000 ft, se podría decir que la tendencia de estas curvas no es acorde a lo anteriormente mencionado, esto debido a que para perforar esa zona se usó un lodo de mayor densidad que en las demás, es por eso que los valores de ECD están por encima de secciones con mayor profundidad.

Figura 69. Efecto del cambio del caudal sobre la ECD para el POZO 1



### 5.7.1 Resultados de la simulación hecha por la herramienta de cálculo.

La herramienta de cálculo muestran al final de cada simulación los más relevantes parámetros del análisis hidráulico, cuando se quiere ver el estado actual del pozo.

A continuación se muestra el estado final de los pozos perforados en el campo de aplicación usados para el estudio realizado en este proyecto.

En la parte superior de las tablas están reportados los datos que fueron extraídos de los reportes de campo, tal como se mostró al comienzo de éste ítem.

Tabla 6. Estado de las hidráulicas y limpieza de los pozos al final de la operación

<b>PARÁMETROS</b>	<b>POZO 1</b>	<b>POZO 2</b>	<b>POZO 3</b>	<b>POZO 4</b>	<b>POZO 5</b>	<b>POZO 6</b>
<b>PRESIÓN DE SUPERFICIE (psi)</b>	1050	1138	1138	500	950	600
<b>TASA DE FLUJO VOL. (gal/min)</b>	199	234	201	117	184	183
<b>TVD (ft)</b>	2640	2640	2530	2700	2646	2567
<b>DENSIDAD (lbd/gal)</b>	8,6	8,4	8,4	8,4	8,6	8,4
<b>PÉRDIDAS DE PRESIÓN ANULAR (psi)</b>	78,44	91,53	97,8	103,57	84,88	71,53
<b>ECD (lbs/gal)</b>	9,17	9,07	9,14	9,14	9,22	8,94
<b>Qc (gal/min)</b>	12,58	32,46	28,26	41,56	24,05	24,83
<b>PÉRDIDAS DE PRESIÓN TUBERÍA (psi)</b>	167,62	157,4	164,14	164,14	149,05	91,07
<b>EMW PRESIÓN DE SURGENCIA (lbs/gal)</b>	9,12	8,97	9,07	9,14	9,18	8,9
<b>EMW PRESIÓN DE SUCCIÓN (lbs/gal)</b>	8,08	7,83	7,73	7,66	8,02	7,9
<b>VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO DE LA PARTÍCULA (ft/min)</b>	8,33	8,82	8,84	8,85	8,84	8,81
<b>NPT (ft/min)</b>	78,27	77,78	77,76	77,75	77,76	77,79
<b>PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA BROCA (psi)</b>	160,65	216,96	160,08	54,24	137,34	132,69
<b>PÉRDIDAS DE PRESIÓN DEL SISTEMA (psi)</b>	563,68	648,94	617,62	529,1	541,03	438,37
<b>%CUT</b>	2,2	1,9	2,21	3,81	2,29	2,29
<b>ET (%)</b>	90,38	89,82	89,79	89,78	89,79	89,83

Los dos últimos parámetros reportados en la tabla hacen referencia a la eficiencia en la limpieza del pozo, es importante que la concentración de recortes no llegue a ser superior de 6 y 8%, esto podría ocasionar problemas de limpieza del hueco, como anillos de lodo y empaque del hueco.

## CONCLUSIONES

- El factor de excentricidad calculado a partir de la geometría de pozo y el régimen de flujo, tiene una relación inversamente proporcional con las pérdidas de presión en el espacio anular, es decir, a mayor valor de excentricidad menor será la caída de presión anular. Pero si es directamente proporcional a la velocidad de pérdida de presión.
- Para cualquier caudal del flujo las pérdidas de presión en el anular serán mayores con el aumento de las propiedades reológicas del fluido de perforación, presencia de régimen de flujo turbulento, profundidad de la perforación, mayor ángulo de desviación del pozo; todo esto independiente de si la tubería está o no excéntrica.
- Aumentar la densidad del fluido de perforación causa la disminución de la tasa de penetración, y por consiguiente un mayor retraso en la ejecución del proyecto es decir mayores costos, por esta razón la densidad del lodo nunca debe ser incrementada con el propósito de mejorar la limpieza del pozo.
- La herramienta computacional realizó cálculos de los parámetros que se evaluaron en una hidráulica de perforación, pero no hizo el ajuste de optimización, porque no era parte del objetivo propuesto; aun así, con los resultados se pudo determinar que el caudal de trabajo y la broca seleccionados fueron óptimos, o no, para determinadas secciones de pozos.
- El análisis hecho a las propiedades reológicas de los fluidos de perforación dió como resultado que valores bajos de viscosidad plástica proporcionan

mal arrastre de recortes e incremento de la MBT, obteniendo como consecuencia mayor concentración de sólidos y baja eficiencia de limpieza.

## BIBLIOGRAFÍA

**ARGILLIER, J.F, AUDIBERT, A.,** Janssen, M., Demoulin, A.: Performance Of A New Biodegradable Ester Based Lubricant For Improving Drilling Operations With Water Based Muds, SPE 37264 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, February 18-21, 1997.

**ARRIETA** Mario, Lodos De Perforación, Unidad 1, pdf, 2010.

**ARGILLIER, J.F, AUDIBERT, A.,** Janssen, M., Demoulin, A.: Performance of a New Biodegradable Ester Based Lubricant for Improving Drilling Operations with Water Based Muds,SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 1997.

Baker Hughes INTEQ, Manual de Ingeniería, Oil Field Familiarization, 1998.

**CELESTINE T.** Unegbu, Hole Cleaning and Hydraulics, tesis de maestría june, 2010.

**CHIN Wilson & ZHUANG,** Exact non-Newtonian Flow Analysis of Yield Stress Fluids in Highly Eccentric Borehole Annuli with Pipe or Casing Translation and Rotation. 2010 Society of Petroleum Engineers.

**ENILARI G.** Mojisola, Development And Evaluation Of Various Drilling Fluids For Slim-Hole Wells, Tesis Oklahoma, 2005.

**ELSEVIER,** Drilling Fluids Processing Handbook, 2011.

**GRACE,** Robert. Horizontal and Dorectional Drilling. 2007.

**HACIISLAMOGLU**, M. & Cartalos, U.: Practical Pressure Loss Predictions in Realistic Annular Geometries,” Washintong, D:C.; Octubre 1992.

Halliburton - Sperry Drilling. Disponible en la web: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/sperry-drilling/default.page?node-id=hfvq7ixm>. Fecha de consulta: 15 de Mayo de 2013.

**IYOHO, A.W.**, 1980. Drilled-cuttings transport by non-Newtonian fluids through inclined, eccentric Annuli, PhD dissertation, University of Tulsa, Tulsa, OK Instituto Americano del Petróleo (API), Recomendaciones Para Los Cálculos De Hidráulica De Perforación, norma RP 13D, 2009.

Imágenes del Equipo de Perforación, El Rincón Petrolero, 2013. **Disponible en la web:** <http://www.elrinconpetrolero.blogspot.com>. Fecha de consulta: 22 de Agosto 2013.

Manual de fluidos Baroid, Capítulo 9 de Ingeniería, 2001.

Manual MI, Reología e Hidráulica, Capítulo 5.

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

**MORENO** Gelber & **BALLESTEROS** Javier, Perforación de pozos de petróleo con técnica no convencional Casing Drilling . Proyecto de Grado, UIS, 2011.

**OSISANYA**, S.O.: Fundamentals of Slim-Hole Technology” prepared for NEXT.

**OOMS**, Deft U & **KAMPMAN** Reinhatz , Influence of Drillpipe Rotation and Eccentricity on Pressure Drop Over Pore Hole with Newtonian Liquid During Drilling, SPE, 2000.

Oilfield Review is Schulmberger, Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento, 2013. Disponible en sitio web: Schulmberger/resources/publications. Fecha de consulta: Agosto 15 2013.

**SILVA**, M.A. and **SHAH**, S.N.: “Friction Pressure Correlations of Newtonian and Non-Newtonian Fluids Through Concentric and Eccentric Annuli,” Houston, TX, Abril, 2000.

**SOTO** Pineda Luis, Herramientas de Perforación, Guías de clase Universidad Nacional de México, 2011.

Schlumberger, Directional Drilling Training Manual, 1997.

**THOMAS** R,P, **SOUTHERN** and Others, Drillpipe Eccentricity Effect on Drilled Cuttings Behavior in Vertical Wellbores, 1982.

**WALKER**, S. & **LI** J., The Effects of Particle Size, Fluid Rheology, and Pipe Eccentricity on Cuttings Transport; Society of Petroleum Engineers: Houston, Texas, 2000.

## ANEXOS

### ANEXO A. NOMENCLATURA

BHA: Ensamblaje de fondo de pozo	PC = Punto cedente (lbf/1000ft <sup>2</sup> )
TP: Tubería de perforación	V <sub>p</sub> = Viscosidad Plástica (cp.)
TR: Tubería de revestimiento	ECD: Densidad equivalente de circulación (lbs/gal)
DC: Drill collar	APL: Pérdidas de presión anular (psi)
HW: Tubería pesada	TVD: Profundidad vertical verdadera (ft)
ROP: Rata de penetración (ft/hr)	MBT: Prueba del azul de metileno
LPG: Libras por galón	gpm: Galones por minuto
PV: Viscosidad plástica (centipoises)	ENW: Densidad equivalente de fluido (lbs/gal)
YP: Punto cedente (lbf/1000ft <sup>2</sup> )	V <sub>S</sub> : Velocidad de deslizamiento (ft/min)
Q: Caudal (gpm)	V <sub>a</sub> =V <sub>A</sub> : Velocidad anular (ft/seg)
Q <sub>min</sub> : Caudal mínimo (gpm)	NPT: Tiempo neto de transporte de partículas (min)
Q <sub>trabajo</sub> : Caudal de trabajo (gpm)	ATT: Tiempo anular de transporte (min)
Q <sub>C</sub> : Caudal crítico (gpm)	C <sub>a</sub> : Concentración de ripios en el anular (%)
Q <sub>optimo</sub> : Caudal óptimo (gpm)	mm: Milímetro
cps: Centipoises	Lbs: Libra(s)
rpm: Revoluciones por minuto	Gal: Galón(es)
n: Índice de flujo (poises)	min: Minuto(s)
k: Índice de consistencia (adimensional)	
F: Fuerza	
A: Área	
T: Esfuerzo de corte (lbs/100ft <sup>2</sup> )	
Y: Velocidad de cizallamiento (ft/seg)	
μ: Viscosidad del fluido (cp.)	

seg: Segundos	$\rho$ : Densidad del fluido de perforación (lbs/gal)
HWDP: Tubería de alto peso	$P_{aT}$ : Pérdidas totales de presión en el anular (psi)
WOB: Peso sobre la broca	$V_c$ : Velocidad crítica (ft/seg)
TD: Profundidad total del pozo (ft)	$V_p$ : Velocidad del fluido en la tubería de perforación (ft/seg)
D: Diámetro (in)	$ID_p$ : Diámetro interno de la tubería de perforación (in)
Dh: Diámetro del hueco (in)	$n_p$ : Índice de flujo en la tubería de perforación (poises)
OD <sub>p</sub> : Diámetro externo de la tubería de perforación (in)	$k_p$ : Índice de consistencia en la tubería de perforación (adimensional)
$n_a$ : Índice de flujo en el anular (poises)	$R_{ep}$ : Número de Reynolds en la tubería de perforación (adimensional)
$k_a$ : Índice de consistencia en el anular (adimensional)	$\mu_{ep}$ : Viscosidad efectiva en la tubería de perforación (cp.)
$\Theta_3$ : Reología a 3 rpm	$f_p$ : Factor de fricción en la tubería de perforación (adimensional)
$\Theta_{300}$ : Reología a 300 rpm	$P_{pT}$ : Pérdidas totales en la tubería de perforación (psi)
$\Theta_{600}$ : Reología a 600 rpm	$P_p$ : Pérdidas de presión en la tubería de perforación (psi)
$\mu_{ea}$ : Viscosidad efectiva en el anular (cp.)	$V_{pm}$ : Velocidad promedio del movimiento de la tubería (ft/min)
$R_{ea}$ : Número de Reynolds en el anular (adimensional)	t: Tiempo de cuña en cuña (seg)
$R_{eL}$ : Número de Reynolds régimen de flujo laminar (adimensional)	$L_s$ : Longitud de la parada (ft)
$R_{eT}$ : Número de Reynolds régimen de flujo turbulento (adimensional)	$V_m$ : Velocidad equivalente del fluido para el intervalo (ft/min)
$f_a$ : Factor de fricción anular (adimensional)	
$R_{ep}$ : Número de Reynold en la tubería (adimensional)	
$P_a$ : Pérdidas de presión en el anular (psi)	
L: Longitud del intervalo (ft)	

EMW: Peso equivalente del fluido  
(lbs/gal)

$\gamma_{\beta}$ : Tasa de corte de borde (1/seg)

$D_c$ : Diámetro de la partícula (in)

$\tau_p$ : Esfuerzo de corte de la partícula  
(lbs/100ft<sup>2</sup>)

$\gamma_p$ : Tasa de corte de la partícula  
(1/seg)

$n_{low}$ : Índice de flujo bajo

$k_{low}$ : Índice de consistencia bajo

$E_t$ : Eficiencia de transporte (%)

$\Delta P_b$ : Pérdida de presión en la broca  
(psi)

HHP<sub>b</sub>: Caballaje de fuerza hidráulica  
en la broca (HP)

$j_n$ : jet bit (1/32 in)

$V_n$ : Velocidad de las boquillas de la  
broca (ft/seg)

IF: Fuerza de impacto

%PSI<sub>b</sub>: Porcentaje de la pérdida de  
presión en la broca

HHP<sub>sistema</sub>: Caballaje de fuerza  
hidráulica en el sistema (HP)

$\epsilon$ = Excentricidad

e: Posición excéntrica

$R_o$ : Radio del pozo (in)

$R_i$ : Radio de la tubería (in)

R: Factor de relación de las pérdidas  
de presión debido a la excentricidad

## **ANEXO B. REPORTES DE FLUIDO DE LOS POZOS DEL CAMPO DE APLICACIÓN**

El trabajo del ingeniero de fluido en un taladro incluye la elaboración de un reporte sobre el avance de la perforación, este reporte incluye parámetros de la geometría del pozo, propiedades del fluido y un análisis de la hidráulica del pozo y están dispuestos tal como se presentó en la figura 51.

En este anexo se presentan seis (6) tablas que resumen los reportes de fluidos de igual número de pozos perforados y un grupo de figuras que muestran el comportamiento de los parámetros más importantes de estos reportes con respecto a la profundidad de la perforación.

Valores del reporte de fluidos del pozo 1

ANÁLISIS DE REPORTES												
POZO 1	PROFUNDIDAD (ft)	DENSIDAD (lb/gal)	PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (psi)	REOLOGÍA		CAUDAL (GPM)	% SÓLIDOS	VISCOSIDAD EMBUDO (seg/cuartogal)	MBT (lb/bbl)	# QUIMICOS	TVD (ft)	TIPO DE FORMACIÓN
(# reporte)				PV (cp)	YP (lb/1000ft <sup>2</sup> )							
1	250	8,7	800	6	7		1,03	40	5	2	250	ARCILLOSA-LUTITAS
2	250	8,7	800	6	7	144	1,03	39	5	2	250	
3	1597	8,8	960	8	15	403	0,19	40	7	6	1532	
4	2377	9	1500	11	14	395	4,79	41	12,5	6	2368	INTERMEDIAS
5	3368	9	1380	9	16	395	4,79	41	12,5	9	2305	
6	4033	9	1300	9	17	368	5,15	41	10	14	2690	
7	4033	9	1300	10	17		5,15	41	10	14	2715	
8	4033	9	1300	11	9		5,15	36	10	14	2715	
9	4033	9	1300	11	9				10			
10	4033	9	1300	11	9				10			
11	4033	9	1300	11	9				10			CUARZOSAS
12	4033	8,4	1300	9	10		0,03	39	5	4	2715	
13	5050	8,6	1050	10	10	199	1,97	40	5	9	2074,3	ARENAS LIMPIAS
14	5050	8,6	1050	10	10		0,03	38	5	9	2719	
15	5050	8,6	1050	10	10				5	10		

Fuente: Baker Hughes 2013. Modificado por los autores.

Valores del reporte de fluidos del pozo 2

ANÁLISIS DE REPORTE												
POZO 2	PROFUNDIDAD (ft)	DENSIDAD (lb/gal)	PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (psi)	REOLOGÍA		CAUDAL (GPM)	% SOLIDOS	VISCOSIDAD EMBUDO (seg/cuartogal)	MBT (lb/bbl)	# QUIMICOS	TVD (ft)	TIPO DE FORMACIÓN
(# reporte)				PV (cp)	YP (lb/1000ft <sup>2</sup> )							
1	250	8,7	0	6	7			38	10	2	250	ARCILLAS-LUTITAS
2	275	8,6	516	8	10	364	1,63	37	7,5	3	275	
3	2092	8,8	1060	8	16	407	0,89	41	12,5	8	2037,08	INTERMEDIAS
4	3800	9,2	1230	9	15		0,89	40	12,5	20	2854,55	CUARZOSAS Y ARENAS LIMPIAS
5	3800	9,2	1230	9	15	398	0,89	40	12,5	20	2854,55	
6	4436	9,1	500	8	17	288	0,89	43	12,5	22	2949,46	
7	4436	9,1	0	9	17		0,41	43	12,5	21	2949,46	
8	4436	9,2	1120	8	12	361	0,41	45	12,5	23	2732,4	
9	3255	9	930	9	18	361	0,28	41	10	25	2774,5	
10	3673	9,2	0	9	17		0,41	40	12,5	25	2836	
11	3673	8,33	0	10	9			26	12,5	26	2836	
12	3673	8,33	0	10	9				12,5	14	2836	
13	4031	8,6	1114	5	16	234	1,83	40	2,5	8	2857	
14	4678	8,7	1138	8	15	234	1,83	42	2,5	13	2849,9	
15	4713	8,3	0	8	15			27	2,5	14	2845	

Fuente: Baker Hughes 2013. Modificado por los autores.

Valores del reporte de fluidos del pozo 3

ANÁLISIS DE REPORTE												
POZO 3	PROFUNDIDAD (ft)	DENSIDAD (lb/gal)	PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (psi)	REOLOGÍA		CAUDA L (GPM)	% SÓLIDOS	VISCOSIDAD EMBUDO (seg/cuartogal)	MBT (lb/bbl)	# QUIMICOS	TVD (ft)	TIPO DE FORMACIÓN
(# reporte)				PV (cp)	YP (lb/1000ft^2)							
1	249	8,7	0	10	9		1,29	40	10	2	249	ARCILLAS-LUTITAS
2	249	8,7	0	10	9		0,67	38	10	2	249	
3	1350	8,7	800	7	10	381	0,32	41	10	2	1350	
4	2581	8,9	1200	10	18	383	0,9	43	12,5	11	2420	INTERMEDIAS
5	3571	9	1250	11	18	382	0,54	44	15	15	2720	CUARZOSAS Y ARENAS LIMPIAS
6	3783	9	1290	9	15	389	0,9	38	12,5	15	2691	
7	3940	9	1290	9	15	389	0,9	42	12,5	19	2699,87	
8	3940	9	800	12	15	369	0,9	48	12,5	20	2699,87	
9	3940	9	800	11	15	355	0,9	41	12,5	21	2699,87	
10	3940	9	700	9	14	164	0,28		10	23	2699,7	
11	3940	8,3	700	12	14	164		27	10	24	2699,87	
12	3940	8,3	700	12	13	164			10	24		
13	3940	8,3	700	12	13	164	0,99	38	5	26	2699,87	
14	4740	8,6	550	9	13	201	1,97	39	5	30	2696	
15	4800	8,6	550	8	13		1,97	39	5	30	2679,02	
16	4800	8,6	550	8	13				5	30		

Fuente: Baker Hughes 2013. Modificado por los autores.

Valores del reporte de fluidos del pozo 4

ANÁLISIS DE REPORTES												
POZO 4	PROFUNDIDAD (ft)	DENSIDAD (lb/gal)	PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (psi)	REOLOGÍA		CAUDAL (GPM)	% SÓLIDOS	VISCOSIDAD EMBUDO (seg/cuartogal)	MBT (lb/bbl)	# QUÍMICOS	TVD (ft)	TIPO DE FORMACIÓN
(# reporte)				PV (cp)	YP (lb/1000ft <sup>2</sup> )							
1	246	8,8	1300	7	9	400	3,59	39	7,5	2	246	ARCILLAS-LUTITAS
2	1862	8,8	1250	10	14	375	2,84	39	12,5	7	1820	INTERMEDIAS
3	3053	9,1	1300	10	15	375	5,77	41	12,5	10	2420	CUARZOSAS
4	3753	9,1	1300	11	14	375	5,76		12,5	12	2650	ARENAS LIMPIAS
5	3758	9,1	1300	11	8	300	5,76	37	12,5	13	2939	
6	3800	9,1	1300	11	8	300			12,5	1		
7	4104	8,6	1100	6	14	201	1,61	40	7,5	7	2509	
8	4570	8,6	1100	7	14		1,61	38	7,5	7	2530	
9	4570	8,6	1100	7	14				7,5	7		

Fuente: Baker Hughes 2013. Modificado por los autores.

Valores del reporte de fluidos del pozo 5

ANÁLISIS DE REPORTE												
POZO 5	PROFUNDIDAD (ft)	DENSIDAD (lb/gal)	PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (psi)	REOLOGÍA		CAUDAL (GPM)	% SÓLIDOS	VISCOSIDAD EMBUDO (seg/cuartogal)	MBT (lb/bbl)	# QUIMICOS	TVD (ft)	TIPO DE FORMACIÓN
(# reporte)				PV (cp)	YP (lb/1000ft <sup>2</sup> )							
1	250	9	0	5	9		4,82	39	12,5	2	250	ARCILLAS-LUTITAS
2	373	8,8	450	5	11	362	3,59	38	7,5	2	373	
3	1776	8,9	1200	11	14	383	3,81	40	12,5	6	1540	INTERMEDIAS
4	2627	9,1	1200	11	16	399	5,39	45	15	11	2480	CUARZOSAS
5	3269	9	1300	10	15	364	1,5	40	15	11	2646	ARENAS LIMPIAS
6	3383	9	0	10	16		0,53	43	15	12	2588,3	
7	3383	8,3	0	11	12				15	13	2588,3	
8	3383	8,5	0	5	14			42	5	3	2588,3	
9	4455	8,6	950	10	16	184	0,97	42	5	14	2597,4	
10	4455	8,3	0							14	2597,4	
11	4455	8,3	0									

Fuente: Baker Hughes 2013. Modificado por los autores.

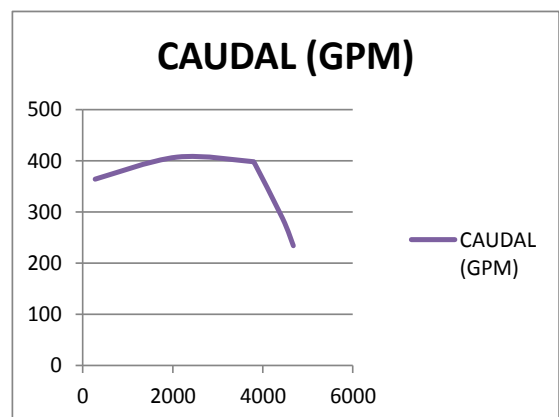
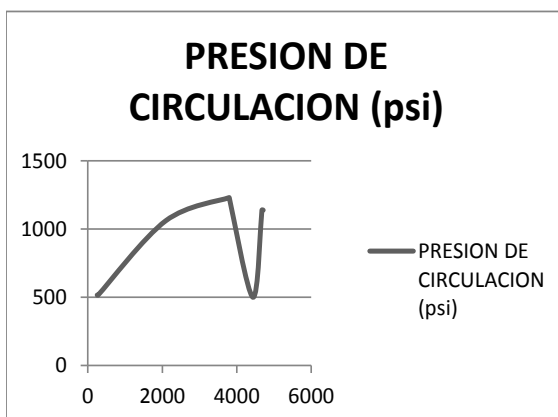
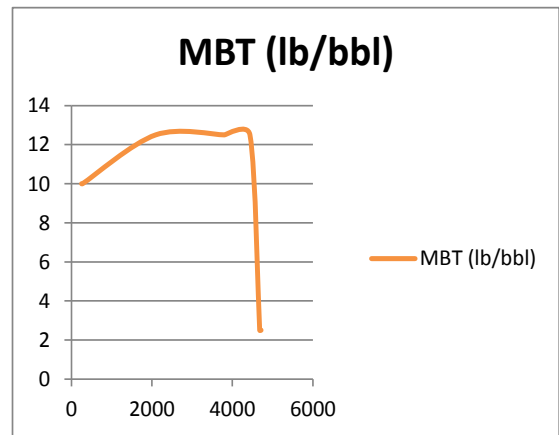
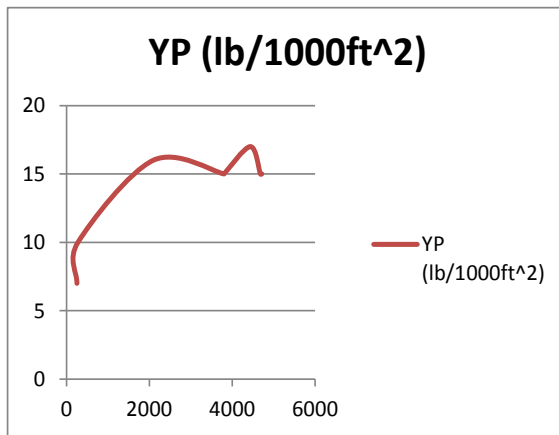
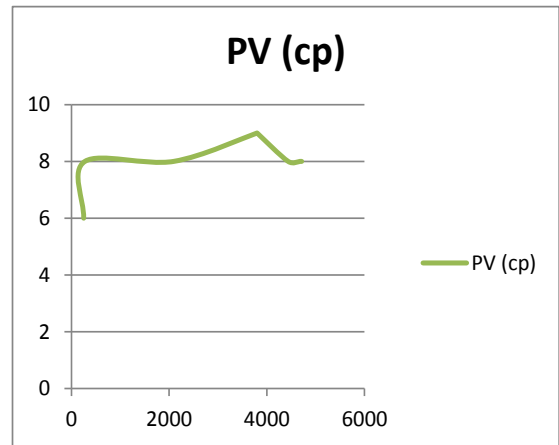
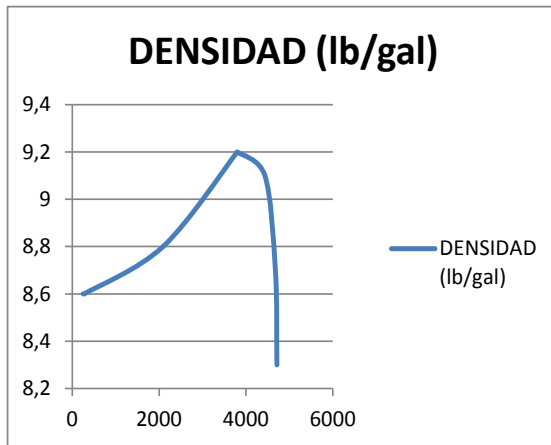
Valores del reporte de fluidos del pozo 6

ANÁLISIS DE REPORTES												
POZO 6	PROFUNDIDAD (ft)	DENSIDAD (lb/gal)	PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (psi)	REOLOGÍA		CAUDAL (GPM)	% SÓLIDOS	VISCOSIDAD EMBUDO (seg/cuarto gal)	MBT (lb/bbl)	# QUÍMICOS	TVD (ft)	TIPO DE FORMACIÓN
(# reporte)				PV (cp)	YP (lb/1000ft <sup>2</sup> )							
1	245	8,8	0	8	7		3,66	38	7	2	245	ARCILLAS-LUTITAS
2	690	8,9	750	6	9	381	4,2	39	10	2	690	
3	2186	9,1	1200	11	15	383	5,39	44	15	8	2050	INTERMEDIAS
4	3353	9,1	1350	9	16	359	5,74	44	12,5	14	2550	CUARZOSA
5	3825	9,1	0	11	15		5,74	42	12,5	21	2580	ARENAS LIMPIAS
6	3825	9,1	0	9	16		5,74	43	12,5	22	2580	
7	3144	9	1100	11	15	376	4,77	44	12,5	23	2540	
8	3446	9,1	0	9	17		5,75	44	12,5	25	2560	
9	3446	9,1	0	12	10		5,75	44	12,5	25	2567	
10	3446	9,1	0									
11	3910	8,6	900	5	12	181	1,95	39	5	16	2569	
12	4468	8,5	0	5	13		0,98	39	5	19	2572	
13	4468	8,5	0	6	11		0,98	39	5	19	2572	
14	4468	8,5	650	7	11	201	0,98	38	5	19	2572	
15	4468	8,5	0	5	14	211	0,98	39	5	19	2567	
16	4468	8,5	0	6	13		0,98	39	5	20	2567	
17	4468	8,5	0	3	12		0,97	38	5	20	2567	
18	4468	8,5	0	4	15		0,98	41	5	20	2567	

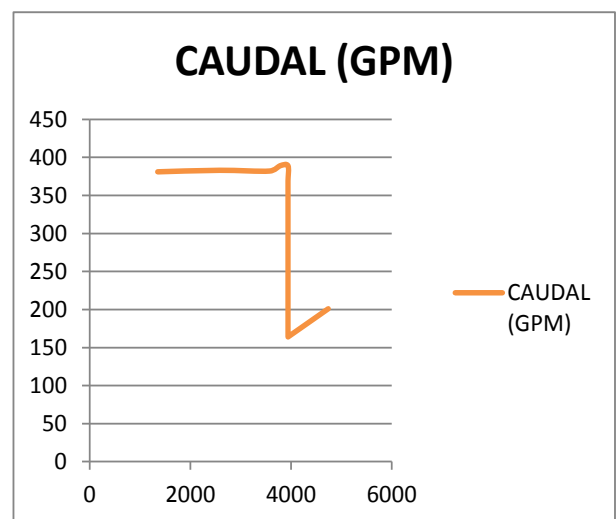
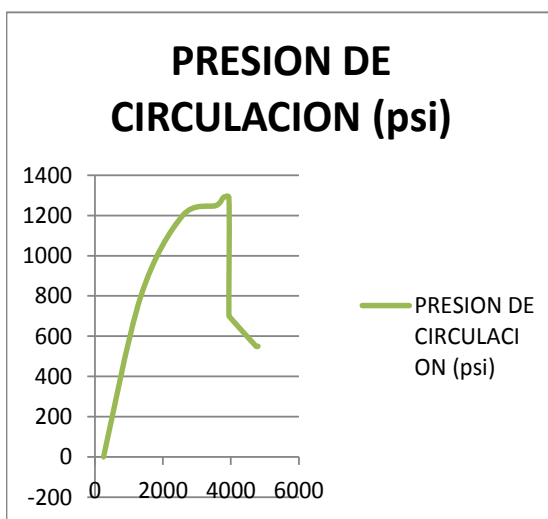
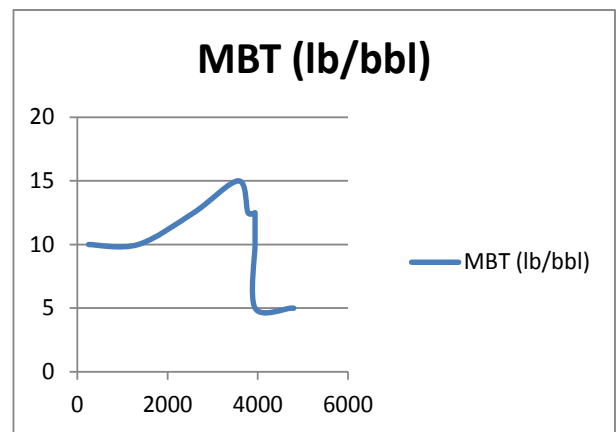
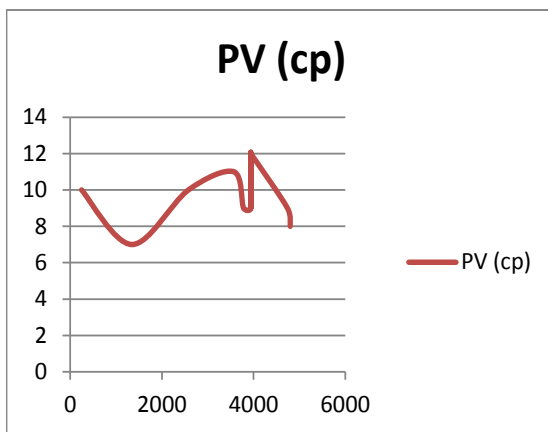
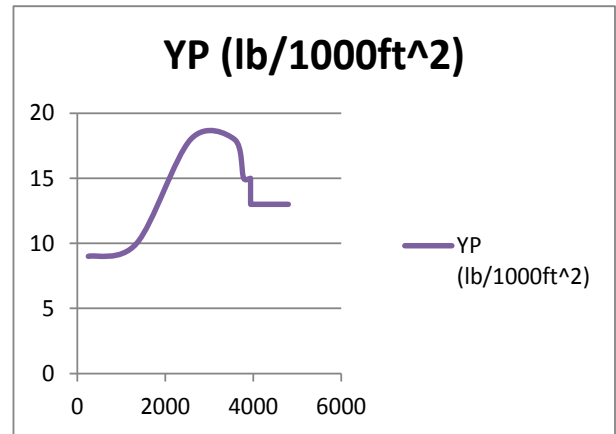
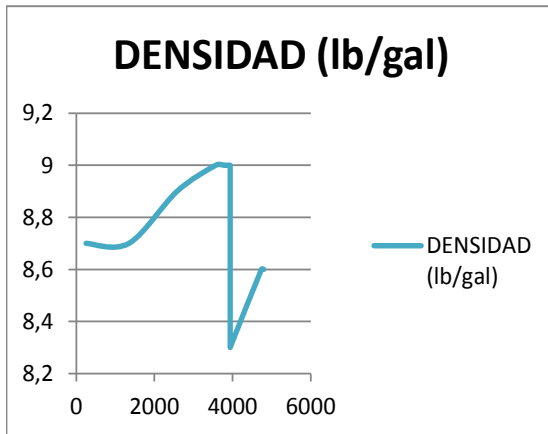
19	4468	8,5	0	4	15		0,98	40	5	20	2567
20	4468	8,5	900	4	15	183	0,85	40	2,5	21	2567
21	4760	8,5	0	5	15		0,96	39	5	21	2576
22	4760	8,5	0	5	15		0,96	40	5	21	2560
23	4760	8,5	0	5	16	164	0,96	43	5	22	2560
24	4760	8,5	0	5	15		0,84	42	2,5	22	2560
25	4760	8,5	0	5	14		0,35	40	2,5	22	2560
26	4760	8,5	0	4	13	103	0,37	41	2,5	23	2560
27	4760	8,5	0	4	13		0,37	41	2,5	23	2560
28	4760	8,5	0	4	12		0,37	38	2,5	23	2560
29	4760	8,5	0	5	12		0,37	41	2,5	23	2560
30	4760	8,5	0	4	13		0,37	40	2,5	23	2560
31	3623	8,5	0	1 0	3		0,98	40	5	21	2555
32	3623	8,5	0	5	13		0,98	39	5	20	2571 ,86
33	3623	8,5	0	4	14		0,98	40	5	20	2571
34	3783	8,5	600	5	12	160	0,98	39	5	19	2570 ,7
35	4001	8,5	0	5	10		0,98	40	5	20	2572 ,17
36	4288	8,5	0	4	12		0,98	40	5	21	2571 ,68
37	4288	8,5	0							21	

Fuente: Baker Hughes 2013. Modificado por los autores.

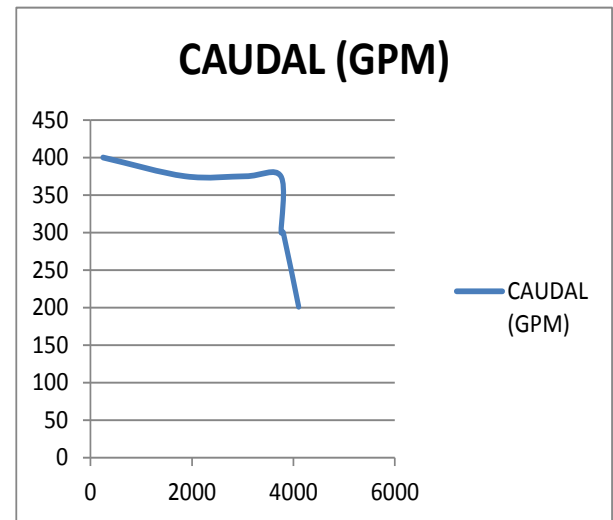
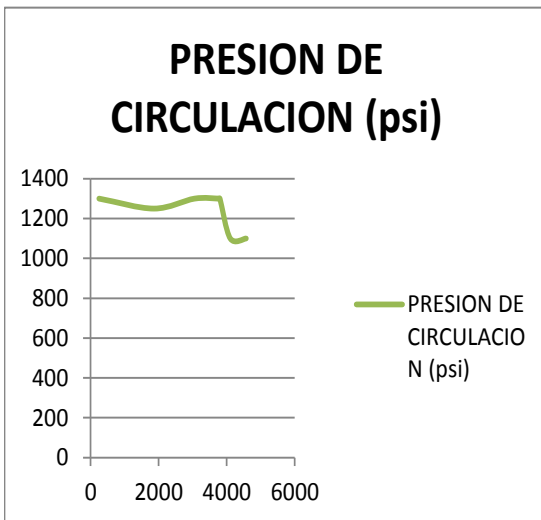
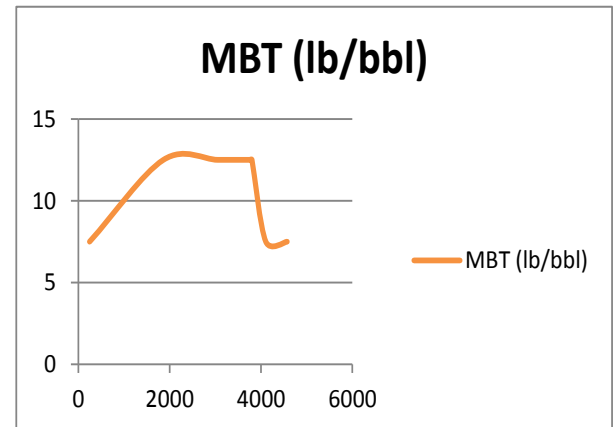
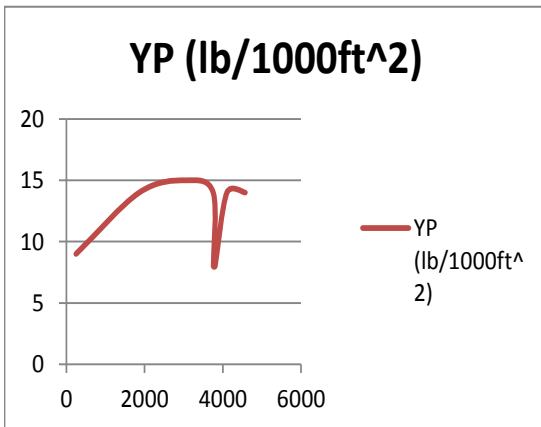
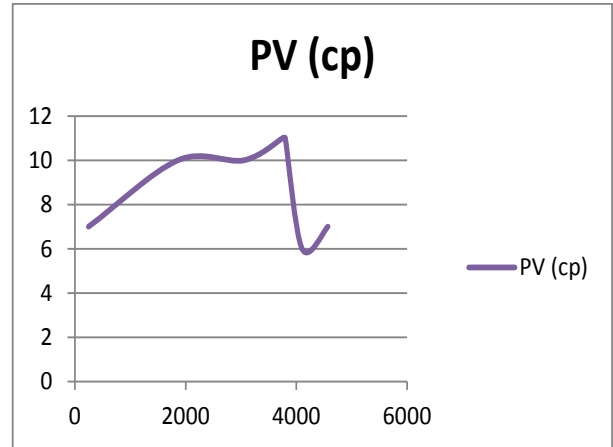
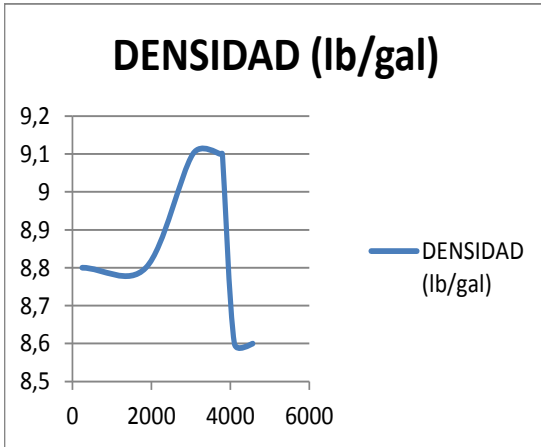
## Comportamiento de parámetros del pozo 2



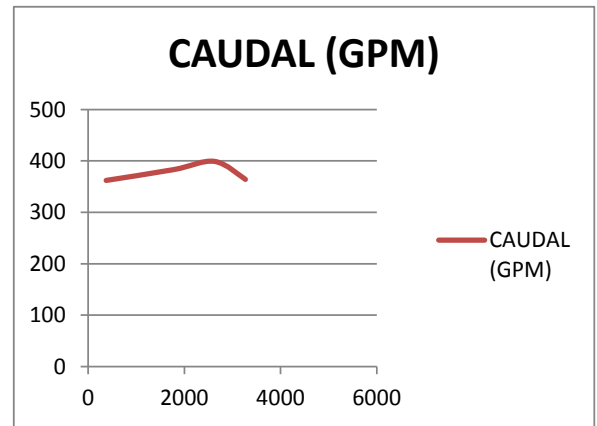
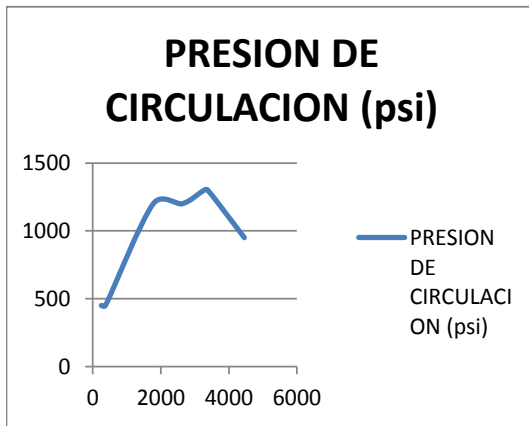
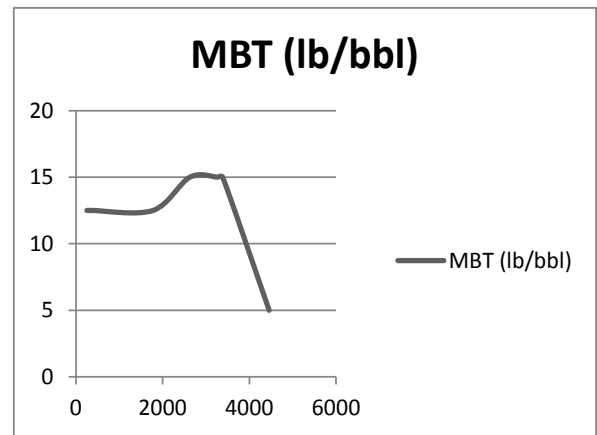
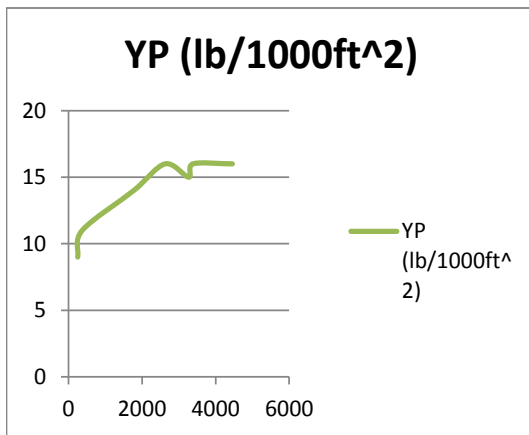
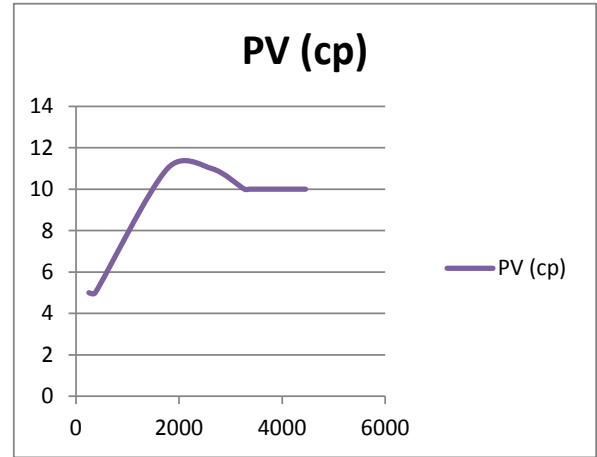
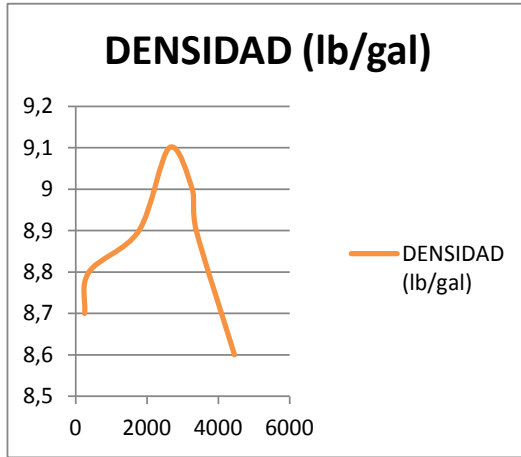
### Comportamiento de parámetros del pozo 3



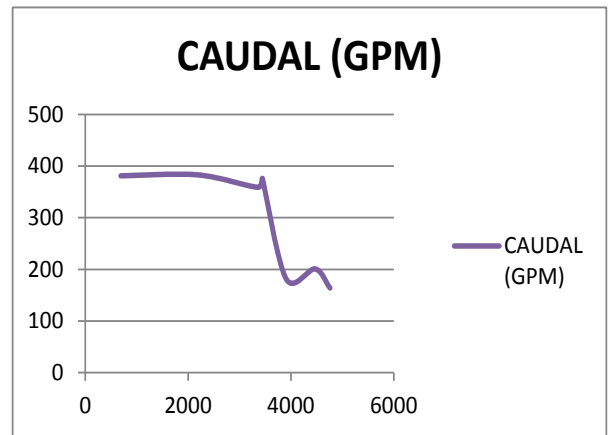
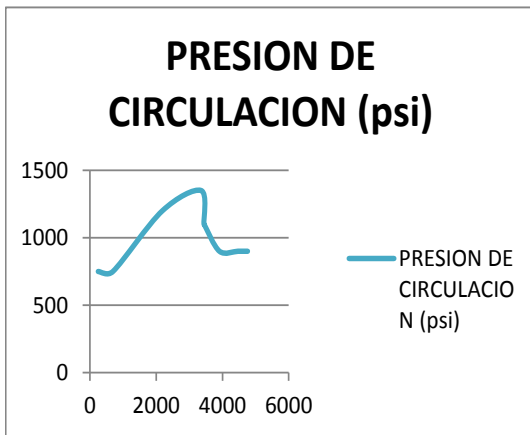
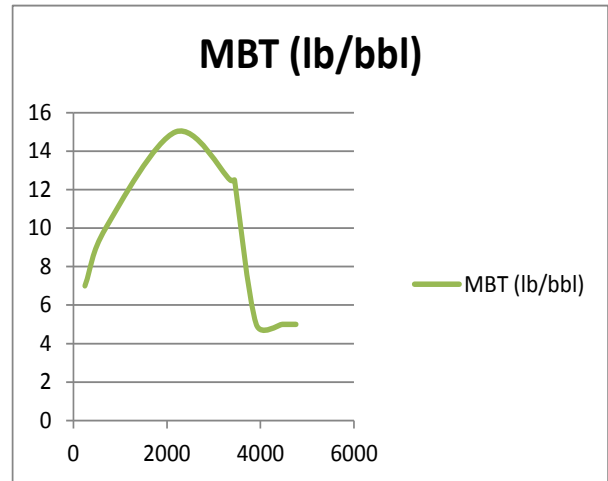
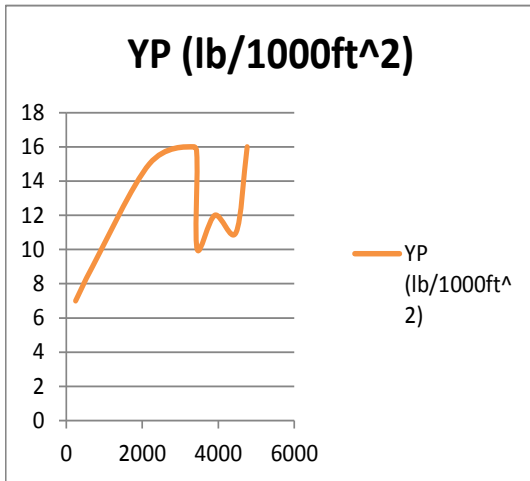
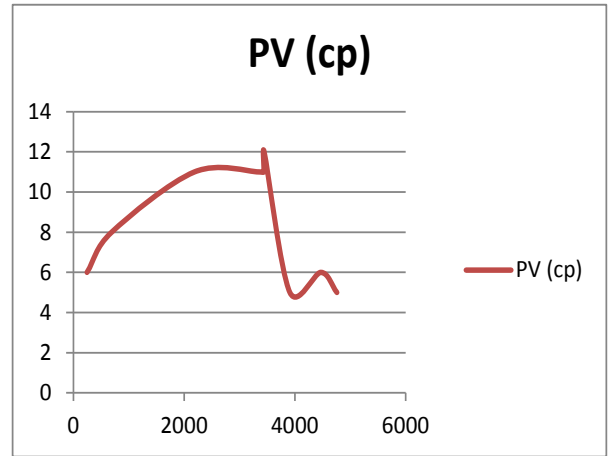
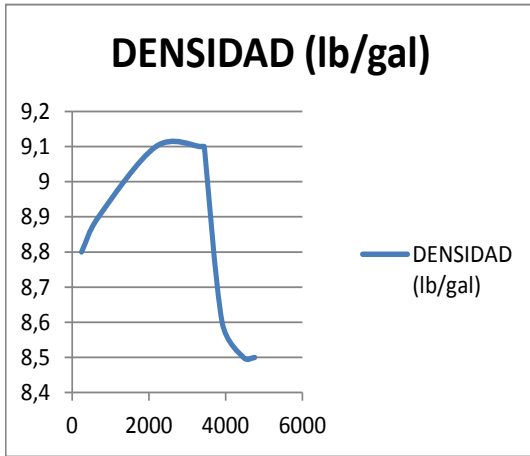
Comportamiento de parámetros del pozo 4



Comportamiento de parámetros del pozo 5



Comportamiento de parámetros pozo 6



## ANEXO C. REPORTES DE HIDRÁULICA Y LIMPIEZA DE POZO. ADVANTAGE

En el siguiente anexo encontramos las geometrías para un pozo vertical y uno desviado, la cual fue tomada igual para ambos casos. Se observan los reportes de hidráulicas de la limpieza de pozo con variaciones en el valor de la ROP los cuales fueron analizados para este estudio.

BHA para un pozo vertical con una ROP = 20 ft/hr

Case - Bit3_8.6 Estudiantes UIS										
Operator					Facility					
Well					Field					
General					Drill String					
Max Allw.SPP	4001 psi				Type	Length	OD	ID	TJ	Weight
Surface Equipment	Type 4				ft	in	in	in	lb/ft	
Bit Depth	5410.00	Bit TVD	5259.57 ft		DP - 5 1/2 FH / 8-13 ...	4873.28	5	4 3/8	5 3/4 \ 3 1/2	19.50
Bit Nozzles In/ 32	2x12\ 4x11	TFA	0.5921 in <sup>2</sup>		HWDP - NC50 / HW-55	183.38	5	3	5 1/2 \ 3 1/8	49.30
ROP	20.0	R/ hr	RPM	90	DC - 5 DBL STREAMLIN ...	90.58	8 1/4	2 7/8		89.00
Drilling Fluid					Jer	32.41	8 3/8	2 11/16		253.28
Mud System	Water Based				DC - 5 DBL STREAMLIN ...	428.35	8 1/2	2 5/8		89.00
Mud Weight	10.50 ppg				Sub - bit	3.00	8 7/16	2 3/8	5 1/2 \ 3	101.44
PV \ YP	27.00 oP \ 18.00 lbf/100ft <sup>2</sup>				Bit - FM2685/Securil ...	1.00	8 1/2			45.00
Gel Strength, 10s/10min	7 \ 1.10 lbf/100ft <sup>2</sup>									
Rheological Model	Power Law, API 13D K: 3.491 [ # sec <sup>n</sup> n/100ft <sup>2</sup> ] N: 0.404 [-]									
Casing / Open Hole										
Type	OD	ID	Bottom MD							
	in	in	ft							
Casing	9 5/8	8.881	3743.00							
Openhole		8 1/2	5410.00							
Volumes bbl										

Fuente: Baker Hughes.

Análisis de la limpieza de pozo para una ROP = 20 ft/hr

Case - Bit3_8.6 Estudiantes UIS										
Operator					Facility					
Well					Field					
General					Drilling Fluid					
Bit Depth	5410.00	Security OSS FM2685	Bit TVD	5407.17 ft	Mud System	Water Based				
Bit Type	3	2x12\ 4x11	TFA	0.5921 in <sup>2</sup>	Mud Weight	10.50 ppg				
Max Allowable SPP	4001 psi				PV \ YP	27.00 oP \ 18.00 lbf/100ft <sup>2</sup>				
Surface Equipment	Type 4	700 USgal/ min			Rheological Model	Power Law, API 13D				
Flowrate	20.0 R/ hr	RPM	90	K: 3.491 [ # sec <sup>n</sup> n/100ft <sup>2</sup> ] N: 0.404 [-]						
ROP	20.0 R/ hr	RPM	90							
BIT Size					Cuttings					
					Average Density	2.50 g/cc				
					Average Diameter	3.0 mm				
Cutthroat Values										
Maximum Annular Velocity	572.70 ft/ min				at MD	5307.73 ft	Inclination	3.58 deg		
Minimum Annular Velocity	341.18 ft/ min				at MD	32.81 ft	Inclination	0.02 deg		
Maximum Bedheight Percentage	0.00 %				at MD	0.00 ft	Inclination	0.00 deg		
Minimum Flow Area Percentage	100.00 %				at MD	32.81 ft	Inclination	0.02 deg		
Minimum Flowrate for cuttings transport	74 USgal/ min				at MD	32.81 ft	Inclination	0.02 deg		
Max Settling Velocity (vertical annulus)	0.21 ft/ min									
Report Data										
Measured Depth	Incl	Type	Velocity	ECD	Annular Pressure Drop	Transported Cuttings	Total Cuttings	Flow Area	Bedheight	Annular Circulating Pressure
ft	deg		ft/ min	ppg	psi	%	%	%	%	psi
32.81	0.02	DP	341.18	11.21	1	0.14	0.14	100.00	0.00	34
360.89	0.22	DP	341.18	11.21	13	0.14	0.14	100.00	0.00	328
689.08	0.42	DP	341.18	11.21	25	0.14	0.14	100.00	0.00	418
1017.66	0.62	DP	341.18	11.21	38	0.14	0.14	100.00	0.00	607
1345.14	0.82	DP	341.18	11.21	50	0.14	0.14	100.00	0.00	798
1673.23	1.02	DP	341.18	11.21	62	0.14	0.14	100.00	0.00	989
2001.31	1.22	DP	341.18	11.21	74	0.14	0.14	100.00	0.00	1180
2329.4	1.42	DP	341.18	11.21	88	0.14	0.14	100.00	0.00	1371
2657.46	1.61	DP	341.18	11.21	98	0.14	0.14	100.00	0.00	1562
2985.56	1.84	DP	341.18	11.21	110	0.14	0.14	100.00	0.00	1753
3313.68	1.88	DP	341.18	11.21	123	0.14	0.14	100.00	0.00	1944
3641.73	1.89	DP	341.18	11.21	135	0.14	0.14	100.00	0.00	2135
3743	1.97	DP	341.18	11.21	138	0.14	0.14	100.00	0.00	2194
3760	1.98	DP	363.62	11.21	139	0.14	0.14	100.00	0.00	2204
4088.08	2.27	DP	363.62	11.22	154	0.14	0.14	100.00	0.00	2398
4416.17	2.60	DP	363.62	11.23	168	0.14	0.14	100.00	0.00	2591
4673.28	2.88	DP	363.62	11.04	179	0.14	0.14	100.00	0.00	2742
4850.99	3.08	HWDP	363.62	11.24	187	0.14	0.14	100.00	0.00	2850
4947.24	3.18	DC	517.69	11.27	197	0.14	0.14	100.00	0.00	2908
4979.69	3.20	Sub	543.54	11.28	201	0.14	0.14	100.00	0.00	2931
5307.73	3.56	DC	572.70	11.45	250	0.14	0.14	100.00	0.00	3164
5409	3.62	DC	572.70	11.44	265	0.14	0.14	100.00	0.00	3228
5409	3.62	Sub	597.87	11.44	265	0.14	0.14	100.00	0.00	3228
5410	3.62	BIT	597.87	11.44	265	0.14	0.14	100.00	0.00	3228

Fuente: Baker Hughes.

## Hidráulica para un pozo vertical con una ROP = 60 ft/hr

Case - BHS_8.6 Estudiantes UI3												
Operator				Facility								
Well				Field								
General				Drill String					Drilling Fluid			
Max Allow. SPP	Type 4			4001 psi			Type	Length	OD	ID	TJ	Weight
Surface Equipment	5410.00	Bit TVD	5259.57 ft	DP- 5 1/2 FH / 8-13 ...	4873.28	5	4.278	8 3/4	1 3/12	16.50		
Bit Depth	0.5921 in*2			HWDP - NCS0 / HW-55	183.38	5	3	8 1/2	1 3/8	49.30		
Bit Nozzles In/ 32	2x121 4x11	TFA	90 RPM	DC - 5 DBL STREAMLIN ...	90.58	5	2 7/8			89.00		
Max Allowable SPP	60.0 ft/hr	RPM	90 RPM	Jar	32.41	5	3 3/8	2 11/8		253.28		
Flowrate	700 USgal/min			DC - 5 DBL STREAMLIN ...	426.35	5	2 3/8			85.00		
Mud System				Mud Weight								
Water Based				PV L YP								
10.50 ppg				27.00 oP L 18.00 lbf/100ft*2								
Del Strength, 10s/10min				7.19 lbf/100ft*2								
Rheological Model				Power Law, API 13D								
K: 3.481 #sec <sup>n</sup> /100ft*2				N: 0.404 [-]								
Casing / Open Hole												
Type												
OD												
ID												
Bottom MD												
Casing	0 5/8			8 9/8			3743.00					
Openhole	8 1/2			5410.00								
Volumes bbl												
Annulus Volume				245.870 Hole Volume				391.010				
String Displacement				58.080 String Volume				87.000				
Flowrate USgal/min												
700 600 500 400 300 200												
SPP												
Bit Hydraulics												
Surface HP	2804	2513	2191	1891	1613	1360	1129	920	730	581		
Bit Pressure Drop	1168.8	952.0	766.2	606.1	470.2	356.8	263.2	187.6	127.7	81.7		
% SPP	1172	1011	861	724	598	484	383	293	215	150		
Jet Velocity	40.92	40.22	39.31	38.27	37.07	35.61	33.91	31.88	29.48	26.87		
Impact Force	379.3	352.2	325.1	298.0	270.9	243.8	216.7	189.6	162.6	135.6		
WBI	25.4	21.9	18.7	15.7	13.0	10.5	8.3	6.4	4.7	3.2		
	6.55	6.85	6.99	4.16	3.12	2.27	1.60	1.07	0.67	0.39		
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect												
Surf Equip	42	37	32	28	24	20	16	13	10	7		
DP, CSG, LNR, TBG	645	571	500	433	370	311	258	208	159	108		
HWDP/ CSDP	121	107	94	81	69	58	48	39	30	22		
DC/ CT	571	506	443	384	329	277	228	183	142	108		
Additional Tools	40	35	31	27	23	19	16	13	10	7		
Annulus	274	247	230	214	200	191	182	173	163	160		
ECD - CSG Shoe	11.17	11.11	11.07	11.04	11.00	10.97	10.94	10.90	10.87	10.84		
ECD - Bottomhole	11.42	11.32	11.26	11.20	11.14	11.10	11.06	11.01	10.97	10.93		
Annular Velocities ft/min Flow Regime												
Hole ID in	String OD in	340.89 T	316.35 L	292.02 L	267.88 L	243.35 L	219.01 L	194.88 L	170.34 L	146.01 L	146.01 L	
8.681	5	363.11 T	337.17 T	311.24 L	285.30 L	259.38 L	233.43 L	207.49 L	181.55 L	155.62 L	155.62 L	
8 1/2	8 1/4	516.97 T	480.04 T	443.12 T	406.19 T	369.26 L	332.34 L	295.41 L	258.48 L	221.56 L	221.56 L	
8 1/2	8 1/2	571.90 T	531.05 T	490.20 T	449.35 T	408.50 L	367.65 L	326.80 L	285.95 L	245.10 L	245.10 L	
Fluid Circulation Times												
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	
Bottom Up	hr	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	

Fuente: Baker Hughes.

## Análisis de la limpieza de pozo para una ROP = 60ft/hr

Case - BHS_8.6 Estudiantes UI3														
Operator				Facility										
Well				Field										
General				Drilling Fluid					Cuttings					
Bit Depth	5410.00	Security DBS FM2665	Bit TVD	5407.17 ft	Mud System			Water Based						
Bit Type	2x121 4x11			8 1/2 in	Mud Weight			10.50 ppg						
Nozzles In/ 32	TFA			0.5921 in*2	PV L YP			27.00 oP L 18.00 lbf/100ft*2						
Max Allowable SPP	700 USgal/min			4001 psi	Del Strength, 10s/10min			Power Law, API 13D 7.19 lbf/100ft*2						
Surface Equipment	Type 4			90 RPM	Rheological Model			K: 3.481 #sec <sup>n</sup> /100ft*2 N: 0.404 [-]						
Flowrate	60.0 ft/hr			90 RPM										
Bit Size				Average Density										
				3.00 g/cc										
				3.0 mm										
Critical Values														
Maximum Annular Velocity				574.31 ft/min				at MD		5307.73 ft		Inclination	3.55 deg	
Minimum Annular Velocity				342.12 ft/min				at MD		32.81 ft		Inclination		0.00 deg
Maximum Bedheight Percentage				0.00 %				at MD		0.00 ft		Inclination		0.00 deg
Minimum Flow Area Percentage				100.00 %				at MD		32.81 ft		Inclination		0.00 deg
Minimum Flowrate for cuttings transport				74 USgal/min				at MD		32.81 ft		Inclination		0.00 deg
Max Settling Velocity (vertical annulus)				0.21 ft/min										
Report Data														
Measured Depth	Inc	Type	Velocity	ECD	Annular Pressure Drop	Transported Cuttings	Total Cuttings	Flow Area	Bedheight	Annular Circulating Pressure				
ft	deg		ft/min	ppg	psi	%	%	%	%	psi				
32.81	0.02	DP	342.12	11.25	1	0.43	0.43	100.00	0.00	34				
360.89	0.22	DP	342.12	11.25	14	0.43	0.43	100.00	0.00	226				
888.98	0.42	DP	342.12	11.25	27	0.43	0.43	100.00	0.00	417				
1017.06	0.62	DP	342.12	11.25	39	0.43	0.43	100.00	0.00	609				
1345.14	0.82	DP	342.12	11.25	62	0.43	0.43	100.00	0.00	801				
1873.23	1.02	DP	342.12	11.25	85	0.43	0.43	100.00	0.00	992				
2001.31	1.22	DP	342.12	11.25	76	0.43	0.43	100.00	0.00	1184				
2329.4	1.42	DP	342.12	11.25	90	0.43	0.43	100.00	0.00	1375				
2657.48	1.61	DP	342.12	11.25	103	0.43	0.43	100.00	0.00	1567				
2985.56	1.84	DP	342.12	11.25	116	0.43	0.43	100.00	0.00	1759				
3313.65	1.88	DP	342.12	11.25	128	0.43	0.43	100.00	0.00	1950				
3641.73	1.89	DP	342.12	11.25	141	0.43	0.43	100.00	0.00	2142				
3742	1.97	DP	342.12	11.25	148	0.43	0.43	100.00	0.00	2201				
3760	1.98	DP	364.64	11.25	148	0.43	0.43	100.00	0.00	2211				
4088.08	2.27	DP	364.64	11.26	161	0.43	0.43	100.00	0.00	2405				
4416.17	2.60	DP	364.64	11.27	176	0.43	0.43	100.00	0.00	2599				
4873.28	2.88	DP	364.64	11.27	188	0.43	0.43	100.00	0.00	2751				
4859.66	3.08	HWDP	364.64	11.26	196	0.43	0.43	100.00	0.00	2859				
4847.24	3.16	DC	519.15	11.30	206	0.43	0.43	100.00	0.00	2918				
4979.65	3.20	Sub	545.06	11.31	210	0.43	0.43	100.00	0.00	2940				
5307.73	3.56	DC	574.31	11.44	260	0.43	0.43	100.00	0.00	3165				
5406	3.62	DC	574.31	11.48	274	0.43	0.43	100.00	0.00	3238				
5409	3.62	Sub	559.23	11.49	275	0.43	0.43	100.00	0.00	3239				
5410	3.62	BIT	559.23	11.48	275	0.43	0.43	100.00	0.00	3239				

Fuente: Baker Hughes.

## Hidráulica para un pozo horizontal con una ROP = 10 ft/hr

Case - Bit3_B.5 Estudiantes UIS											
Operator				Facility							
Well				Field				Drill String			
<b>General</b>				<b>Drilling Fluid</b>				<b>Drill String</b>			
Max Allw.SPP	4001 psi			Type	Length	OD	ID	T3	T2	T1	Weight
Surface Equip.	Type 4			ft	in	in	in	in	in	in	lb/ft
Bit Depth	5400.00	Bit TVD	2615.13 ft	DP - 5 1/2 PH / 5-13...	4663.28	5	4.276	6 3/4	3 1/2	19.50	
Bit Nozzles in/32	2x121, 4x11	TFA	0.5921 in <sup>2</sup>	HWD/PCSD /HW/SS	183.38	5	3	6 1/2	3 1/8	48.30	
ROP	10.0 ft/hr	RPM	90 RPM	DC - 5 DBL STREAMLIN...	90.58	6 1/4	2 7/8			89.00	
<b>Mud System</b>				<b>Drilling Fluid</b>				<b>Drill String</b>			
Mud Weight	10.5 ppg			Water Based	Jar	32.41	6 3/8	2 11/16		253.26	
PV \ YP	9.00 cP \ 15.00 lbf/100ft <sup>2</sup>			Sub-bit	DC - 5 DBL STREAMLIN...	426.35	6 1/2	2 5/8		89.00	
Gel Strength, 10s/10min	7.15 lbf/100ft <sup>2</sup>			Bit - FH2665 /Secur...	3.00	6 7/16	2 3/8	6 1/2	3	101.44	
Rheological Model	Power Law, API 13D			Low Shear: k 4.186[sec <sup>n</sup> /100ft <sup>2</sup> ] N <sub>0.288</sub> [...]	1.00	8 1/2				45.00	
<b>Casing / Open Hole</b>				<b>Drill String</b>				<b>Drill String</b>			
Type	OD	ID	Bottom MD								
	in	in	ft								
Casing	9 5/8	8.681	3743.00								
Openhole		8 1/2	5400.00								
<b>Volumes bbl</b>				<b>Drill String</b>				<b>Drill String</b>			
Annulus Volume	245.420 Hole Volume										
String Displacement	58.000 String Volume										
Flowrate	USgal/min	700	650	600	550	500	450	400	350	300	250
<b>Bit Hydraulics</b>											
SPP	psi	2273	1991	1729	1490	1288	1063	880	729	606	515
Surface HP	HP	927.3	754.3	604.8	477.6	369.4	278.7	205.2	148.8	106.0	75.0
Bit DeltaP	psi	1172	1011	861	724	598	484	383	299	215	150
%SPP	%	51.97	50.76	49.80	48.37	47.16	45.88	43.50	40.18	35.53	29.04
Jet Velocity	ft/sec	379.3	352.2	325.1	298.0	270.9	243.8	216.7	189.6	162.6	135.5
Impact Force	lbf/in <sup>2</sup>	25.4	21.9	18.7	15.7	13.0	10.5	8.3	6.4	4.7	3.2
HSI	HP/in <sup>2</sup>	8.55	6.85	5.39	4.15	3.12	2.27	1.60	1.07	0.67	0.39
<b>System Pressure Loss - W/ Cutting Effect</b>											
Surf Equip	psi	25	22	20	17	15	12	10	8	6	5
DP,CSG,LNRLT,DBG	psi	428	381	336	293	253	214	178	145	114	86
HWD/PCSD	psi	73	65	57	50	43	37	31	25	20	15
DC/CT	psi	331	296	261	229	197	168	140	114	90	68
Additional Tools	psi	23	21	18	16	14	12	10	8	6	5
Annulus	psi	220	196	173	151	148	135	128	136	155	187
ECD w/ Cut- CSG Shoe	ppg	11.6	11.5	11.4	11.3	11.3	11.2	11.2	11.2	11.4	11.6
ECD w/ Cut- BH	ppg	12.1	11.9	11.8	11.7	11.6	11.5	11.4	11.5	11.6	11.9
<b>Annular Velocities ft/min Flow Regime</b>											
Hole ID in	String OD in										
8.681	5	340.69 T	316.35 T	292.02 L	267.68 L	243.35 L	219.01 L	194.68 L	170.34 L	146.01 L	146.01 L
8 1/2	5	363.11 T	337.17 T	311.24 T	285.30 L	259.36 L	233.43 L	207.49 L	181.55 L	155.62 L	155.62 L
8 1/2	6 1/4	516.97 T	480.04 T	443.12 T	406.19 T	369.26 T	332.34 L	295.41 L	258.48 L	221.56 L	221.56 L
8 1/2	6 1/2	571.90 T	531.03 T	490.20 T	449.33 T	408.50 T	367.65 T	326.80 L	285.95 L	245.10 L	245.10 L
<b>Fluid Circulation Times</b>											
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
Bottom Up	hr	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7

Fuente: Baker Hughes.

## Análisis de la limpieza de pozo para una ROP = 10ft/hr

Case - Bit3_B.5 Estudiantes UIS											
Operator				Facility							
Well				Field				Drilling Fluid			
<b>General</b>				<b>Drilling Fluid</b>				<b>Drill String</b>			
Bit Depth	5400.00	Bit TVD	2615.13 ft	Mud System	Water Based						
Bit Type	Security DBS FH2665	TFA	0.5921 in <sup>2</sup>	Mud Weight	10.5 ppg						
Nozzles in/32	2x121, 4x11	RPM	90 RPM	PV \ YP	9.00 cP \ 15.00 lbf/100ft <sup>2</sup>						
Max Allowable SPP	4001 psi	Rheological Model	Power Law, API 13D	Gel Strength, 10s/10min	7.15 lbf/100ft <sup>2</sup>						
Surface Equipment	Type 4	High Shear: k 4.186[sec <sup>n</sup> /100ft <sup>2</sup> ] N <sub>0.288</sub> [...]	Low Shear: k 4.186[sec <sup>n</sup> /100ft <sup>2</sup> ] N <sub>0.288</sub> [...]								
Flowrate	700 USgal/min										
ROP	10.0 ft/hr										
<b>BIT Size</b>				<b>Cuttings</b>				<b>Drill String</b>			
				Average Density	2.50 g/cc						
				Aspheric Diameter	10.6 mm						
<b>Critical Values</b>											
Maximum Annular Velocity	571.90 ft/min			at MD	5297.73 ft	Inclination	79.68 deg				
Minimum Annular Velocity	340.69 ft/min			at MD	1017.06 ft	Inclination	30.36 deg				
Maximum Bedheight Percentage	0.00 %			at MD	0.00 ft	Inclination	0.00 deg				
Minimum Flow Area Percentage	100.00 %			at MD	32.81 ft	Inclination	0.00 deg				
Minimum Flowrate for cuttings transport	417 USgal/min			at MD	3743.00 ft	Inclination	74.82 deg				
Max Settling Velocity (vertical annulus)	66.80 ft/min										
<b>Report Data</b>											
Measured Depth	Inc	Type	Velocity	ECO	Annular Pressure Drop	Transported Cuttings	Total Cuttings	Flow Area	Bedheight	Annular Circulating Pressure	
ft	deg		ft/min	ppg	psi	%	%	%	%	psi	
32.81	0.00	DP	340.93	11.2	1	0.09	0.09	100.00	0.00	34	
360.89	0.00	DP	340.93	11.2	12	0.09	0.09	100.00	0.00	224	
688.98	8.87	DP	340.93	11.2	23	0.09	0.09	100.00	0.00	414	
1017.06	30.34	DP	340.69	11.2	34	0.07	0.07	100.00	0.00	593	
1345.14	36.90	DP	340.69	11.2	45	0.07	0.07	100.00	0.00	793	
1673.23	47.42	DP	340.69	11.2	57	0.07	0.07	100.00	0.00	998	
2001.31	61.48	DP	340.69	11.2	68	0.07	0.07	100.00	0.00	1213	
2329.4	70.40	DP	340.69	11.3	79	0.07	0.07	100.00	0.00	1429	
2657.48	71.43	DP	340.69	11.4	90	0.07	0.07	100.00	0.00	1650	
2985.56	72.45	DP	340.69	11.4	101	0.07	0.07	100.00	0.00	1878	
3313.65	73.48	DP	340.69	11.5	112	0.07	0.07	100.00	0.00	2122	
3641.73	74.51	DP	340.69	11.6	123	0.07	0.07	100.00	0.00	2382	
3969.81	74.82	DP	340.69	11.6	134	0.07	0.07	100.00	0.00	2650	
4297.89	74.88	DP	363.11	11.6	145	0.07	0.07	100.00	0.00	2928	
4625.97	75.90	DP	363.11	11.6	156	0.07	0.07	100.00	0.00	3216	
4954.05	76.93	DP	363.11	11.7	167	0.07	0.07	100.00	0.00	3514	
5282.13	77.70	DP	363.11	11.8	178	0.07	0.07	100.00	0.00	3822	
5610.21	78.27	HWD/PCSD	363.11	11.8	188	0.07	0.07	100.00	0.00	4140	
5938.29	78.55	OC	516.97	11.8	199	0.07	0.07	100.00	0.00	4468	
6266.37	78.66	Sub	542.78	11.8	210	0.07	0.07	100.00	0.00	4806	
6594.45	79.68	OC	571.90	12.1	220	0.07	0.07	100.00	0.00	5154	
6922.53	79.99	OC	571.90	12.1	230	0.07	0.07	100.00	0.00	5512	
7250.61	80.00	Sub	596.89	12.1	240	0.07	0.07	100.00	0.00	5880	
7578.69	80.00	BIT	596.89	12.1	250	0.07	0.07	100.00	0.00	6258	

Fuente: Baker Hughes.

## Hidráulica para un pozo horizontal con una ROP = 20 ft/hr

Case - Bit3_8.5 Estudiantes UIS											
Operator				Facility							
Well				Field							
General				Drill String				Type			
Max Allow SPP	4001 psi			Type	Length	OD	ID	TJ	Weight		
Surface Equip.	5400.00	BIT TVD	2615.13 ft	DP - 5 1/2 PH/S-13...	4663.28	5	4.276	6 3/4 1 1/2	19.50		
BIT Depth	5400.00	TFA	0.5921 in <sup>2</sup>	HWDP/NCSD/HW-SS	183.38	5	3	6 1/2 1 1/8	49.30		
BIT Nozzles In/32	2x12/4x11	RPM	90 RPM	DC - 5 DBL STREAML...	90.38	6	1/4	2 7/8	89.00		
ROP	20.0 ft/hr			Jar	32.41	6	3/8	1 1/2 1/8	232.36		
Drilling Fluid				DC - 5 DBL STREAML...				Sub-bit			
Mud System	Water Based			Bit - PH2665/Secur...	1.00	8	1/2		48.00		
Mud Weight	10.5 ppg								101.44		
PV \ YP	9.00 cP \ 18.00 lbf/100ft <sup>2</sup>								48.00		
Gel Strength, 10s/10min	7.19 lbf/100ft <sup>2</sup>										
Rheological Model	Power Law, API 13D										
	K <sub>125</sub> 1.412[sec <sup>n</sup> /100ft <sup>2</sup> ] N <sub>125</sub> 0.439[-] K <sub>186</sub> 4.186[sec <sup>n</sup> /100ft <sup>2</sup> ] N <sub>186</sub> 0.288[-]										
Casing / Open Hole				Type				OD			
		OD	ID	Bottom MD							
Casing		9 5/8	8 5/8	3743.00							
Openhole		8 1/2	8 1/2	5400.00							
Volumes bbl				Annulus Volume				Hole Volume			
				245.420				390.310			
				58.000				86.890			
Flowrate											
	USgal/min	700	650	600	550	500	450	400	350	300	250
Bit Hydraulics											
SPP	psi	2274	1992	1720	1491	1269	1064	883	733	611	521
Surface HP	HP	927.8	784.8	605.2	478.0	369.9	279.2	205.8	149.5	106.8	78.9
BIT DeltaP	psi	1172	1011	861	724	598	484	383	293	219	150
HydPP	%	31.68	30.73	49.76	48.53	47.12	45.51	43.37	39.97	35.82	28.69
Jet Velocity	ft/sec	379.3	352.2	325.1	298.0	270.9	243.8	216.7	189.6	162.6	135.5
Impact Force	lbf/in <sup>2</sup>	25.4	21.9	18.7	15.7	13.0	10.5	8.3	6.4	4.7	3.2
HST	HP/in <sup>2</sup>	8.52	6.65	5.39	4.15	3.13	2.27	1.60	1.07	0.67	0.29
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	22	20	20	17	15	12	10	8	6	5
DP,CSG,LSNR,TBG	psi	428	381	336	293	253	214	178	145	114	86
HWDP/CSDP	psi	72	65	57	50	43	37	31	25	20	15
DC/CT	psi	231	206	181	158	137	116	97	80	66	50
Additional Tools	psi	23	21	18	16	14	12	10	8	6	5
Annulus	psi	221	197	177	162	149	137	131	140	139	194
ECD w/ Cut- CSG Shoe	ppg	11.6	11.5	11.4	11.3	11.3	11.2	11.2	11.3	11.4	11.6
ECD w/ Cut- Bit	ppg	12.1	11.8	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.7	11.9
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID In	String OD In										
8.681	5	340.69 T	316.35 T	292.02 L	267.68 L	243.35 L	219.01 L	194.68 L	170.34 L	146.01 L	146.01 L
8 1/2	5	369.11 T	337.17 T	311.24 T	285.90 L	259.36 L	232.43 L	207.49 L	181.55 L	155.62 L	155.62 L
6 1/2	6 1/4	516.97 T	480.04 T	443.12 T	406.19 T	369.26 T	332.34 L	295.41 L	258.48 L	221.56 L	221.56 L
8 1/2	6 1/2	571.90 T	531.05 T	490.20 T	449.35 T	408.50 T	367.65 T	326.80 L	285.95 L	245.10 L	245.10 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
Bottom Up	hr	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7

Fuente: Baker Hughes.

## Análisis de la limpieza de pozo para una ROP = 20ft/hr

General				Drilling Fluid							
BIT Depth	5400.00	BIT TVD	2615.13 ft	Mud System	Water Based						
BIT Type	Security DBS PH2665	TFA	0.5921 in <sup>2</sup>	Mud Weight	10.5 ppg						
Nozzles In/32	2x12/4x11			PV \ YP	9.00 cP \ 18.00 lbf/100ft <sup>2</sup>						
Max Allowable SPP	Type 4			Gel Strength, 10s/10min	7.19 lbf/100ft <sup>2</sup>						
Surface Equipment	Type 4			Rheological Model	Power Law, API 13D						
Flowrate	700 USgal/min			High Shear: K 1.412[sec <sup>n</sup> /100ft <sup>2</sup> ] N 0.439[-]							
ROP	20.0 ft/hr	RPM	90 RPM	Low Shear: K 4.186[sec <sup>n</sup> /100ft <sup>2</sup> ] N 0.288[-]							
Bit Size				Cuttings							
				Average Density	2.50 g/cc						
				Average Diameter	10.0 mm						
Critical Values											
Maximum Annular Velocity	571.90 ft/min			at MD	5297.73 ft	Inclination	79.68 deg				
Minimum Annular Velocity	340.69 ft/min			at MD	1017.06 ft	Inclination	30.34 deg				
Maximum Bedheight Percentage	0.00 %			at MD	0.00 ft	Inclination	0.00 deg				
Minimum Flow Area Percentage	100.00 %			at MD	32.81 ft	Inclination	0.00 deg				
Minimum Flowrate for cuttings transport	421 USgal/min			at MD	3743.00 ft	Inclination	74.82 deg				
Max Settling Velocity (vertical annulus)	66.60 ft/min										
Report Data											
Measured Depth	Inc	Type	Velocity	ECD	Annular Pressure Drop	Transported Cuttings	Total Cuttings	Flow Area	Bedheight	Annular Circulating Pressure	
ft	deg		ft/min	ppg	psi	%	%	%	%	psi	
32.81	0.00	DP	341.16	11.2		1	0.17	0.17	100.00	0.00	34
360.39	0.00	DP	341.16	11.2	12		0.17	0.17	100.00	0.00	224
688.98	6.67	DP	341.16	11.2	24		0.17	0.17	100.00	0.00	414
1017.06	30.34	DP	340.69	11.2	35		0.14	0.14	100.00	0.00	593
1245.14	36.90	DP	340.69	11.2	46		0.14	0.14	100.00	0.00	793
1673.23	47.42	DP	340.69	11.2	57		0.14	0.14	100.00	0.00	899
2001.31	63.48	DP	340.69	11.3	68		0.14	0.14	100.00	0.00	1014
2329.4	70.40	DP	340.69	11.3	79		0.14	0.14	100.00	0.00	1093
2657.48	71.43	DP	340.69	11.4	90		0.14	0.14	100.00	0.00	1163
2985.56	72.45	DP	340.69	11.5	101		0.14	0.14	100.00	0.00	1229
3313.65	73.48	DP	340.69	11.5	112		0.14	0.14	100.00	0.00	1299
3641.73	74.51	DP	340.69	11.6	123		0.14	0.14	100.00	0.00	1373
3743	74.82	DP	340.69	11.6	127		0.14	0.14	100.00	0.00	1371
3760	74.88	DP	363.11	11.6	128		0.14	0.14	100.00	0.00	1374
4088.08	75.90	DP	363.11	11.7	141		0.14	0.14	100.00	0.00	1432
4416.17	76.93	DP	363.11	11.7	154		0.14	0.14	100.00	0.00	1488
4663.26	77.70	DP	363.11	11.8	164		0.14	0.14	100.00	0.00	1527
4846.66	78.27	HWDP	363.11	11.8	169		0.14	0.14	100.00	0.00	1533
4937.24	78.56	DC	516.97	11.8	176		0.14	0.14	100.00	0.00	1570
4969.65	78.66	Sub	542.78	11.9	179		0.14	0.14	100.00	0.00	1576
5297.73	79.68	OC	571.90	12.1	211		0.14	0.14	100.00	0.00	1642
5396	79.99	DC	571.90	12.1	221		0.14	0.14	100.00	0.00	1662
5399	80.00	Sub	556.89	12.1	221		0.14	0.14	100.00	0.00	1662
5400	80.00	BIT	556.89	12.1	221		0.14	0.14	100.00	0.00	1662

Fuente: Baker Hughes.

Hidráulica para un pozo horizontal con una ROP = 80 ft/hr

Case - Bit3_8.5 Estudiantes UIS											
Operator						Facility					
Well						Field					
General						Drill String					
Max Allw.SPP	4001 psi					Type	Type 4				
Surface Equip.						Type	Length	OD	ID	TJ	Weight
Bit Depth	5400.00	Bit TVD	2615.13	ft		ft	In	In	In \ In	In \ In	lb/ft.
Bit Nozzles In/32	2x12\4x11	TFA	0.5921 In^2			DP - S 1/2 FH /S-13...	4663.28	5	4.275	6 3/4 \ 3 1/2	19.50
ROP	80.0	ft/hr	RPM	90 RPM		HWDP-NCS0 /HW-SS	183.38	3	3	6 1/2 \ 3 1/8	49.30
Drilling Fluid						DC - S DBL STREAMLI...	90.58	6 1/4	2 7/8		89.00
Mud System	Water Based					Jar	32.41	6 3/8	2 11/16		253.26
Mud Weight	10.5 ppg					DC - S DBL STREAMLI...	426.35	6 1/2	2 3/8	6 1/2 \ 3	89.00
PV \ YP	9.00 cP \ 15.00 lbf/100ft^2					Sub - bit	3.00	6 7/16	2 3/8		101.44
Gel Strength, 10s\10min	7 \ 19 lbf/100ft^2					Bit - FM2665 /Secur...	1.00	8 1/2			45.00
Rheological Model	Power Law, API 13D										
$k_{HS} 1.412[\#sec^n/100ft^2] N_{HS} 0.459[-]k_{LS} 4.186[\#sec^n/100ft^2] N_{LS} 0.288[-]$											
Casing / Open Hole											
Type	OD	ID	Bottom MD								
	In	In	ft								
Casing	8 5/8	8.681	3743.00								
Openhole		8 1/2	5400.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume	245.420	Hole Volume	390.310								
String Displacement	58.000	String Volume	86.890								
Flowrate	USgal/min	700	650	600	550	500	450	400	350	300	250
Bit Hydraulics											
SPP	psi	2281	1999	1738	1500	1278	1075	900	755	640	559
Surface HP	HP	930.6	757.6	607.9	480.7	372.6	281.9	209.8	154.1	111.9	81.5
Bit DeltaP	psi	1172	1011	861	724	598	484	383	293	215	150
%SPP	%	51.39	50.55	49.54	48.26	46.78	45.07	42.53	38.79	33.65	26.74
Jet Velocity	ft/sec	379.3	352.2	325.1	298.0	270.9	243.8	216.7	189.6	162.6	135.5
Impact Force	lbf/in^2	25.4	21.9	18.7	15.7	13.0	10.5	8.3	6.4	4.7	3.2
HSI	HP/in^2	8.55	6.85	5.39	4.15	3.12	2.27	1.60	1.07	0.67	0.39
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	25	22	20	17	15	12	10	8	6	5
DP,CSG,LNR,TBG	psi	428	381	336	293	253	214	178	145	114	86
HWDP/CSDP	psi	73	65	57	50	43	37	31	25	20	15
DC/CT	psi	331	296	261	229	197	168	140	114	90	68
Additional Tools	psi	23	21	18	16	14	12	10	8	6	5
Annulus	psi	228	204	184	171	159	147	148	163	188	232
ECD w/ Cut- CSG Shoe	ppg	11.6	11.5	11.4	11.4	11.3	11.3	11.3	11.4	11.6	11.9
ECD w/ Cut - BH	ppg	12.2	12.0	11.9	11.8	11.7	11.6	11.6	11.7	11.9	12.2
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID In	String OD In										
8.681	5	340.69 T	316.35 T	292.02 L	267.68 L	243.35 L	219.01 L	194.68 L	170.34 L	146.01 L	146.01 L
8 1/2	5	363.11 T	337.17 T	311.24 T	285.30 L	259.36 L	233.43 L	207.49 L	181.55 L	155.62 L	155.62 L
8 1/2	6 1/4	516.97 T	480.04 T	443.12 T	406.19 T	369.26 T	332.34 L	295.41 L	258.48 L	221.56 L	221.56 L
8 1/2	6 1/2	571.90 T	531.05 T	490.20 T	449.35 T	408.50 T	367.65 T	326.80 L	285.95 L	245.10 L	245.10 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
Bottom Up	hr	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7

Fuente: Baker Hughes.