

**METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE REOLOGÍA E HIDRÁULICA PARA
POZOS ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS, USANDO UNA HERRAMIENTA
SOFTWARE (COMPASS Y WELL PLAN)**

**JUAN GABRIEL ESTERLIN
MIGUEL ARMANDO GOMEZ HERREÑO**

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

2011

**METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE REOLOGÍA E HIDRÁULICA PARA
POZOS ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS, USANDO UNA HERRAMIENTA
SOFTWARE (COMPASS Y WELL PLAN)**

**JUAN GABRIEL ESTERLIN
MIGUEL ARMANDO GOMEZ HERREÑO**

Trabajo de grado para optar el título de Ingenieros de Petróleos

**Director
MANUEL CABARCAS SIMANCAS
M. Sc. Ingeniería de Petróleos**

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

2011

DEDICATORIA

*A DIOS por darme la vida y fortaleza
para poder cumplir mis metas y sueños.*

*A mis abuelos, Laura y Telesforo por brindarme parte de su vida y amor, por hacer
posible este sueño y por formar de mi una mejor persona día a día.*

*A mis padres Jair Varón y Yolanda Sterling
por su apoyo incondicional y por creer siempre en mi.*

*A mi par de Negritas por estar conmigo en todos los momentos,
más aún en los difíciles y por creer y confiar siempre en mi.*

*A mi tío Ernesto y a mi prima Sandra por cumplir
las funciones de guía y apoyo en los momentos difíciles.*

A toda mi familia por apoyarme y creer en mí.

A mi compañero y amigo Miguel Armando, por su colaboración y amistad.

*A mis amigos de la U, Mincho, Miguel, Fabián, Jair, Jhon, Sandra, Silvia, Jesika,
Jenny, Yoleth, Papiriqui y Compi, a todos gracias por compartir momentos
inolvidables y por permitir que el paso por la universidad fuera muy agradable.*

Juan Gabriel Esterlin

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fortaleza necesaria para concluir mis metas, por darme todo su amor y por llenar mi vida de bendiciones, todo lo debo a ti Señor.

A mis padres, quienes siempre se esforzaron para que nunca me faltara nada, los que siempre creyeron en mí y soportaron extensas horas de trabajo para sacar a mis hermanos y a mí adelante, quienes aparte de apoyarme, siempre me brindaron todo su cariño y comprensión, los amo.

*A mi abuela Josefina, que aunque se encuentra en el cielo, siempre creyó en mí y estuvo dispuesta a ayudarme, gracias nona jose
A mis hermanos Jackeline y Gabo, por todo su apoyo y sus valiosos consejos, los quiero mucho.*

A mis hermanas menores Martica, Mariana y Erika, quienes de una u otra manera también contribuyeron a este importante logro.

A mis sobrinos Santiago y Juan Daniel, que son la alegría de la casa y los futuros ingenieros.

A mis amigos de la U, Jenny, Jessica, Sandra, Luis, Fabián, Erika, Yoletth, Silvis, Jair y Juan Gabriel, por brindarme su valiosa amistad y por hacer que mi paso por la universidad fuera un momento inolvidable, gracias muchachos.

A mi compañero de tesis Juan Gabriel, por acompañarme en el desarrollo de este trabajo.

Al restaurante Mikaela, por brindarme la oportunidad de conocer personas diferentes y ser vital para mi sustento económico, y a todos mis compañeros de trabajo, especialmente a la señorita Gloria Castañeda, por ser una excelente persona.

A mi novia Diana (mi groses), por ser tan especial conmigo, por todos los momentos vividos, porque siempre me mostro la cara amable de la vida y estuvo siempre dispuesta a ofrecerme una sonrisa cuando los momentos fueron difíciles, gracias por todo mi niña bonita.

ESPECIALMENTE A MI MADRE POR TODO SU ESFUERZO

MIGUEL GÓMEZ

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander y a cada uno de los docentes que contribuyeron a nuestra formación integral, tanto como excelentes personas como excelentes profesionales.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS, por brindarnos un espacio de aprendizaje y facilitar nuestro desarrollo profesional, con sus respectivos docentes que fueron guía fundamental para la consecución de nuestros propósitos.

A la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y a todos los ingenieros que estuvieron a cargo de este proyecto, por toda la colaboración brindada.

A nuestro director Manuel Cabarcas Simancas, por todo el apoyo brindado, por sus aportes, que contribuyeron al éxito de nuestro proyecto y por brindarnos el tiempo necesario para la culminación de esta meta.

Al ingeniero Emiliano Ariza León por su orientación y observaciones durante la ejecución de nuestro trabajo.

A la ingeniera Carolina Arambula y al ingeniero Javier Martínez por su asesoría, y por toda la colaboración prestada, para la obtención de información importante para el desarrollo del proyecto.

Por último agradecemos a todas las personas que de alguna manera nos aportaron para que se llevara a cabo con éxito este proyecto, de corazón muchísimas gracias.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. FUNDAMENTOS DE REOLOGÍA E HIDRÁULICA	25
1.1 <i>GENERALIDADES DE REOLOGÍA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN</i>	25
1.1.1 Regímenes de Flujo	25
1.1.2 Propiedades Reológicas	26
1.1.3 Modelos Reológicos	32
1.2 <i>FUNDAMENTOS DE HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN</i>	34
1.2.1 Limpieza de Pozo	35
1.2.2 Pérdidas de Presión en un Sistema Hidráulico	36
1.2.3 Densidad Equivalente de Circulación (ECD)	42
1.2.4 Optimización de la Hidráulica	42
1.2.5 Presiones de Suabeo y Surgencia	45
2. ESTRATIGRAFÍA Y CORAZONAMIENTO	48
2.1 <i>ESTRATIGRAFIA</i>	48
2.2 <i>FUNDAMENTOS DE CORAZONAMIENTO</i>	48
2.2.1 Principios para la Extracción de Núcleos	49
2.2.2 Comparación de los Tipos de Muestreo	49
2.2.3 Corazonamiento Convencional	50
2.2.4 Equipo de Corazonamiento Convencional	51
2.2.5 Brocas para la Extracción de Núcleos	53
2.2.6 Parámetros de Operación para el Corte de Núcleos	55
3. APLICACIÓN DEL SOFTWARE WELLPLAN	60
3.1 <i>EVALUACIÓN EN EL ÁREA DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN</i>	60
3.2 <i>EVALUACIÓN EN EL ÁREA DE PRESIONES DE SURGENCIA Y SUABEO</i>	63

4.	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE REOLOGÍA E HIDRÁULICA USANDO LA HERRAMIENTA SOFTWARE WELLPLAN	65
5.	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL POZO ANH-PATIA-X-ST-P.	81
5.1	<i>DESCRIPCIÓN DEL POZO ANH-PATIA-X-ST-P.</i>	81
5.2	<i>INTERVALO DE PERFORACIÓN DE 0 A 800 PIES.</i>	83
5.3	<i>INTERVALO DE PERFORACIÓN DE 800 A 3200 PIES.</i>	92
5.4	<i>INTERVALO DE CORAZONAMIENTO DE 2800 A 3200 PIES.</i>	101
5.5	<i>INTERVALO DE CORAZONAMIENTO DE 4000 A 4400 PIES.</i>	109
5.6	<i>INTERVALO DE PERFORACIÓN DE 3200 A 7900 PIES.</i>	117
5.7	<i>INTERVALO DE CORAZONAMIENTO DE 7500 A 7900 PIES.</i>	125
5.8	<i>INTERVALO DE CORAZONAMIENTO DE 8500 A 8900 PIES.</i>	134
5.9	<i>INTERVALO DE PERFORACIÓN DE 7900 A 12100 PIES.</i>	143
5.10	<i>SELECCIÓN DE LAS BOMBAS ÓPTIMAS EN EL SISTEMA</i>	151
	CONCLUSIONES	153
	RECOMENDACIONES	155
	BIBLIOGRAFÍA	156
	ANEXO	160

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Rango sugerido de viscosidad plástica para lodos base agua.....	28
Figura 2. Rango sugerido de yield point para lodos base agua.....	29
Figura 3. Representación gráfica de los tipos de geles.....	30
Figura 4. Representación de dos capas de fluido en un canal de flujo.....	31
Figura 5. Partes de un barril nucleador (Core Barrel).....	52
Figura 6. Broca corazonadora.....	53
Figura 7. Peso sobre la broca para brocas corazonadoras.....	56
Figura 8. Velocidad rotaria recomendada para brocas corazonadoras.....	56
Figura 9. Caudal de descarga recomendado por tamaño de la broca.....	58
Figura 10. Estado mecánico y configuración de la sarta del pozo offshore del Golfo..	60
Figura 11. Comparación de la pérdida de presión en la sarta medida en campo, calculada con API y simulada con WELLPLAN.....	61
Figura 12. Comparación de la pérdida de presión en la broca medida en campo, calculada con API y simulada con WELLPLAN.....	62
Figura 13. Comparación de la pérdida de presión en el anular medida en campo, calculada con API y simulada con WELLPLAN.....	63
Figura 14. Estado Mecánico del Pozo Mississippi, Prueba 1.....	63
Figura 15. Perfil de velocidades de la prueba de surgencia y suabeo para el pozo Mississippi.....	64
Figura 16. Comparación de resultados medidos y simulados de presiones de surgencia y suabeo para el pozo Mississippi.....	64
Figura 17. Esquema de la metodología desarrollada.....	66
Figura 18. Gradiente de sobrecarga para formaciones normalmente compactadas..	67
Figura 19. Rango de densidad del lodo (ventana de lodo).....	68
Figura 20. Variables para la construcción de la trayectoria de un pozo.....	69
Figura 21. Selección del editor del completamiento del pozo.....	70

Figura 22. Ejemplo de la edición del completamiento de un pozo.....	70
Figura 23. Ejemplo de inclusión de los componentes de la sarta.....	71
Figura 24. Selección de gradiente geotérmico.....	72
Figura 25. Representación del ítem Fluid Editor de Wellplan.....	73
Figura 26. Ajuste de lecturas de viscosímetros a modelos reológicos.....	73
Figura 27. Imagen de la ventana RATES del software.....	74
Figura 28. Imagen de la ventana TRANSPORT ANALYSIS DATA.....	75
Figura 29. Ejemplo de selección de bombas de catalogo.....	78
Figura 30. Ventana BIT NOZZLES para selección de boquillas.....	79
Figura 31. Localización general del pozo estratigráfico ANH-PATÍA-X-ST-P.....	81
Figura 32. Ventana del lodo para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.....	83
Figura 33. Estado mecánico para el intervalo de perforación entre 0-800 pies.....	83
Figura 34. Pérdidas de presión en el sistema por densidad de lodo a 800 ft.....	84
Figura 35. Velocidad en el anular por profundidad de la sección (0-800 ft).....	86
Figura 36. Caudal crítico por profundidad de la sección perforada (0-800 ft).....	87
Figura 37. Pérdidas de presión por fricción a 800ft.....	87
Figura 38. Mínimo caudal de limpieza para el intervalo (0-800 ft).....	88
Figura 39. Tasa mínima de flujo vs ROP (0-800ft).....	89
Figura 40. ECD para el intervalo de 0 a 800 ft.....	89
Figura 41. Optimización de la hidráulica para el intervalo (0-800 ft).....	90
Figura 42. Pérdidas de presión optimizadas por fuerza de impacto (0-800 ft).....	91
Figura 43. Pérdidas de presión optimizadas por potencia hidráulica (0-800ft).....	92
Figura 44. Estado Mecánico para el intervalo de perforación (800-3200 ft).....	92
Figura 45. Sensibilidad de densidad para el intervalo de 800-3200 ft.....	93
Figura 46. Sensibilidad de YP para el intervalo de perforación (800-3200 ft).....	94
Figura 47. Sensibilidad de VP para el intervalo de perforación (800-3200 ft).....	94

Figura 48. Velocidad anular del intervalo de corazonamiento (2800–3200 ft).....	95
Figura 49. Pérdidas de presión del sistema para el intervalo (800–3200 ft).....	96
Figura 50. Perfil de caudales de limpieza del intervalo (800–3200 ft) en función del ROP, sarta y la geometría del pozo.....	96
Figura 51. ECD a caudal de limpieza para el intervalo de 800 – 3200 ft.....	97
Figura 52. Optimización de la hidráulica del intervalo (800–3200 ft).....	97
Figura 53. Optimización de las pérdidas por IF para el intervalo (800–3200 ft).....	98
Figura 54. Optimización de las pérdidas por HP para el intervalo (800–3200 ft).....	99
Figura 55. Presión de suabeo para el intervalo de perforación (800–3200 ft).....	100
Figura 56. Sensibilidad de suabeo en función de la VP y el YP para el intervalo de perforación (800–3200 ft).....	100
Figura 57. Estado Mecánico y configuración de la sarta del pozo ANH–PATIA–X–ST–P para el intervalo de corazonamiento (2800 – 3200 pies).....	101
Figura 58. Sensibilidad de yield point en función del caudal mínimo de limpieza para el intervalo de corazonamiento (2800 – 3200 pies).....	102
Figura 59. Sensibilidad de VP para el intervalo (2800 – 3200 pies).....	103
Figura 60. Velocidad anular para el intervalo de corazonamiento (2800–3200 ft)....	103
Figura 61. Pérdidas de presión del intervalo de corazonamiento (2800-3200 ft).....	104
Figura 62. Perfil de caudales de limpieza para el intervalo de corazonamiento (2800-3200) en función del ROP, sarta y la geometría del pozo.....	105
Figura 63. ECD para el intervalo de corazonamiento (2800 – 3200 ft).....	105
Figura 64. Optimización de la hidráulica para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft.....	106
Figura 65. Optimización de las pérdidas por IF para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft.....	107
Figura 66. Optimización de las pérdidas por HP para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft.....	107
Figura 67. Presión de Surgencia y Suabeo para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft.....	108
Figura 68. Sensibilidad de suabeo en función del YP y la VP para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft.....	109

Figura 69. Sensibilidad de surgencia en función del YP y la VP para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft.....	109
Figura 70. Estado Mecánico y configuración de la sarta del pozo ANH–PATIA–1–ST–P para el intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 pies).....	110
Figura 71. Velocidad anular del intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 ft).....	111
Figura 72. Pérdidas de presión del intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 ft)....	112
Figura 73. Caudales de limpieza del intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 ft)..	113
Figura 74. ECD para el intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 ft).....	113
Figura 75. Optimización de la hidráulica para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft.....	114
Figura 76. Optimización de las pérdidas por IF para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft.....	114
Figura 77. Optimización de las pérdidas por HP para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft.....	115
Figura 78. Suabeo para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft.....	116
Figura 79. Surgencia para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft.....	116
Figura 80. Estado Mecánico para el intervalo de perforación (3200-7900 ft).....	117
Figura 81. Sensibilidad de densidad para el intervalo (3200-7900 ft).....	118
Figura 82. Velocidad anular para el intervalo de perforación (800–3200 ft).....	119
Figura 83. Pérdidas de presión en el sistema para el intervalo (3200–7900 ft).....	120
Figura 84 Caudales de limpieza para el intervalo de perforación (800–3200 ft).....	121
Figura 85. ECD para el intervalo de perforación (3200–7900 ft).....	121
Figura 86. Optimización de la hidráulica del intervalo (3200–7900 ft).....	122
Figura 87. Optimización por IF para el intervalo de perforación (3200–7900 ft).....	122
Figura 88. Optimización por HP para el intervalo de perforación (3200 –7900 ft).....	123
Figura 89. Presión de suabeo para el intervalo de perforación (3200–7900 ft).....	124
Figura 90. Presión de surgencia para el intervalo de perforación (3200–7900 ft).....	124
Figura 91. Estado mecánico del intervalo de corazonamiento (7500-7900 ft).....	125
Figura 92. Velocidad en el anular por profundidad de la sección, corazonamiento (7500-7900ft).....	127

Figura 93. Pérdidas de presión del intervalo de corazonamiento (7500-7900ft).....	128
Figura 94. Caudal min. De limpieza por profundidad de pozo (0-7900ft).....	128
Figura 95. Tasa mínima de flujo vs ROP, corazonamiento (7500-7900ft).....	129
Figura 96. Densidad Equivalente de Circulación (ECD) de 0-7900ft a caudal mínimo de limpieza (419.4gpm).....	129
Figura 97. Efecto del caudal sobre la pérdida de presión y la hidráulica de la broca, corazonamiento (7500-7900ft).....	130
Figura 98. Pérdidas de presión por fricción, fuerza de impacto (7500-7900ft).....	131
Figura 99. Perdidas de presión por fricción, potencia hidráulica (7500-7900ft).....	132
Figura 100. Presiones de surgencia y suabeo a profundidad de interés (7900ft).....	133
Figura 101. Estado mecánico intervalo de corazonamiento (8500-8900ft).....	134
Figura 102. Velocidad en el anular de la sección de corazonamiento (7500-8900ft).	136
Figura 103. Pérdidas de presión para corazonamiento entre 8500-8900 ft.....	137
Figura 104. Caudal mínimo de limpieza por profundidad de pozo (0-8900ft).....	138
Figura 105. Tasa mínima de flujo vs ROP, corazonamiento (8500-8900ft).....	139
Figura 106. Densidad Equivalente de Circulación (ECD) de 0-8900ft a caudal mínimo de limpieza (207.8 gpm).....	139
Figura 107. Efecto del caudal sobre la pérdida de presión y la hidráulica de la broca, corazonamiento (8500-8900ft).....	140
Figura 108. Pérdidas de presión para fuerza de impacto (8500-8900 ft).....	141
Figura 109. Pérdidas de presión para potencia hidráulica (8500-8900 ft).....	141
Figura 110. Presiones de surgencia y suabeo a profundidad de interés (8900 ft).....	142
Figura 111. Estado mecánico del pozo a 12100ft de profundidad.....	143
Figura 112. Sensibilidad de la densidad para la profundidad de 12100 ft.....	144
Figura 113. Velocidad en el anular por profundidad de la sección (0-12100 ft).....	145
Figura 114. Pérdidas de presión por fricción a 12100 ft.....	146
Figura 115. Caudal mínimo de limpieza por profundidad de pozo (0-12100 ft).....	147
Figura 116. Tasa mínima de flujo vs ROP (12100 ft).....	148
Figura 117. Densidad Equivalente de Circulación (ECD) (0-12100 ft).....	148

Figura 118. Optimización de la hidráulica de la broca (12100 ft).....	149
Figura 119. Pérdidas de presión para fuerza de impacto (12100 ft).....	150
Figura 120. Pérdidas de presión para potencia hidráulica (12100 ft).....	150
Figura 121. Presión de surgencia y suabeo a profundidad de interés (12100ft).....	151

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Constantes C_{sc} para conexiones en superficie.....	37
Tabla 2. Ecuaciones de optimización de la hidráulica.....	45
Tabla 3. Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de muestreo.....	50
Tabla 4. Tipos de brocas para la extracción de núcleos.....	54
Tabla 5. Selección de brocas corazonadoras.....	54
Tabla 6. Propiedades del fluido de perforación para el pozo del Golfo de México.....	61
Tabla 7. Ejemplo de sensibilidad de parámetros reológicos.....	76
Tabla 8. Coordenadas del polígono, dentro del cual se ubica el pozo estratigráfico profundo ANH-PATÍA-1-ST-P. Coordenadas Datum Magna-Sirgas, Origen Oeste.....	82
Tabla 9. Estimativo geológico para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.....	82
Tabla 10. Propiedades del lodo a usar para análisis de sensibilidad (800ft).....	84
Tabla 11. Caudal mínimo de limpieza de pozo por densidad de lodo.....	85
Tabla 12. Análisis de sensibilidad propiedades del lodo $\rho=9.24$ ppg.....	85
Tabla 13. Resultados de sensibilidad de yield point y viscosidad plástica para el intervalo de perforación (800 – 3200 pies).....	94
Tabla 14. Resultados de sensibilidad de yield point y viscosidad plástica para el intervalo de corazonamiento (2800 – 3200 pies).....	102
Tabla 15. Resultados de sensibilidad de yield point y viscosidad plástica para el intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 pies).....	111
Tabla 16. Resultados de sensibilidad de yield point y viscosidad plástica para el intervalo de perforación (3200 – 7900 pies).....	119
Tabla 17. Análisis de sensibilidad propiedades del lodo $\rho=10.581$ ppg.....	126
Tabla 18. Análisis de sensibilidad propiedades del lodo $\rho=10.687$ ppg.....	135
Tabla 19. Propiedades a usar para análisis de sensibilidad (12100ft).....	144
Tabla 20. Caudal mínimo de limpieza de pozo por densidad de lodo (12100ft).....	145

Tabla 21. Análisis de sensibilidad propiedades del lodo $\rho=11.75$ ppg.....	145
Tabla 22. Calculo de potencia hidráulica por intervalo perforado.....	152

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Especificaciones de Operación de Corazonamiento (Tipos de Corazonamiento, Equipos Usados: Brocas, Core Barrel).....	160
Anexo B. Descripción Detallada de la Sarta de Perforación por Intervalo de Operación, Caso de Aplicación.....	167

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE REOLOGÍA E HIDRÁULICA PARA POZOS ESTRATIGRAFICOS PROFUNDOS, USANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE (COMPASS Y WELLPLAN)*.

AUTORES: JUAN GABRIEL ESTERLIN
MIGUEL ARMANDO GÓMEZ HERREÑO**

Palabras claves: Reología e hidráulica de perforación, pozos estratigráficos profundos, núcleos de alta calidad.

En Colombia, se ha iniciado la perforación de pozos estratigráficos, con el fin de obtener conocimiento del subsuelo e incrementar la oportunidad de encontrar prospectos de interés nacional, para ello es necesario adquirir núcleos de alta calidad, que brinden información representativa de las formaciones en estudio; una de las formas de garantizar la integridad de los núcleos, es realizando una excelente planeación y seguimiento de la reología y la hidráulica de perforación.

En este trabajo, se plantea un estudio de la reología y la hidráulica del fluido de perforación durante el corazonamiento, que implica, el uso de los parámetros operacionales adecuados para la obtención de muestras representativas del subsuelo, usando la herramienta software WELLPLAN de Landmark, HALLIBURTON; aplicado al pozo estratigráfico ANH-PATÍA-X-ST-P con una profundidad de 12,100 pies.

El estudio reológico e hidráulico incluye la selección y el modelado del fluido perforación útil para la obtención de muestras representativas (poco alteradas); determinación del caudal mínimo de limpieza de pozo, necesario para la obtención de núcleos de baja invasión; cálculo de pérdidas de presión por fricción a este caudal; aplicación de la tasa de penetración óptima para el 100% de la recuperación del núcleo; sensibilidad de presiones de surgencia y suabeo originadas por el viaje de tubería; y selección del diámetro óptimo de boquillas, útiles en la recuperación de núcleos compactos y de baja invasión.

Los resultados obtenidos, muestran que la herramienta software WELLPLAN, resulta de gran utilidad para el monitoreo y seguimiento de los cálculos de reología e hidráulica, durante la perforación y operación de corazonamiento, permitiendo la inclusión de variables operacionales en tiempo real, por lo cual, los resultados se ajustan al comportamiento de la hidráulica del pozo y brindan información primordial para la extracción exitosa de núcleos del subsuelo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: M.Sc. Manuel Cabarcas Simancas.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE CALCULATION OF DEPTH STRATIGRAPHIC WELL'S RHEOLOGY AND HYDRAULICS, USING A SOFTWARE TOOL (COMPASS AND WELLPLAN)*.

AUTHORS: JUAN GABRIEL ESTERLIN
MIGUEL ARMANDO GÓMEZ HERREÑO**

Key words: Rheology and hydraulics of drilling, depth stratigraphic wells, high quality core.

In Colombia, it has begun the drilling of stratigraphic wells in order to obtain the knowledge of the subsoil and to increment the chance of finding prospects of national interesting, for this, it's necessary to get high quality core, that give us representative information of the formation to analyze; one of the ways to guarantee the integrity of the cores is making an excellent planeation and following of the rheology and hydraulics of the drilling.

In this work, stablishes an analysis of the rheology and hydraulics of the drilling fluid during the coring, that involves the use of the appropriate operational parameters to obtain representative samples of the subsoil, using the landmark's software tool WELLPLAN, which will be applied to the stratigraphic well ANH-PATIA-X-ST-P with 12,100 feet of the depth.

The rheology and hydraulics analysis involves the selection and modeling of the useful drilling fluid to obtain the representative samples (low altered); determining the minimum flowrate for hole cleaning, necessary to obtain low-invasion cores; calculation of pressure loss to minimum flowrate for hole cleaning, application of the optimal rate of penetration for 100% of core's recovery, sensibility of surge and swab pressure that the trip by the string makes and selection of the optimal diameter of nozzle, useful to recover compact and low-invasion core.

The obtained results show that the software tool WELLPLAN is useful for monitoring and following of rheology and hydraulics during the drilling and operation coring, allowing the including of operational variables in real time, because this, the results describes the behavior of the well's hydraulics and provide primordial information for the successful extraction of cores from the subsoil.

* Work Degree

** Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering.
Directress: M. Sc. Manuel Cabarcas Simancas

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta que la mayoría del subsuelo colombiano se encuentra inexplorado y por tanto no existe la información geológica suficiente para atraer inversión privada, la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH en cumplimiento al plan estratégico 2020 ha iniciado actividades para adquirir información suficiente de las cuencas y así promover la inversión privada en nuevos territorios.

La Universidad Industrial de Santander (UIS) iniciará la campaña de perforación del pozo stratigráfico ANH-PATÍA-X-ST-P a una profundidad estimada de 12,100 pies de profundidad, con la cual pretende obtener conocimiento del subsuelo de la Cuenca Cauca – Patía e incrementar la oportunidad de encontrar prospectos de interés nacional.

Los aspectos reológicos e hidráulicos del fluido de perforación para pozos stratigráficos, son claves en la obtención de núcleos de alta calidad, porque permiten controlar los esfuerzos in situ; la liberación de presión de poro¹, y la invasión de fluidos no nativos², que durante el corazonamiento tienen un efecto perjudicial en las propiedades del corazón.

El API (American Petroleum Institute) publicó una norma recomendada en el año 2003 y 2006 (API RP 13D) en las áreas de reología e hidráulica, la cual ha servido como guía de soporte a la industria. En el año 2007 Bern, Morton, Zamora y Moran³ realizaron una actualización de la norma (API RP 13D) en las siguientes áreas: comportamiento en pozo (reología y densidad), modelamiento de pérdidas de presión, limpieza de pozo, optimización de

¹ BRIGNOLI, M., FANUEL, P., HOLT, R.M. AND KENTER, C.J. "Effects on Core Quality of a Bias Stress Applied During Coring". SPE 47262, 1998.

² HETTEMA, M.H.H. AND JONES, B.L.. "Minimizing Coring-Induced Damage in Consolidated Rock". SPE/ISRM 78156, 2002.

³ BERN, P.A., MORTON, E.K., ZAMORA, M., MAY, R., MORAN, D., et al. "Modernization of the API Recommended Practice on Rheology and Hydraulics: Creating Easy Access to Integrated Wellbore fluids engineering". SPE 98743, 2007.

perforación, presiones de surgencia y suabeo, monitoreo en pozo y pruebas reológicas, llevó al mejoramiento de posteriores publicaciones y al enriquecimiento del modelado computacional.

En el campo de modelamiento computacional se destacan los trabajos de Bobo (1969) y Moore (1958), quienes desarrollaron algoritmos para el cálculo de pérdidas de presión dado un caudal de bomba. En 1974 Fontenot y Clark presentaron un algoritmo donde incluyen la variación en las propiedades del fluido de perforación, la geometría del pozo y las propiedades de la sarta. Pero no fue sino hasta 1982 cuando Keith K. Millheim, desarrolló un algoritmo general para simular cualquier tipo de sistema de circulación, teniendo en cuenta las diferentes propiedades del pozo, fluido de perforación y configuraciones de sarta de perforación. En 1994 Swanson, J.L Thorogood, y Andrew Gardner; desarrollan una aplicación acertada de hidráulica y de limpieza de pozo. Todos estos trabajos han contribuido al desarrollo actual de herramientas eficientes para el cálculo de reología e hidráulica de perforación de pozos.

Extensos trabajos de búsqueda han demostrado que no se cuenta con una guía de modelamiento de reología e hidráulica, que tenga en cuenta los parámetros operacionales de corazonamiento, para la obtención de núcleos de alta calidad.

El objetivo de este trabajo es planear la reología y la hidráulica del fluido de corazonamiento del pozo ANH-PATÍA-X-ST-P aplicando el software WELLPLAN de Halliburton que tiene convenio de académico con la UIS. Este software modela las propiedades del lodo, estado mecánico del pozo, configuración de sarta y los parámetros independientes usados en el cálculo de pérdidas de presión, limpieza de pozo, presiones de surgencia y suabeo, densidad equivalente de circulación y optimización de la hidráulica.

1. FUNDAMENTOS DE REOLOGÍA E HIDRÁULICA

La selección de un buen fluido de perforación es un parámetro de vital importancia para lograr la perforación exitosa de un pozo, al escoger un determinado tipo de lodo se debe tener en cuenta la clase de litología que se va a perforar y los problemas que se consideran como críticos durante la perforación, de manera que se suministre al lodo ciertas propiedades (densidad, viscosidad, pérdida de agua y fuerza de gel) que permitan la culminación exitosa de la operación.

1.1 GENERALIDADES DE REOLOGÍA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia. Se trata de una disciplina que analiza principalmente la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y el impacto que éstos tienen sobre las características de flujo dentro de los materiales tubulares y los espacios anulares⁴.

1.1.1 Regímenes de Flujo

El régimen de flujo depende de la velocidad del fluido, el tamaño y forma del canal de flujo, densidad del fluido, y la viscosidad. Es importante conocer cual tipo de régimen de flujo está presente en una situación particular para evaluar el comportamiento de un fluido⁵.

1.1.1.1 Flujo Laminar

En el flujo laminar, el fluido se mueve paralelo a la pared del canal de flujo, formando un perfil de velocidad parabólico. La velocidad alcanzará su nivel máximo en el centro del flujo y disminuirá a cero en la pared del conducto, formando una serie de capas telescópicas cuya velocidad aumenta de capa en

⁴ API; "Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids", Norma API 13D, 2005.

⁵ LEON LOYA, J.G.; "Hidráulica Práctica", PEMEX Exploración y Producción.

capa hacia el centro. Todo el fluido a través de la tubería o del espacio anular se moverá en la dirección de flujo, pero a diferentes velocidades.

1.1.1.2 Flujo Turbulento

Cuando el caudal sigue aumentando, el flujo laminar se descompone totalmente y el fluido tiene un flujo vorticial y turbulento. El movimiento total sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería en una dirección, pero la dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa del fluido. La rugosidad en las paredes de la tubería o cualquier aumento del caudal de flujo aumenta la cantidad de turbulencia.

1.1.1.3 Flujo Transición

La transición de flujo laminar a flujo turbulento es controlada por la relativa importancia de las fuerzas viscosas y las fuerzas inerciales presentes en el flujo; en flujo laminar dominan las fuerzas viscosas, mientras que en flujo turbulento las fuerzas inerciales son más importantes. La relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas resulta en el número de Reynolds para tubería, definido por:

$$N_{Re} = \frac{15,467 dV\rho}{\mu} \quad (1)$$

Donde d es el diámetro del canal de flujo en pulgadas, V es la velocidad promedio de flujo (pies/minuto), ρ es la densidad del fluido (Libras/galón), y μ es la viscosidad del fluido (cP). Si el número de Reynolds es menor a 2000 se presenta flujo laminar, si está entre 2000 y 4000 flujo transición, y mayor a 4000 turbulento.

1.1.2 Propiedades Reológicas

1.1.2.1 Viscosidad

La viscosidad (μ) se puede describir como la resistencia al flujo de una sustancia. Es definida como la razón de esfuerzo de corte (τ) y tasa de corte (γ). Las unidades tradicionales de viscosidad son *dinas – s/cm²*, la cual es llamada poise (P), pero es generalmente más usado el centipoise (cP).

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad (2)$$

- ✓ **Viscosidad Efectiva (cP):** La viscosidad efectiva (μ_e) de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas de velocidad de corte, presión y temperatura. El término de viscosidad efectiva es usado para describir la viscosidad medida o calculada correspondiente a la tasa de corte existente en las condiciones de flujo en el pozo o en la sarta de perforación.
- ✓ **Viscosidad Aparente (cP):** La viscosidad aparente (VA) está indicada por la lectura del viscosímetro de Fann a 300 RPM (Θ_{300}) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM (Θ_{600}). Cabe indicar que ambos valores, de viscosidad aparente y efectiva concuerdan con la fórmula de viscosidad a 600 RPM (Ecuación 3).

$$AV (cP) = \frac{300 * \Theta}{\omega} \quad (3)$$

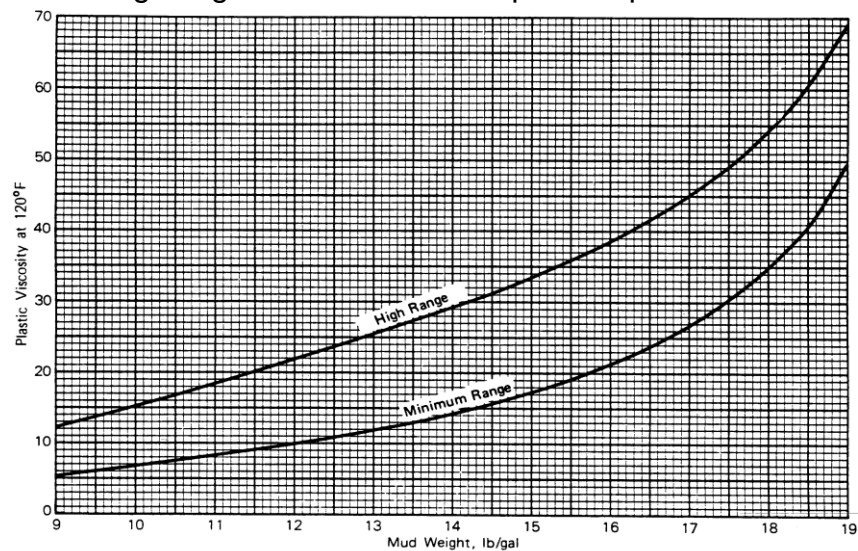
Θ = Lectura del viscosímetro de Fann
 ω = Velocidad rotacional (RPM)

- ✓ **Viscosidad Plástica (cP):** La viscosidad plástica se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo, que es causada por la fricción mecánica. La viscosidad plástica es afectada por la concentración, tamaño y forma de los sólidos, la viscosidad de la fase líquida, la presencia de polímeros, y la relación agua-aceite. Esta propiedad se determina como muestra la ecuación 4, donde Θ_{600} y Θ_{300} representan las lecturas del viscosímetro a su respectiva velocidad.

$$PV (cP) = \Theta_{600} - \Theta_{300} \quad (4)$$

La figura 1 muestra líneas de comportamiento de la viscosidad plástica para lodos base agua a varias densidades. La curva inferior representa lodos que contienen solamente barita y suficiente bentonita para suspender la barita (libre de sólidos perforados). La curva superior es un promedio de muchos campos que han sido revisados. Note que las curvas están hechas para 120 °F, y la viscosidad decrece con el aumento de la temperatura, debido al adelgazamiento del agua. Si un lodo es probado a 130 °F, la PV podría ser 10% menor que a 120 °F; y si es probado a 110 °F podría ser 10% mayor⁶.

Figura 1. Rango sugerido de viscosidad plástica para lodos base agua



Fuente: Drilling Fluid Technology – Exxon, Pag. 63

1.1.2.2 Punto Cedente o Yield Point (lb/100 pies²)

El punto cedente, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, la concentración volumétrica de los sólidos, y el ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase líquida del fluido). Su cálculo se realiza con la ecuación 5 o 6.

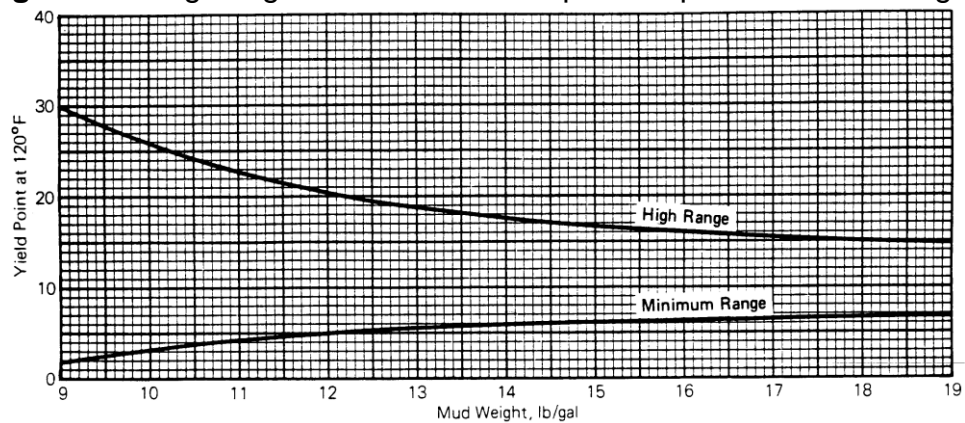
⁶ Ibid., p. 11

$$YP \left(\frac{lb}{100 \text{ pies}^2} \right) = 2 * \Theta_{300} - \Theta_{600} \quad (5)$$

$$YP \left(\frac{lb}{100 \text{ pies}^2} \right) = \Theta_{300} - PV \quad (6)$$

Las interacciones eléctricas de los sólidos son controladas por tratamiento químico, y la interacción mecánica por ajuste del tipo y cantidad de sólidos o polímeros en el lodo. La figura 2 muestra el rango de yield point en función de la densidad para lodos base agua.

Figura 2. Rango sugerido de viscosidad plástica para lodos base agua



Fuente: Drilling Fluid Technology – Exxon, Pag. 70

1.1.2.3 Esfuerzos de Gel (lb/100 pies²)

La tixotropía es una propiedad de algunos fluidos, que se caracterizan por formar una estructura de gel cuando están estáticos y regresan a su estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La mayoría de los fluidos base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros que se enlazan entre sí formando una matriz viscosa⁷.

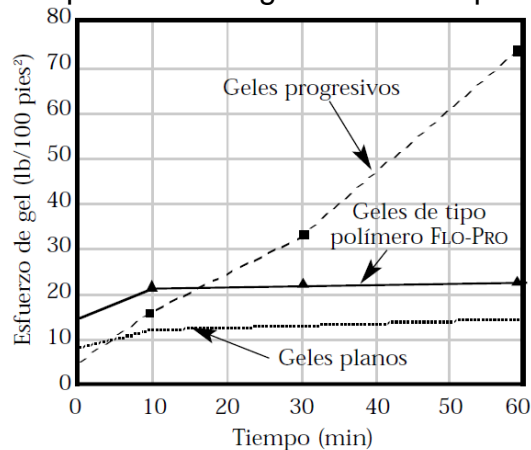
La resistencia de gel depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico, en otras palabras, cualquier cosa que impida o fomente el enlace de partículas,

⁷ API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5. Dallas-Texas, 2001.

aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido. Esfuerzos de gel excesivos genera problemas de entrapamiento de gases, presiones excesivas al interrumpir el bombeo de fluido y al introducir tubería, reducción de la eficiencia del equipo de remoción de sólidos, entre otras.

Una indicación inicial de gel (10 segundos) y las indicaciones de gel a 10 o 30 minutos constituyen la formación de *geles progresivos* e indica acumulación de sólidos. Si las lecturas de gel inicial y a 10 minutos son altas, y muestran muy pocas diferencias entre ellas, esto representa la formación de *geles instantáneos* y puede indicar que la floculación ha ocurrido. Los fluidos de perforación de polímeros presentan esfuerzos de gel altos y planos, también son frágiles y fáciles de romper (figura 3).

Figura 3. Representación gráfica de los tipos de geles



Fuente: Manual MI – Cap. 5, Página 7

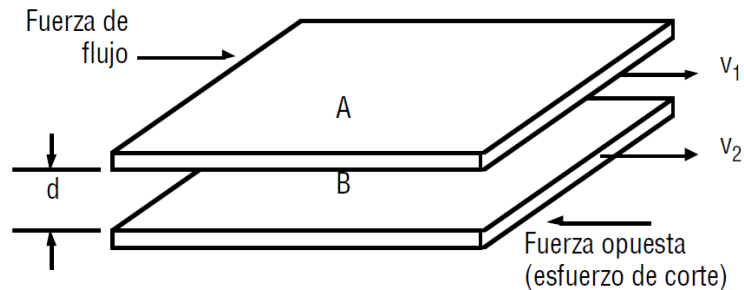
1.1.2.4 Velocidad de corte (seg^{-1})

La velocidad de corte es un gradiente de velocidad medido a través del diámetro de un tubo o a través del anular. Esta es la tasa a la cual una capa de fluido se está moviendo pasando otra capa (figura 4). La tasa de corte es definida como:

$$\gamma (\text{seg}^{-1}) = \frac{\Delta V}{\Delta r} = \frac{V_2 - V_1}{d} \quad (7)$$

Donde, ΔV es el cambio de velocidad entre las capas de fluidos y Δr es la distancia entre las capas de fluido.

Figura 4. Representación de dos capas de fluido en un canal de flujo.



Fuente: Manual MI – Cap. 5, Página 2

Dentro de un sistema de circulación de un equipo de perforación, la velocidad de corte depende de la velocidad promedio del lodo en la sección que está atravesando en ese momento. Así las velocidades de corte son muy altas en las boquillas de la broca. Son más bajas en la sarta, y todavía menores en el anular. Un cambio en el caudal de la bomba afectara las velocidades de corte en todo el sistema.

1.1.2.5 Esfuerzo de corte (lb/100 pies²)

Cuando un fluido está fluyendo, hay una fuerza en el fluido que se opone al flujo. Esta fuerza se llama *esfuerzo de corte* (figura 4). Se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra.

El esfuerzo de corte depende de la velocidad de corte, por lo tanto, una mayor velocidad de corte encontrara generalmente una mayor fuerza de resistencia. El esfuerzo de corte τ es representado matemáticamente la razón entre la fuerza aplicada (F) y el área superficial (A) sujeta el esfuerzo (ecuación 8).

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (8)$$

1.1.3 Modelos Reológicos

Un modelo reológico es una descripción matemática de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y proporcionan asistencia en la caracterización de flujo de fluidos. Los reogramas son la representación gráfica del modelo reológico (esfuerzo de corte contra tasa de corte).

Para determinar exactamente el reograma para un fluido no newtoniano, es necesario utilizar un viscosímetro de velocidad variable, pues no hay una ecuación que describa precisamente la reología de todos los lodos, porque son muy variados y complejos. Los modelos aplicados a fluidos no newtonianos son el modelo plástico de Bingham, Ley de Potencia, Herschel-Bulkley, Casson y Robertson-Stiff.

1.1.3.1 Modelo de Newton

Este modelo representa los fluidos ideales. Es decir, caracteriza a aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo de corte (τ) y la velocidad de corte (γ) es lineal, como lo muestra la ecuación 9. La constante de proporcionalidad, conocida como coeficiente de viscosidad o viscosidad (μ), es suficiente para describir su comportamiento.

$$\tau = m * \gamma \quad (9)$$

1.1.3.2 Modelo plástico de Bingham

Es el modelo más simple para fluidos no newtonianos y, a pesar de ello, provee habitualmente una base excelente para el tratamiento del lodo. Este describe fluidos en los cuales la relación esfuerzo de corte/velocidad de corte es lineal una vez que un esfuerzo inicial finito necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido.

$$\tau = \tau_o + \mu_p(\gamma) \quad (10)$$

A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia (τ_o); en tanto que la pendiente es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica (μ_p). Los cálculos hidráulicos basados en el modelo plástico de Bingham a bajas velocidades han dado a menudo resultados muy diferentes con respecto a las condiciones reales del pozo.

1.1.3.3 Modelo de Ley de potencia

Este modelo procura superar las deficiencias del modelo de flujo plástico de Bingham a bajas velocidades de corte y es usado para describir el flujo de adelgazamiento de corte o de fluidos de perforación pseudoplásticos. El modelo de ley de potencia es más complicado que el de Bingham porque no supone que existe una relación lineal, sino exponencial entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

$$\tau = K \gamma^n \quad (11)$$

El valor del índice de consistencia (K) se considera similar a la viscosidad plástica, pues un aumento de K indica generalmente un aumento en la concentración de sólidos o una disminución en el tamaño de las partículas, por lo tanto un aumento de la viscosidad. Los mejores métodos para hacer disminuir el valor de K son el control mecánico de sólidos y la dilución.

El índice de comportamiento (n) es una medida de la newtonianidad del fluido, entre más alejado de la unidad sea el valor de n, menos newtoniano es el comportamiento del fluido. Para lodos no dispersos n está usualmente entre 0.4 y 0.7; para lodos altamente dispersos n está generalmente entre 0.7 y 0.9. Un fluido con un valor de n inferior a 0.45 es muy no-newtoniano.

Los valores de K y n pueden ser determinados de lecturas de viscosímetro, con las siguientes ecuaciones:

$$n = \frac{\log(\theta_2/\theta_1)}{\log(\omega_2/\omega_1)} \quad (12)$$

$$K = \Theta_1 / \omega_1^n \quad (13)$$

$\Theta_1 =$ Lectura del viscosímetro a baja velocidad de corte

$\Theta_2 =$ Lectura del viscosímetro a alta velocidad de corte

$\omega_1 =$ RPM del viscosímetro a baja velocidad de corte

$\omega_2 =$ RPM del viscosímetro a alta velocidad de corte

1.1.3.4 Modelo de Herschel – Bulkley

El modelo de Herschel-Bulkley involucra el uso de tres constantes o parámetros ajustables, como se observa en la ecuación 14.

$$\tau = K \gamma^n + \tau_y \quad (14)$$

Los modelos de Newton, Bingham y Ley de Potencia son soluciones particulares de éste; pues si $n = 1$ el modelo se reduce al modelo de Bingham con $K = \mu_p$; si el esfuerzo de cedencia inicial es cero el modelo se convierte en el de ley de potencia y por ultimo si $n = 1$ y $\tau_y = 1$ el modelo se convierte en el de Newton. Para determinar las constantes a partir de lecturas de viscosímetro se emplean las siguientes ecuaciones:

$$n = \frac{\log \left(\frac{\Theta_2 - \Theta_0}{\Theta_1 - \Theta_0} \right)}{\log (\omega_2 / \omega_1)} \quad (15)$$

$$K = \frac{\Theta_1 - \Theta_0}{\omega_1^n} \quad (16)$$

$n =$ Índice de consistencia o de Ley Exponencial

$K =$ Índice de consistencia (dina $\text{seg}^{-n} / \text{cm}^2$)

$\Theta_0 =$ Esfuerzo de Gel nulo o lectura a 3 RPM

$\Theta_1 =$ Lectura del viscosímetro a baja velocidad de corte

$\Theta_2 =$ Lectura del viscosímetro a alta velocidad de corte

$\omega_1 =$ RPM del viscosímetro a baja velocidad de corte

$\omega_2 =$ RPM del viscosímetro a alta velocidad de corte

1.2 FUNDAMENTOS DE HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN

La hidráulica se ocupa de los efectos interrelacionados de viscosidad, el caudal y las presiones de circulación sobre el desempeño del fluido de perforación para el cumplimiento de sus diferentes funciones.

Desafortunadamente las propiedades del flujo que pueden beneficiar en determinados aspectos en la hidráulica de perforación, en la mayoría de los casos pueden resultar perjudiciales para el cumplimiento de otras funciones; por lo que se debe buscar un equilibrio entre los distintos parámetros involucrados en la hidráulica de manera que se obtenga un mínimo perjuicio de uno sobre otro.

Las ecuaciones de la hidráulica de fluidos han sido construidas usando parámetros de los modelos de Bingham y de la ley de potencia. Típicamente los cálculos de caída de presión en situaciones de flujo laminar efectuados con el modelo de Bingham son muy precisos, mientras que los efectuados usando el modelo de la ley de potencia dan predicciones menores de las caídas reales de presión. Los errores en el cálculo de caídas de presión pueden producir nuevos errores en otros cálculos, tales como la densidad equivalente de circulación (ECD)⁸

1.2.1 Limpieza de Pozo

Durante la perforación de un pozo, siempre se generan recortes, ripios y derrumbes que son retirados del fondo por el flujo ascendente del lodo a través del anular hasta llegar a superficie. Los ripios están sometidos al mismo tiempo a la fuerza de la gravedad que tiende a provocar su caída hacia el fondo del pozo. La velocidad a la cual caen en medio del lodo ascendente, recibe el nombre de velocidad de asentamiento (ecuación 17) y depende principalmente de la densidad y viscosidad del lodo, y del tamaño, forma y densidad de los cortes⁹.

$$V_s = \frac{175d(21-w)^{0.667}}{w^{0.333}m^{0.333}} \quad (17)$$

⁸ ARIZA LEÓN, Emiliano. Principios de Hidráulica de Perforación, Laboratorio de Lodos y Cementos. Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS 2007

⁹ HALLIBURTON; "Tecnología aplicada de lodos", capítulo 25, 1981

Donde velocidad de asentamiento (V_s en ft/min), está en función del diámetro promedio de los recortes (d en $pulgadas$), la densidad del lodo (w en Lbs/gal) y la viscosidad anular (m en cP); y la viscosidad anular (18) está en función del yield point (YP en $lbs/100ft^2$), el diámetro hidráulico (D en $pulgadas$), la velocidad en el anular (V en ft/min) y la viscosidad plástica (cP). Estas ecuaciones solo aplican cuando se está usando el modelo plástico de Bingham, existen otras ecuaciones para otros modelos en función del número de Reynolds de partícula.

$$m = 213 \frac{YP(D)}{V} + PV \quad (18)$$

Teniendo en cuenta los factores de los que depende la velocidad de asentamiento de los ripios, la forma más práctica de reducir la velocidad de asentamiento de los ripios es aumentar la viscosidad en el anular. Dado que las velocidades de corte en el anular son bajas (habitualmente menos de 60 rpm equivalente), el punto de cedencia (yield point) tiene un efecto más marcado que la viscosidad plástica¹⁰.

La velocidad de levantamiento (V_r en ft/min) de los recortes es la velocidad a la cual los recortes son en realidad llevados hacia arriba en el espacio anular, matemáticamente es la diferencia entre la velocidad anular (V en ft/min), y la velocidad de asentamiento de los ripios (V_s en ft/min).

$$V_r = V - V_s \quad (19)$$

El óptimo método de transporte de ripios es con fluidos de baja viscosidad en flujo turbulento, siempre y cuando un adecuado caudal de flujo sea alcanzado en todas las áreas del hueco¹¹.

1.2.2 Pérdidas de Presión en un Sistema Hidráulico

¹⁰ Ibid., p. 21

¹¹ LEISING, L.J. AND WALTON, I.C. "Cutting-Transport Problems and Solutions in Coiled-Tubing Drilling". SPE 77261, 2002.

La presión necesaria para hacer circular el fluido de perforación en un sistema hidráulico, es la correspondiente a las pérdidas de presión por fricción que tienen lugar dentro del sistema. Las pérdidas de presión se presentan en los equipos de superficie, sarta de perforación, broca y anular del pozo.

1.2.2.1 Pérdidas de Presión en los Equipos de Superficie

Las pérdidas de presión en superficie P_{sc} (*psi*) dependen de la geometría del tubo, de la densidad del fluido de perforación en superficie ρ_s (*Lbs/gal*) y la tasa de flujo Q (*gpm*). Generalmente, para estimar las pérdidas de presión en superficie, las conexiones de tubería se categorizan en cinco casos generales y se usa la constante de proporcionalidad adecuada C_{sc} de la tabla¹².

$$P_{sc} = C_{sc} * \rho_s * \left(\frac{Q}{100}\right)^{1.86} \quad (20)$$

Tabla1. Constantes C_{sc} para conexiones en superficie

Caso	Standpipe	Hose	Swivel	Kelly	C_{sc}
1	40ft*3.0-in ID	45ft*2.0-in ID	4ft*2.0-in ID	40ft*2.25-in ID	1.00
2	40ft*3.5-in ID	55ft*2.5-in ID	5ft*2.5-in ID	40ft*3.25-in ID	0.36
3	45ft*4.0-in ID	55ft*3.0-in ID	5ft*2.5-in ID	40ft*3.25-in ID	0.22
4	45ft*4.0-in ID	55ft*3.0-in ID	6ft*3.0-in ID	40ft*4.00-in ID	0.15
5	100ft*4.5-in ID	85ft*3.5-in ID	22ft*3.0-in ID		0.15

Fuente: Modificado de API; "Rheology and Hydraulics of oil-well drilling fluids" (Norma API 13D), 2005

1.2.2.2 Pérdidas de Presión en la Tubería de Perforación y Anulares

Tanto la pérdida de presión en la tubería de perforación, como la pérdida en anular se calculan de forma análoga. Las velocidades en la tubería V_p y en el anular V_a son función de caudal de flujo y los diámetros hidráulicos en cada sección.

$$V_p = \frac{24.51Q}{d_i^2} \quad (21)$$

¹² SMITH INTERNATIONAL. Yield Point. (computer software)

$$V_a = \frac{24.51Q}{d_h^2 - d_p^2} \quad (22)$$

Q = tasa de flujo (gpm)

d_i = diámetro interno de la tubería (in)

d_h = diámetro del hueco (in)

d_p = diámetro externo de la tubería (in)

- ✓ **Factor de corrección por geometría del pozo para tasa de corte B_a :** La corrección de la tasa de corte por geometría del pozo, es dependiente del parámetro reológico n . Es conveniente usar un factor geométrico α , de manera que el flujo en tubería y anular pueden ser considerados en una sola expresión. Por simplicidad, sin pérdidas significativas de precisión el anular puede ser tratado como una ranura equivalente ($\alpha = 1$) y la tubería ($\alpha = 0$).

$$B_a = \left[\frac{(3-\alpha)n+1}{(4-\alpha)n} \right] \left[1 + \frac{\alpha}{2} \right] \quad (23)$$

- ✓ **Tasa de corte en la pared γ_w (s^{-1}):** La tasa de corte en la pared (28) requerida para determinar el esfuerzo de corte es calculada de la multiplicación de la tasa nominal de corte por el factor geométrico B_a . Esta ecuación es aplicable para tubería y anular para valores apropiados de velocidad de fluido V (ft/min) y diámetro hidráulico d_{hyd} (in).

$$\gamma_w = \frac{1.6B_aV}{d_{hyd}} \quad (24)$$

- ✓ **Esfuerzo de corte en la pared τ_w :** Las pérdidas de presión por fricción son directamente proporcional al esfuerzo de corte en la pared, definido por el modelo de fluido. Para $\tau_y = 0$ la ecuación de flujo se reduce a la solución exacta para fluidos de ley de potencia. Para $\tau_y = YP$ y $n = 1$ la ecuación de flujo se reduce a la expresión simplificada de plástico de Bingham, ampliamente usada en perforación.

$$\tau_f = \left(\frac{4-\alpha}{3-\alpha} \right)^n \tau_y + k\gamma_w^n \quad (\text{Unidades viscosímetro}) \quad (25)$$

$$\tau_w = 1.066\tau_f \quad (\text{Unidades ingenieriles}) \quad (26)$$

- ✓ **Régimen de flujo:** Con el fin de realizar los cálculos de pérdidas de presión por fricción, es fundamental determinar el régimen de flujo del fluido de perforación durante su paso tanto por el anular como por la tubería. El número de Reynolds generalizado N_{ReG} es aplicado tanto para tubería como para espacio anular¹³. La forma más conveniente de la ecuación involucra el esfuerzo de corte en pared (τ_w), la velocidad en la sección (V en *ft/min*) y la densidad del lodo (ρ en *Lbs/gal*).

$$N_{ReG} = \frac{\rho V^2}{19.36\tau_w} \quad (27)$$

El número de Reynolds crítico N_{CRe} es el valor de N_{ReG} donde se da el cambio de régimen laminar a flujo transicional.

$$N_{CRe} = 3470 - 1370n \quad (28)$$

- ✓ **Velocidad crítica V_c :** La velocidad crítica V_c es la velocidad a la cual el número de Reynolds N_{ReG} es igual al número de Reynolds crítico N_{CRe} . Una aproximación muy cercana, puede ser lograda por la relación empírica en la ecuación (29) basada en la velocidad crítica para fluidos de ley de potencia V_{cp} , velocidad crítica para fluido plástico de Bingham V_{cb} , y la relación R (τ_y/YP).

$$V_c = V_{cp} + (V_{cb} - V_{cp})R\sqrt{\frac{V_{cp}}{V_{cb}}} \quad (29)$$

a) velocidad crítica (fluido ley de potencia)

$$V_{cp} = \left[\frac{28277(2.533-n_p)k_p}{\rho} \left(\frac{1.6G_p}{d_{hyd}} \right)^{n_p} \right]^{\frac{1}{2-n_p}} \quad (30)$$

$$G_p = \left[\frac{(3-\alpha)n_p+1}{(4-\alpha)n_p} \right] \left[1 + \frac{\alpha}{2} \right] \quad (31)$$

¹³ METZNER A.B. and REED J.C. Flow of non-Newtonian fluids – correlation of laminar, transition and turbulent flow regions. American Institute of Chemical Engineers J, 1, pp. 434-440.

b) velocidad crítica (fluido plástico de Bingham)

$$V_{cb} = \frac{67.86}{\rho} \left[B + \sqrt{B^2 + 9.42\rho YP \frac{(4-\alpha)}{(3-\alpha)}} \right] \quad (32)$$

- ✓ **Caudal de flujo crítico Q_c :** Es la tasa de flujo a la cual la velocidad es igual a la velocidad crítica V_c . La ecuación 33 aplica a tubería y la 34 a anular.

$$Q_c = \frac{V_c d_i^2}{24.51} \quad (33)$$

$$Q_c = \frac{V_c (d_n^2 - d_p^2)}{24.51} \quad (34)$$

- ✓ **Factor de fricción por régimen de flujo**

- **Factor de fricción flujo laminar f_{lam} :** El factor de fricción en flujo laminar para tuberías y anulares concéntrico, matemáticamente es una relación donde se usa el número de Reynolds generalizado N_{ReG} .

$$f_{lam} = \frac{16}{N_{ReG}} \quad (35)$$

- **Factor de fricción flujo transicional f_{trans} :** Una ecuación empírica en función del número de Reynolds crítico N_{CRe} puede ser usada para determinar factor de fricción en régimen transicional.

$$f_{trans} = \frac{16N_{ReG}}{N_{CRe}^2} \quad (36)$$

- **Factor de fricción flujo turbulento f_{turb} :** La forma del factor de fricción en flujo turbulento para fluidos no newtonianos, está en función del número de Reynolds generalizado N_{ReG} y el parámetro reológico n_p . Las constantes a y b se basan en la curva de ajuste de datos tomados sobre fluidos de ley de potencia.

$$f_{turb} = \frac{a}{N_{ReG}^b} \quad (37)$$

$$a = \frac{\log_{10}(n_p) + 3.93}{50} \quad (38)$$

$$b = \frac{1.75 - \log_{10}(n_p)}{7} \quad (39)$$

- **Factor de fricción f (todos los regímenes de flujo):** Las siguientes ecuaciones pueden ser usadas para determinar el factor de fricción, para cualquier número de Reynolds y régimen de flujo. Esta técnica involucra un término intermedio f_{int} (basado en el factor de fricción de flujo transicional f_{trans} y turbulento f_{turb}) y factor de fricción en flujo laminar f_{lam} .

$$f = (f_{int}^{12} + f_{lam}^{12})^{1/12} \quad (40)$$

$$f_{int} = (f_{trans}^{-8} + f_{turb}^{-8})^{-1/8} \quad (41)$$

Las pérdidas de presión por fricción en la sarta de perforación (P_{ds}) y anular (P_a) son iguales a la suma de las pérdidas en los segmentos individuales. La ecuación de Fanning es usada para calcular las pérdidas por fricción incremental; sin embargo, los diferentes parámetros pueden ser definidos para cada segmento en la sarta de perforación y en el anular.

$$P_{ds} = \sum \frac{1.076\rho_p V_p^2 fL}{10^5 d_i} \quad (42)$$

$$P_a = \sum \frac{1.076\rho_p V_a^2 fL}{10^5 d_{hyd}} \quad (43)$$

1.2.2.3 Pérdidas de Presión en la Broca

Las pérdidas en la broca dependen del caudal de flujo, la densidad del fluido, coeficiente de flujo de las boquillas (C) y el diámetro hidráulico equivalente de las boquillas (de).

$$P_b = \frac{Q^2 \rho}{1430 C^2 de^4} \quad (44)$$

$$de = \sqrt{ad_1 + bd_2 + \dots} \quad (45)$$

a : Número de boquillas de diámetro d_1

b : Número de boquillas de diámetro d_2

Para brocas tricónicas¹⁴ el coeficiente de descarga es $C = 1.03$. El diseño de brocas en estos casos tiene un impacto en el coeficiente de descarga. Los rangos reportados de C se encuentran entre 0.89 y 0.97, por lo tanto, no se puede determinar con exactitud el coeficiente de descarga para una broca considerando el flujo que pasa a través de las boquillas. Nuevas pruebas son necesarias para resolver el problema.

1.2.3 Densidad Equivalente de Circulación (ECD)

La presión hidrostática y la presión de circulación impuesta sobre el fluido a una determinada profundidad constituyen la presión total que el fluido está ejerciendo sobre las paredes del pozo. Un principio básico de la física es que, en cualquier punto de un fluido, la presión se ejerce igualmente en todas las direcciones, por lo que la presión impuesta al fluido para que este se mueva a lo largo de la línea de descarga es la misma fuerza de empuje que este ejerce sobre las paredes del pozo. Esta presión tiene más sentido cuando es convertida a ECD.

$$ECD = \rho_s + \frac{\sum P_a}{0.052TVD} \quad (46)$$

$\rho_s =$ densidad del lodo de trabajo (Lbs/gal)

$\sum P_a =$ suma de pérdidas de presión en las secciones por arriba del mismo punto

$TVD =$ profundidad vertical verdadera (ft)

Densidad equivalente de circulación incluyendo los efectos de los cortes de perforación:

$$ECD = (1 - c)\rho_s + 8.345\rho_c + \frac{\sum P_a}{0.052D_v} \quad (47)$$

$c =$ concentración de los cortes (fracción decimal)

$\rho_c =$ densidad de los cortes (g/cm^3)

1.2.4 Optimización de la Hidráulica

¹⁴ WARREN T.M. Evaluation of jet-bit pressure losses, SPE 17916. *SPE Drilling & Completion Engineering*,4(4), pp. 335-340.

El objetivo principal de la optimización de la hidráulica es mantener un equilibrio entre los diversos parámetros de los que esta depende, la limpieza del pozo, la densidad equivalente de circulación (ECD), la presión de bombeo, la tasa de penetración, las pérdidas de presión en la broca, y la estabilidad del pozo, entre otros factores.

Los caudales afectan la limpieza del pozo, la estabilidad de las paredes y las presiones anulares, así como la velocidad de penetración, el tamaño de las boquillas solo afecta la velocidad de penetración, de manera que el procedimiento correcto para la optimización de la hidráulica consiste ante todo en determinar el caudal adecuado¹⁵. Las pérdidas de presión en la broca, pueden ser controladas con el diámetro de las boquillas dependiendo de la presión de bombeo que sea seleccionada.

1.2.4.1 Criterios Hidráulicos Maximizados en la Broca

Para velocidades óptimas de penetración, los recortes producidos por la perforación de un pozo deben ser removidos rápidamente de la trayectoria de la broca, para evitar que la broca reperfore los viejos recortes y se disminuya la tasa de penetración. El fluido de perforación sale a presión de las boquillas y lanza los recortes recién formados hacia las paredes del pozo, y luego estos son llevados a la superficie por el espacio anular. Para maximizar la remoción de los ripios en el frente de la broca se tienen en cuenta los siguientes parámetros operacionales:

- ✓ ***Máxima velocidad en las boquillas:*** El nivel de limpieza es proporcional a la velocidad en las boquillas. La máxima velocidad en las boquillas se alcanza cuando se circula a la mínima tasa de flujo anular y diseñando el tamaño de las boquilla a la presión máxima de superficie. Algunas reglas del dedo gordo recomiendan que la velocidad en las boquillas deba ser

¹⁵ HALLIBURTON, Op. cit., p. 21, 22

mantenida por encima de 230 ft/s¹⁶ para reducir la posibilidad de taponamiento de las boquillas.

- ✓ **Máximo impacto hidráulico en la broca:** La remoción de cortes depende de la fuerza del fluido golpeando el fondo del pozo, esto se logra aumentando el caudal. Este corresponde al caudal donde la mitad de la presión de la bomba disponible se gasta en el sistema circulante, sin tener en cuenta las pérdidas en la broca.
- ✓ **Máximo potencia hidráulico en la broca:** La remoción de ripios del fondo de pozo, es dependiente de la cantidad de energía del fluido disponible en la broca. Para este criterio el caudal corresponde donde un tercio de la presión de la bomba disponible es gastada en el sistema de circulación, excluyendo la broca¹⁷.

No hay estudios comparativos reportados en la literatura, donde comparen las tasas de perforación para estas técnicas con idénticas condiciones en el taladro. Tenga en cuenta también, que la tasa de perforación no está incluida en la derivación de la optimización¹⁸. De modo que el criterio de optimización de hidráulica que sea tomado depende de la experiencia de la persona o el equipo encargado de la operación de perforación.

1.2.4.2 Cálculos de Optimización de Hidráulica

Las pérdidas de presión parasitas, las cuales incluyen todas las pérdidas en el sistema excepto la caída de presión en la broca, es calculada usando la ecuación:

$$P_{Parasitic} = KQ^u \quad (48)$$

K = coeficiente de pérdidas de presión parasitas (psi/gpm)

Q = tasa de flujo (gpm)

u = pendiente logarítmica de las pérdidas de presión parasitas en el sistema

¹⁶ API, Op. cit., p. 11

¹⁷ HALLIBURTON, Op. cit., p. 21,22, 29

¹⁸ API, API, Op. cit., p. 11, 30

$$Q_{crit} = \frac{HHP_{max}}{SPP_{max}} \quad (49)$$

Q_{crit} = es el caudal de flujo en la intersección de SPP_{max} y el poder hidráulico disponible

HHP_{max} = máxima potencia hidráulica (hp)

SPP_{max} = máxima presión stand pipe (psi)

De forma que el TFA de la broca está dado por:

$$TFA = \frac{Q}{C_v} \sqrt{\frac{\rho}{12042 P_{BitOpt}}} \quad (50)$$

Donde $C_v = 0.98$ y P_{BitOpt} es la presión óptima a través de la broca.

La tabla 2 muestra los métodos de optimización de la hidráulica y sus respectivos cálculos.

Tabla 2. Ecuaciones de optimización de la hidráulica

Criterio	Fuerza de impacto máximo		Poder hidráulico máximo Máximo SPP
	Poder hidráulico	Máximo SPP	
Caída de presión en la broca óptima	$P_{opt} = \left(\frac{u+1}{u+2}\right) P_{max}$ Ecuación (53)	$P_{opt} = \left(\frac{u}{u+2}\right) P_{max}$ Ecuación (54)	$P_{opt} = \left(\frac{u}{u+1}\right) P_{max}$ Ecuación (55)
Caudal de flujo óptimo	$Q_{opt} = \left(\frac{P_{max}}{K(u+2)}\right)^{\frac{1}{u}}$ Ecuación (56)	$Q_{opt} = \left(\frac{2P_{max}}{K(u+2)}\right)^{\frac{1}{u}}$ Ecuación (57)	$Q_{opt} = \left(\frac{P_{max}}{K(u+1)}\right)^{\frac{1}{u}}$ Ecuación (58)

Fuente: Modificado de API; "Rheology and Hydraulics of oil-well drilling fluids" (Norma API 13D), 2006

1.2.5 Presiones de Suabeo y Surgencia

Las presiones de surgencia son producidas por la interacción de la inercia, compresibilidad y las fuerzas viscosas del fluido¹⁹, por lo tanto se hace necesario considerar la velocidad y la aceleración de la sarta. El componente de la inercia es debido a la tendencia de la columna de lodo a resistir un cambio en movimiento. En pozos poco profundos, las fuerzas inerciales y la

¹⁹ MITCHELL, R.F. Dynamic Surge/Swab Pressure Predictions. SPE 16156, 1998.

fuerza de fricción son más importantes; mientras en pozos profundos lo es la compresibilidad²⁰.

La solución analítica para la determinación de las presiones de surgencia y suabeo es relativamente fácil de obtener si se tiene un fluido Newtoniano y geometría simple. Sin embargo, las ecuaciones para fluidos no Newtonianos son bastante complejas para aplicaciones de campo. Para propósitos de determinar las presiones de surgencia y suabeo, las tuberías puede ser clasificadas como: tubería cerrada, tubería abierta con bomba operando y tubería abierta con la bomba apagada.

El método se basa principalmente en la determinación de la velocidad efectiva del fluido en el espacio anular y el empleo de las ecuaciones correspondientes para la determinación de presión por fricción, apropiadas al modelo reológico correspondiente. Una vez determinada la velocidad efectiva del fluido y la pérdida de presión por fricción, en cada una de las secciones del espacio anular, la presión de surgencia y suabeo se determina mediante:

$$P_{surge/swab} = \sum_{i=1}^{N_{secca}} P_{surge/swab} \quad (59)$$

La velocidad efectiva anular del fluido en cada sección del espacio anular está definida por:

$$V_{EMP} = V_a + V_d + V_v \quad (60)$$

$$V_{EMP} = V_a + V_d + V_v \quad (61)$$

V_a = Velocidad anular del fluido resultante del flujo proporcionado por la bomba; pies/ min(para tubería cerrada: $V_a = 0$)

V_d = Velocidad anular del fluido debida desplazamiento de la sarta; ft/min

V_v = Componente de velocidad debida al arrastre viscoso de la sarta; ft/min

✓ **Velocidad Anular:**

²⁰ lbit., p.31

$$V_a = \frac{24.51 Q}{(Da^2 - De^2)} \quad (62)$$

$Q =$ Flujo proporcionado por la bomba, gpm

$Da =$ Diámetro del anular, pulgada

$De =$ Diámetro exterior de la tubería, pulgadas

✓ **Velocidad por Desplazamiento:**

De acuerdo con Burkhart, la componente de la velocidad debida al desplazamiento de la tubería está definida por:

$$V_d = 60 V_p \left(\frac{De^2}{Da^2 - De^2} \right) \quad (63)$$

$V_p =$ Velocidad de introducción o extracción de la tubería, ft/seg

✓ **Velocidad por Arrastre Viscoso:**

La componente de velocidad debida al arrastre viscoso no es están simple, debido a que esta depende del régimen de flujo resultante en la sección anular. Burkhart desarrolló expresiones para determinar al arrastre viscoso tanto para régimen laminar como turbulento. Para régimen laminar el arrastre viscoso está expresado por:

$$V_{VL} = -60V_p \left(\frac{1-\alpha^2+2\alpha^2\ln(\alpha)}{2(1-\alpha^2)\ln(\alpha)} \right) \quad (64)$$

$$\alpha = \left(\frac{De}{Da} \right) \quad (65)$$

Para régimen turbulento la expresión resultante es complicada, por lo que Burkhart la representó en forma gráfica en términos de una constante de colgamiento.

2. ESTRATIGRAFÍA Y CORAZONAMIENTO

2.1 ESTRATIGRAFIA

La perforación de pozos estratigráficos en zonas que cuentan con poca información, es de vital importancia para trabajos posteriores de caracterización. Por lo tanto es importante obtener corazones que brinden información representativa, pues estos se pueden alterar fácilmente durante el proceso de obtención, manipulación, transporte y/o almacenamiento.

La perforación de un pozo estratigráfico tiene como finalidad determinar la secuencia litológica completa existente en el subsuelo de un lugar determinado. La perforación debe garantizar, al menos, la recuperación de testigos laterales, con intervalos máximos de 20 pies de la secuencia estratigráfica, así como fluidos y gases contenidos en todas las formaciones, y la toma de registros eléctricos, sísmicos y radioactivos. La extracción de testigos laterales podrá iniciar desde 300 pies desde la superficie, y en todo caso el último testigo debe realizarse a un pie del fondo del pozo²¹.

2.2 FUNDAMENTOS DE CORAZONAMIENTO

Una de las fuentes de información más valiosa sobre las características litológicas y físicas, así como del contenido de fluidos de las rocas, es una muestra obtenida directamente de las formaciones con los fluidos que contienen. El corazonamiento es la técnica por medio de la cual se obtienen muestras del material del yacimiento (núcleos) en su estado natural y de su lugar de origen, llevándolas a la superficie para realizarles un amplio examen geológico y petrofísico. Normalmente, la información petrofísica más importante obtenida de los núcleos es la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos en la roca.

²¹ ANH. Proceso de Selección para la Contratación de Bloques Exploratorios para el Proyecto de Desarrollo Crudos Pesados de la Cuenca de los Llanos Orientales – Área Oriental, 2008.

La extracción de núcleos proporciona la única representación válida de la formación, aún cuando los registros de pozos juegan una parte importante en la identificación y en la caracterización de los yacimientos, sólo la extracción de núcleos puede asegurar la correlación confiable de aquellos registros a las condiciones reales presentes en el yacimiento.

2.2.1 Principios para la Extracción de Núcleos

Antes de perforar un pozo y cortar un núcleo, la planificación se basa en suposiciones derivadas con base en mediciones indirectas sobre el punto a corazonar o correlaciones con puntos cercanos. Para cada pozo en donde se planea cortar al menos un núcleo, se deberá preparar el programa correspondiente, que considera principalmente, información de los siguientes aspectos como: objetivos del corte de núcleos; características de las formaciones a nuclear; cantidad, tipo y diámetro de núcleos a tomar; técnica de extracción; parámetros operacionales; pruebas a realizar al núcleo; técnicas de protección y preservación de núcleos.

La cantidad de material dependerá de la heterogeneidad de la formación y de las muestras que se requieran para cubrir todos los objetivos establecidos. No hay una regla o norma concreta a seguir. Con su experiencia, el ingeniero a cargo de desarrollar o ejecutar el programa de núcleo tendrá el mejor criterio para determinar la cantidad necesaria de material rocoso.

Es conveniente tomar núcleos de mayor diámetro en litologías conglomeráticas y en ciertas calizas con fracturas. Las permeabilidades verticales que se miden, aún en análisis de diámetro completo, no serán representativas si el clasto se aproxima al diámetro del núcleo. Lo mismo pasa con las brechas.

2.2.2 Comparación de los Tipos de Muestreo

Al decidir corazonar formación de un yacimiento, los objetivos de la toma del núcleo se deberán definir claramente y establecerlos anticipadamente. Teniendo

en cuenta la dificultad de operación, la diferencia de costos y resultados de los análisis con los diferentes tipos de muestreo debe seleccionarse el más adecuado, de acuerdo a los aspectos ya mencionados. La tabla 3 muestra algunas ventajas y desventajas de varios tipos de muestreos.

Tabla 3. Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de muestreo

COMPARACIÓN DE VARIOS TIPOS DE MUESTREO												
TIPO DE MUESTREO	COSTO RELATIVO		DIFICULTAD DE OPERACIÓN		CALIDAD DE LA MUESTRA		ALGUNAS PROPIEDADES					
	ALTO	BAJO	DIFÍCIL	FÁCIL	ALTA	BAJA	PERMEABILIDAD	POROSIDAD	SATURACIÓN			
									OIL	AGUA	GAS	
CONVENCIONAL		✓		✓		✓	✓					
MANGA DE HULE	✓		✓			✓	✓	✓				
LINEA DE ACERO		✓		✓		✓	✓	✓				
A PRESIÓN	✓		✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
BARRIL CON ESPONJA	✓		✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
PARED DE POZO		✓		✓		✓	✓	✓				

Fuente: LOPEZ, Nadia Mónica, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros, trabajo de grado ingeniería de petróleo. Ciudad universitaria, México, DF.: Universidad Autónoma de México, facultad de ingeniería División de ingenierías de la tierra, noviembre 2009.

Existen diferentes técnicas usadas para la extracción de núcleos estas varían básicamente de acuerdo a las características del yacimiento, al tipo de formación que se desea muestrear y a los objetivos que se buscan con la operación de corazonamiento; en el anexo A se muestra un resumen de los aspectos más relevantes para la selección del tipo de técnica para la extracción del núcleo.

2.2.3 Corazonamiento Convencional

Es el método tradicional usado para la extracción de núcleos, en el cual una broca corazonadora, un barril nucleador interno y un barril nucleador externo son colocados en el extremo inferior de la sarta de perforación. El fluido de perforación usado durante la extracción de núcleo circula entre los barriles exterior e interior sin pasar al barril interior, el cual se encarga de proteger al núcleo, de manera que se obtiene una mayor recuperación del mismo y un menor arrastre de los fluidos de la formación presentes en el núcleo por parte del lodo de perforación. Una vez el lodo ha pasado a través del core barrel sin

tocar parte del núcleo que ha sido cortado, pasa a través de las boquillas de la broca removiendo los cortes producidos durante la perforación del hueco, cuando la cantidad deseada del núcleo ha sido cortado el core barrel es alzado del fondo de pozo y llevado a superficie para la recuperación de la muestra.

El diámetro del núcleo oscila desde 1 $\frac{3}{4}$ " hasta 5 $\frac{1}{4}$ " y es recuperado dentro de un barril de muestreo en pozos verticales, desviados y horizontales. Los diámetros más comunes son de 2.5" a 4". Los tamaños mayores han sido utilizados en objetivos relativamente someros y con pozos de mayor diámetro²².

✓ *Ventajas del muestreo convencional:*

- Se obtiene un núcleo más grande, en una operación de corte
- Es útil para tomar núcleos en formaciones consolidadas de todos los tipos de litología (areniscas, calizas, dolomías, sales, rocas ígneas, y metamórficas, etc.)

✓ *Desventajas del muestreo convencional:*

- La técnica requiere que se saque toda la tubería de perforación del agujero y se fije el equipo especial de muestreo en ella, antes de empezar las operaciones de muestreo.
- Para reanudar las operaciones normales de perforación es necesario sacar la tubería de perforación del agujero y reponer el equipo de perforación quitando el equipo de muestreo especial.
- No se puede recuperar la muestra sin sacar toda la tubería de perforación del agujero

2.2.4 Equipo de Corazonamiento Convencional

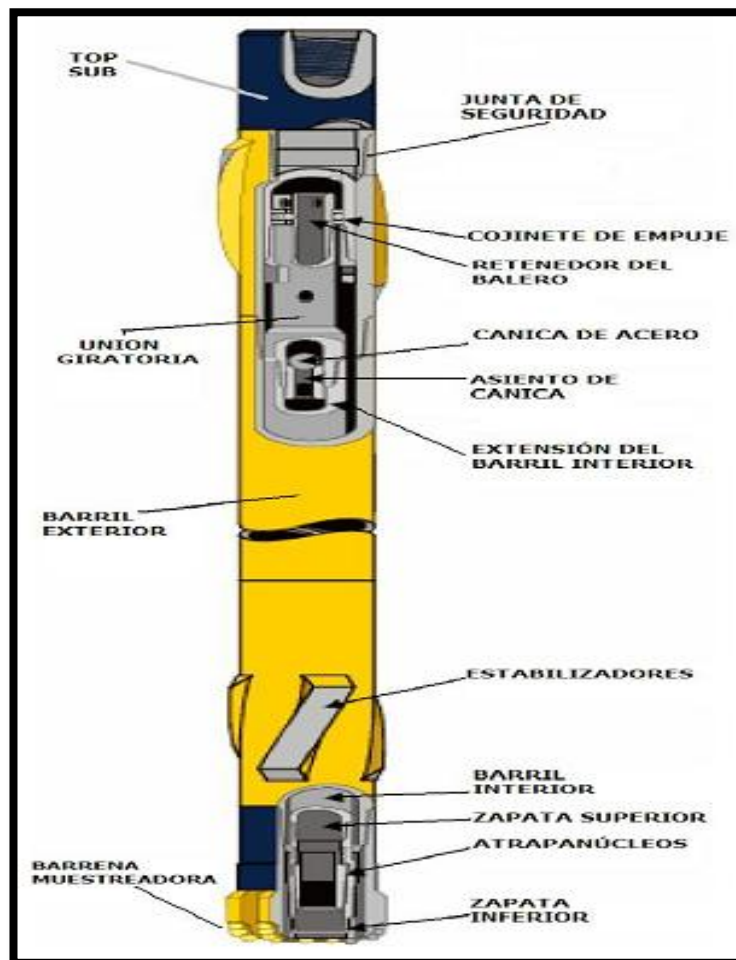
Básicamente la herramienta más importante usada durante un proceso de corazonamiento es el barril nucleador (especificaciones en el anexo A), ya que este retiene el núcleo y lo sostiene durante el corte y la recuperación, por lo

²² BAKER HUGHES INTEQ. Fluids Facts Engineering Handbook, Houston, 1998

tanto es fundamental su diseño para la obtención de una muestra representativa que cuente con los fluidos originales del yacimiento.

- ✓ **Barril nucleador:** La mayoría de los barriles nucleadores convencionales (Figura 5) son muy similares, excepto por el tamaño. Cada uno tiene un barril exterior y un barril interior que acepta el núcleo. Algunos de los barriles de muestreo especializados pueden cortar un núcleo de diámetro tan pequeño como de 1(1/8) de pulgada o tan grande como de 14 pulgadas de diámetro.

Figura 5. Partes de un barril nucleador (Core Barrel)



Fuente: modificado de BAKER HUGHES INTEQ. Fluids Facts Engineering Handbook, Houston, 1998.

- ✓ **Barril exterior:** Este dispositivo deberá ser más pequeño en diámetro que el agujero que se está perforando, en el van acoplados de dos a seis estabilizadores (dependiendo de la longitud del núcleo) con el fin de mantenerlo estable. La broca nucleadora, que muchas veces es llamada cabeza de núcleo o corona, es roscada y se une a la parte baja del barril exterior.
- ✓ **Barril interior:** Este elemento va unido al barril exterior por medio de una junta de seguridad. En la parte inferior del barril se encuentra un dispositivo que sostiene el núcleo. Este ensamblaje ha sido desarrollado para capturar y retener el núcleo liberándolo de la formación al final de la operación de corte. En la parte superior el barril tiene una válvula cheque de bola que está diseñada para prevenir que el lodo fluya hacia abajo alrededor del núcleo durante el corte.

2.2.5 Brocas para la Extracción de Núcleos

En la actualidad, las brocas corazonadoras de diamante (figura 6) se usan con mayor frecuencia debido a su durabilidad y capacidad para cortar rocas. Las brocas corta núcleos para formaciones duras normalmente tienen pequeños diamantes incrustados en la broca.

Figura 6. Broca corazonadora



Fuente: http://www.qualitydiamondtools.us/products_specialty.html

Para la selección de brocas corazonadoras se debe tener en cuenta aspectos como: las características de la formación, la capacidad de las bombas de lodo, la composición y propiedades de los fluidos de perforación, el número de estabilizadores usados, la cantidad de núcleos por obtener, el tamaño del agujero deseado y el tamaño del núcleo. La tabla 4 muestra una descripción del tipo de broca a usar para corazonar y la tabla 5 es un esquema para selección de la broca corazonadora en función del tipo de formación.

Tabla 4. Tipos de brocas para la extracción de núcleos

TIPO	DESCRIPCION
RC	Diamante Sintético Policristalino (PDC)
ARC	Anti-giro PDC
C	Diamante Natural
SC	Ballaset® thermally-stable synthetic diamond and sintered diamonds

Fuente: LOPEZ, Nadia Mónica, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros, trabajo de grado ingeniería de petróleo. Ciudad universitaria, México, DF.: Universidad Autónoma de México, facultad de ingeniería División de ingenierías de la tierra, noviembre 2009.

Tabla 5. Selección de brocas corazonadoras

Formación	Resistencia a la compresión (psi)	Tipo de roca	Brocas recomendadas
Formación suave con capas de alta plasticidad y baja resistencia a la compresión	<1500	Arcilla, sal , marga	ARC422
Formación suave con baja resistencia a la compresión y de alta perforabilidad	1500-3500	Sal, marga, anhidrita (evaporitas), lutitas	ARC422, ARC412, ARC425
Formación de suave a media con baja resistencia a la compresión con capas interestratificadas duras	3500-7500	Arena, lutita, tiza	ARC425, RC476
Formación de media a dura con alta resistencia a la compresión y pequeñas capas abrasivas	7500-15000	Limolita, dolomita, mudstone, caliza	C18, SC226, SC777, ARC325, ARC427, RC478GN
Formación dura y densa con muy alta resistencia a la compresión, pero no abrasiva	1500-30000	Caliza, dolomita	C23, SC226, SC278, C201, SC777, ARC427, RC478GN
Formación dura y densa con muy alta resistencia a la compresión y algunas capas abrasivas	>30000	Areniscas	C23, SC278, SC777, SC279, SC281

Fuente: modificado de LOPEZ, Nadia Mónica, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros, trabajo de grado ingeniería de petróleo. Ciudad universitaria, México, DF.: Universidad Autónoma de México, facultad de ingeniería División de ingenierías de la tierra, noviembre 2009.

Las brocas comúnmente utilizadas son de “baja invasión”. Estas se caracterizan porque tiene sus boquillas apuntando un desfase (dirección y ángulos) que minimiza la invasión de filtrado del lodo frente la broca. En la tabla 4 se pueden observar los diferentes tipos de brocas disponibles para la operación de corazonamiento. La descripción de cada uno de los tipos de brocas se tiene en detalle en el anexo A.

2.2.6 Parámetros de Operación para el Corte de Núcleos

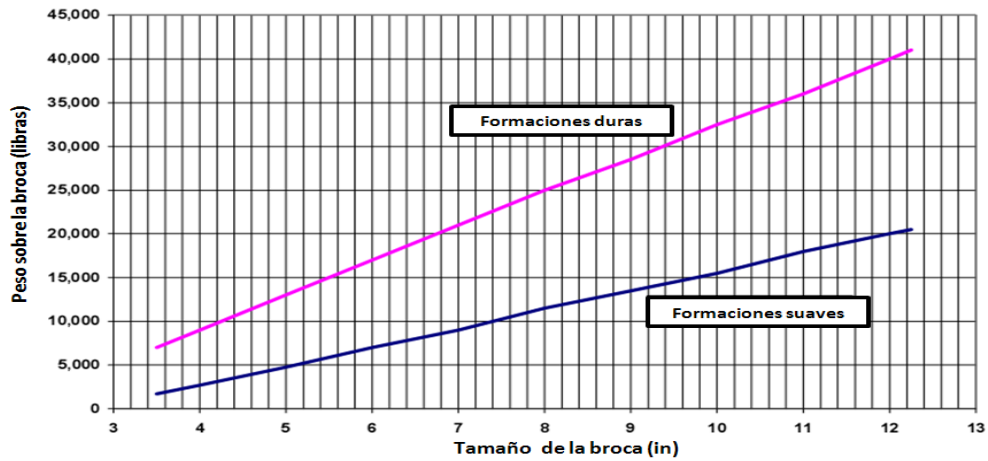
Los parámetros de operación durante el corte de núcleo deben ser planificados y tenidos en cuenta cuando se realiza un programa de corazonamiento, para garantizar la representatividad de la muestra. Los principales parámetros son la presión descarga de la bomba, el caudal de flujo, las revoluciones por minuto, y el peso sobre la broca.

2.2.6.1 Peso sobre la Broca

Rotar la broca y circular a través de ella el fluido de perforación no es suficiente para cortar un núcleo, es necesario aplicar peso sobre la broca (PSB) para cortar un núcleo. El adecuado rendimiento de la broca y la buena recuperación del núcleo están en función principalmente de este factor. La adecuada combinación del peso sobre la broca y la velocidad de rotación es casi imposible determinarla antes de iniciar las operaciones. Aún así, es importante recordar que todos los parámetros están interrelacionados y tanto el peso sobre la broca como velocidad de rotación y el caudal fluido de perforación deben encontrar un balance para garantizar el éxito de la operación.

Para determinar el peso adecuado sobre la broca, se puede realizar mediante la figura 7 que relaciona el peso sobre la broca con el tamaño de la misma y con la dureza de la formación que se esta corazonando.

Figura 7. Peso sobre la broca para brocas corazonadoras

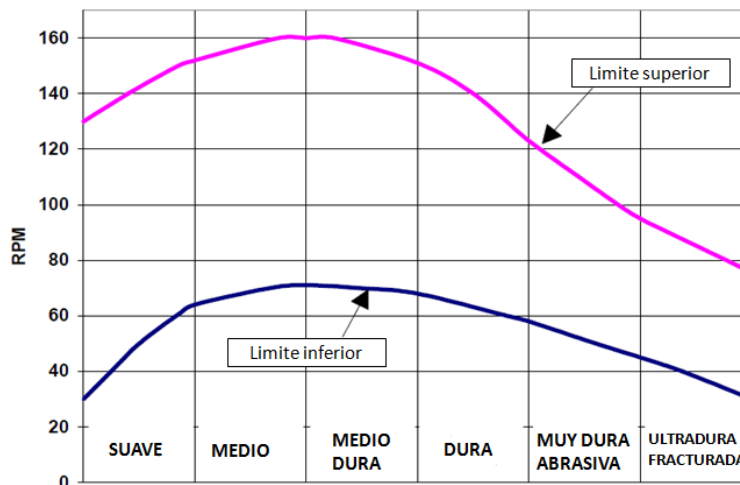


Fuente: modificado de BAKER HUGHES INTEQ. Fluids Facts Engineering Handbook, Houston, 1998.

2.2.6.2 Velocidad de Rotación

La figura 8 muestra en rango de velocidad rotaria para corazonamiento en función de la dureza de la formación a corazonar.

Figura 8. Velocidad rotaria recomendada para brocas corazonadoras



Fuente: modificado de BAKER HUGHES INTEQ. Fluids Facts Engineering Handbook, Houston, 1998.

La velocidad de rotación de la broca corazonadora, medida en revoluciones por minuto, generalmente afecta el ritmo de penetración, aunque la velocidad de penetración depende mayormente del tipo de formación que se está perforando²³. La mejor velocidad rotaria es encontrada generalmente por prueba y error, a menos que el personal de perforación tenga la experiencia suficiente para determinar la mejor velocidad que las condiciones del pozo requiere.

2.2.6.3 Caudal de Descarga de la Bomba

La invasión de filtrado de lodo en las muestras tomadas durante la operación de corazonamiento es un factor que debe ser controlado con el objetivo de que no afecte la representatividad del núcleo cortado; en formaciones de baja permeabilidad, la invasión del filtrado de lodo es un aspecto de poca importancia, aunque exista mucha diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación, sin embargo con una presión alta de bombeo puede causar excesiva filtración y desplazamiento de fluidos de la formación frente a la broca durante el corte del núcleo. En la figura 9 se muestra un rango de caudal de bombeo recomendado, dependiendo del tamaño de la broca que se está usando y al tipo de operación al que se esté refiriendo.

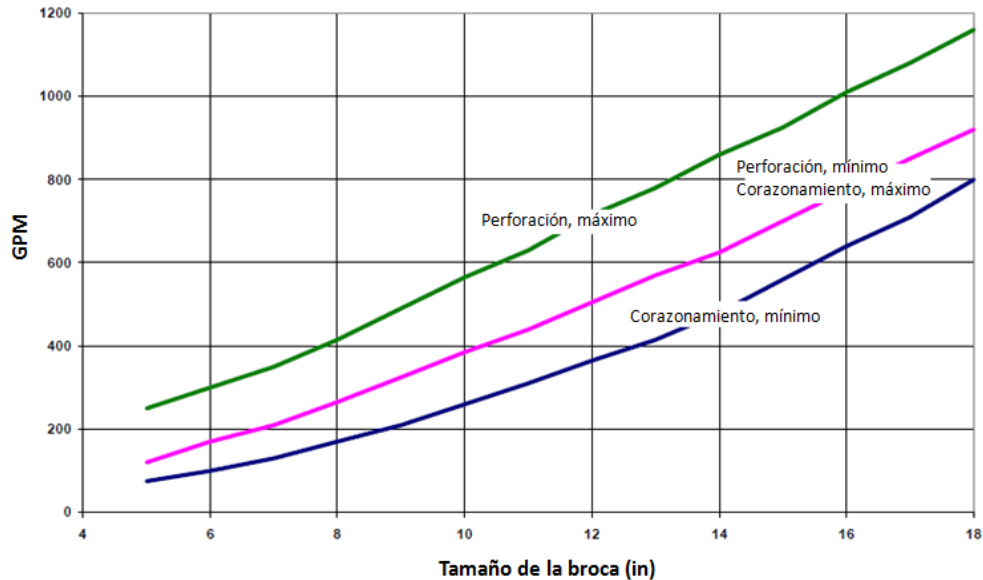
Un bajo volumen de circulación puede no realizar eficientemente la limpieza del pozo, originando problemas como reperforación de cortes o choque de cortes contra los dientes de la broca corazonadora, ocasionando daños en la broca, disminución de la vida útil de la misma, y reducción en la tasa de penetración.

En operaciones de corazonamiento se considera adecuado bombear entre 5.3 y 7 galones por minuto de fluido por cada pulgada cuadrada del área del

²³ LOPEZ, Nadia Mónica, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros, trabajo de grado ingeniería de petróleo. Ciudad universitaria, México, DF.: Universidad Autónoma de México, facultad de ingeniería División de ingenierías de la tierra, noviembre 2009.

agujero²⁴, para garantizar una buena limpieza del pozo y evitar la acumulación de ripios en el espacio anular que provoque el atascamiento del barril nucleador y por tanto el de la muestra.

Figura 9. Caudal de descarga recomendado por tamaño de la broca



Fuente: modificado de BAKER HUGHES INTEQ. FluidsFactsEngineeringHandbook, Houston, 1998.

2.2.6.4 Lodo de perforación

El lodo juega un papel fundamental en la planeación del corte de un núcleo, se ha visto casos en los que el sistema de lodo es totalmente cambiado una vez que se está próximo al intervalo que se desea corazonar, con el objetivo de obtener un núcleo en buenas condiciones que proporcione una información representativa de las condiciones reales en el yacimiento (saturación de fluidos, mojabilidad).

Uno de los motivos por los que se hace una operación de corazonamiento es conocer la saturación de fluidos originales en el reservorio para cuantificar reservas, ya sean de gas o aceite, dependiendo del tipo de yacimiento en

²⁴ Ibid., p.43

estudio, por lo cual es común el uso de los lodos base aceite, que brindan la oportunidad de cuantificar o estimar la saturación de agua irreducible presente en la formación.

La densidad del lodo es un parámetro importante que debe tenerse en cuenta durante la perforación para la extracción de núcleos, ya que este influye directamente en la presión hidrostática de la columna de lodo. En operaciones de corazonamiento es recomendable que sea igual o que este ligeramente por encima de la presión de la formación, para evitar la invasión excesiva del filtrado de lodo. El contenido de sólidos en el lodo debe ser inferior al 1%.

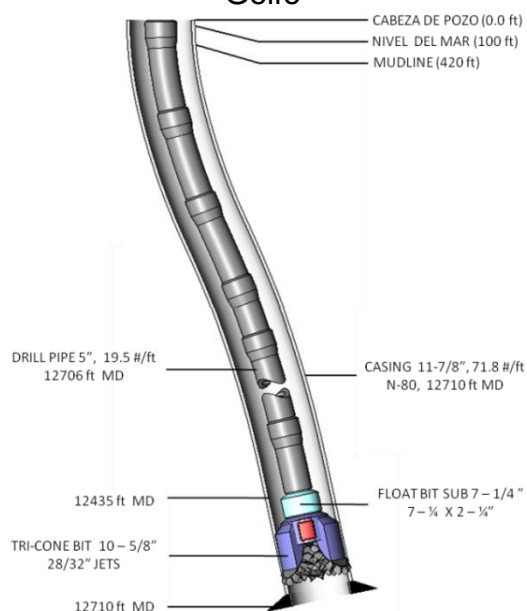
3. APLICACIÓN DEL SOFTWARE WELLPLAN

La herramienta software WELLPLAN de Landmark fue utilizada, con el fin de analizar los resultados en las áreas de reología e hidráulica. Este análisis consistió de una comparación de datos reales de campo disponibles en la literatura, contra resultados de simulación obtenidos con el software.

3.1 EVALUACIÓN EN EL ÁREA DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN

La comparación en el área de pérdidas de presión en cada componente del sistema se realizó usando datos medidos por White, Zamora y Svoboda²⁵ de hidráulica de un pozo offshore. El pozo desviado está ubicado en el bloque 89 en el Sur del Golfo de México y tiene una profundidad de 12.710 pies de MD. Este pozo offshore tiene una elevación desde el nivel del mar de 100 pies y una capa de agua de agua de 420 pies. El estado mecánico y la configuración de la sarta usada en la prueba se pueden ver en la figura 10.

Figura 10. Estado mecánico y configuración de la sarta del pozo offshore del Golfo



Fuente: Autores

²⁵ WHITE, W.W., ZAMORA, MARIO. AND SVOBODA, C.F. Downhole Measurements of Synthetic-Based Drilling Fluid in an Offshore Well Quantity Dynamic Pressure and Temperature Distributions. SPE 35057, 1997.

La sarta de perforación está ubicada a 12,439 pies de TVD. El fluido de perforación sintético utilizado con densidad de 11.55 lbs/gal se basó en una Polioleofina (PAO). La composición y propiedades del lodo de perforación se muestran en la Tabla 6. El modelo reológico que se aplicó para el cálculo de pérdidas de presión fue el de Ley de Potencia. Se simuló pérdidas de presión en la sarta, en la broca y el anular con un caudal de bombeo en el rango de 60 a 670 gal/min.

Tabla 6. Propiedades del fluido de perforación para el pozo del Golfo de México

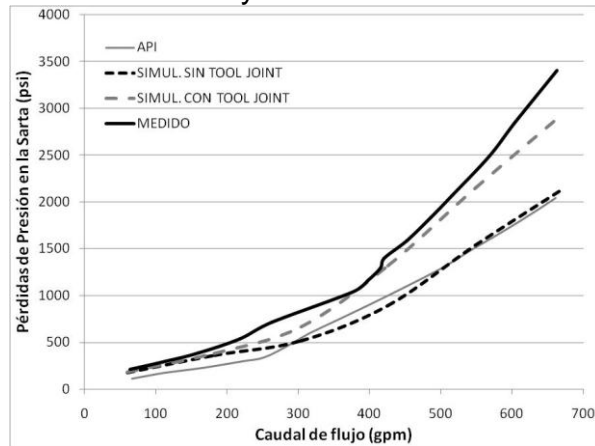
Propiedad del Fluido	
Densidad del lodo (lbm/gal)	11.55
Temperatura	150
R600, °	92
R300, °	58
Viscosidad Plástica de Bingham (cp)	34
Yield Point de Bingham, lbf/100 ft ²	24
Sólidos, %vol	21
Sintético, %vol	57
Agua, %vol	22

Fuente: Autores

Los resultados de simulación obtenidos de pérdidas de presión en la sarta de perforación, teniendo en cuenta las juntas de conexión tienen un comportamiento muy cercano al real (datos medidos de campo). El error promedio entre los datos de campo y los simulados fue del 12.6%. Si se desprecian las pérdidas generadas por las conexiones, el comportamiento se acerca al generado por las ecuaciones API, como lo muestra la figura 11.

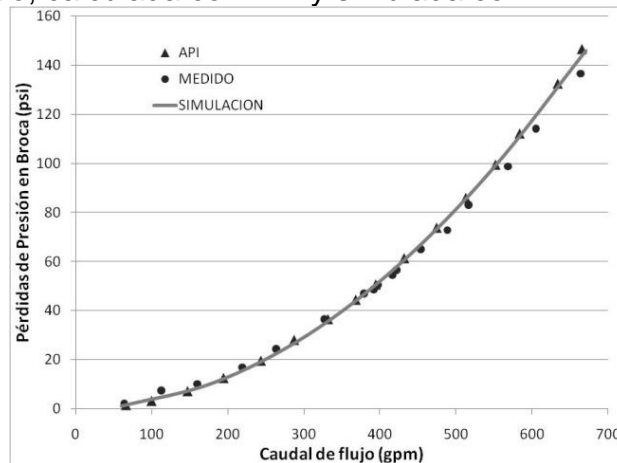
En cuanto a las pérdidas de presión en la broca (figura 12), se presenta una gran similitud entre los datos medidos y los simulados (error promedio de 4.7%). Lo que indica que las ecuaciones usadas por el software, para el cálculo de pérdidas de presión en la broca son similares a las mostradas en la norma API, además que dichas pérdidas son independientes de las juntas de conexión

Figura 11. Comparación de la pérdida de presión en la sarta medida en campo, calculada con API y simulada con WELLPLAN



Fuente: Autores

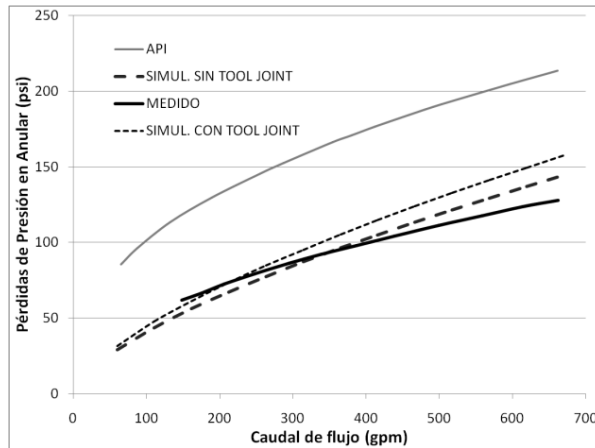
Figura 12. Comparación de la pérdida de presión en la broca medida en campo, calculada con API y simulada con WELLPLAN



Fuente: Autores

Las pérdidas de presión en el anular simuladas teniendo en cuenta las juntas, presentan el mismo comportamiento que las reales, con un error promedio del 11% (figura 13). Se puede concluir que los resultados de simulación son muy representativos del comportamiento normal de las pérdidas en cada componente del sistema.

Figura 13. Comparación de la pérdida de presión en el anular medida en campo, calculada con API y simulada con WELLPLAN

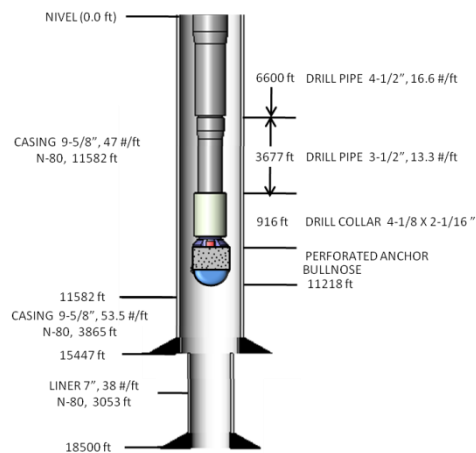


Fuente: Autores

3.2 EVALUACIÓN EN EL ÁREA DE PRESIONES DE SURGENCIA Y SUABEO

Para analizar surgencia y suabeo, se debió utilizar los datos de las pruebas del pozo vertical Mississippi obtenidas por Clark y Fontenot²⁶. El fluido utilizado fue un lodo base aceite de 17.5 lb_m/gal, con viscosidad plástica de 88 cp y un yield point de 34 lb_f/100 ft² medidos a 115°F. La figura 14 muestra el completamiento y la sarta utilizada en la prueba.

Figura 14. Estado Mecánico del Pozo Mississippi, Prueba 1

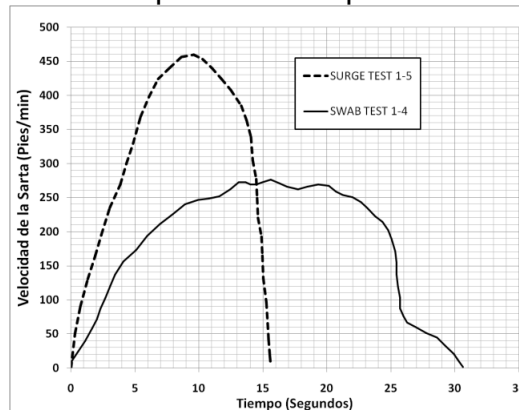


Fuente: Autores

²⁶ CLARK, R.K. AND FONTENOT, J.E. Field Measurements of the Effects of Drillstring Velocity, Pump Speed, and Lost Circulation Material on Downhole Pressures. SPE 4970, 1974.

[

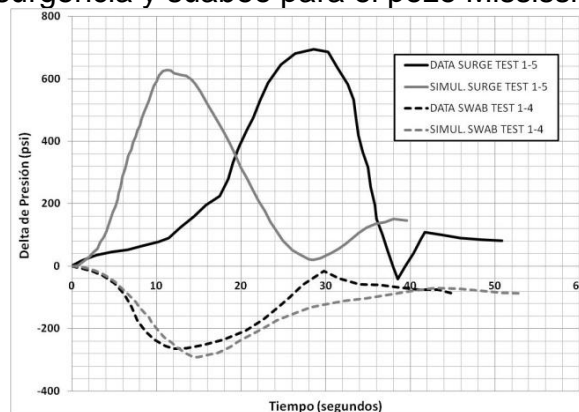
Figura 15. Perfil de velocidades de la prueba de surgencia y suabeo para el pozo Mississippi.



Fuente: Autores

La comparación de los resultados obtenidos de la simulación de la prueba de surgencia (figura 16), muestran que la tendencia es muy similar a la de los datos reales. El porcentaje de error entre los pico de presión de surgencia medido y simulado es del 9.5%, con un desfase de tiempo de 17 segundos. Tal retraso, es causado por factores inerciales, pero no parece tener una fuerte influencia sobre la correlación entre la velocidad máxima de la sarta medida y el cambio máximo de presión. Los resultados de simulación de la prueba de suabeo son bastante representativo; el porcentaje de error es del 10.7% entre picos y desfase es de 2.78 segundos. En general, se puede afirmar que los resultados que brinda el software son similares al comportamiento real del pozo.

Figura 16. Comparación de resultados medidos y simulados de presiones de surgencia y suabeo para el pozo Mississippi



Fuente: Autores

4. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE REOLOGÍA E HIDRÁULICA USANDO LA HERRAMIENTA SOFTWARE WELLPLAN

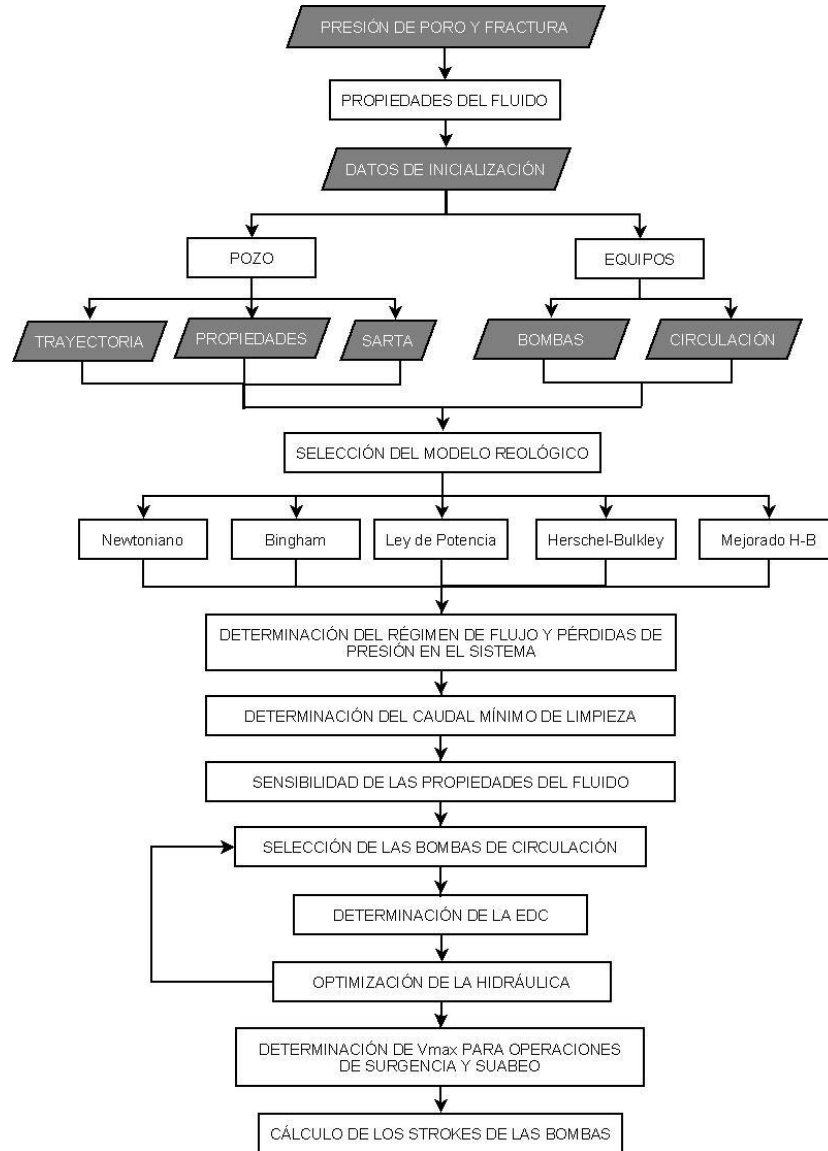
La siguiente metodología tiene como finalidad servir de base en el proceso de cálculo y seguimiento de reología e hidráulica, usando la herramienta software WELLPLAN de Landmark. Los cálculos de hidráulica se realizan antes y durante la perforación de un pozo. Cuando los cálculos se realizan con fines de planeación, el objetivo es definir las propiedades reológicas del lodo de perforación, disminuir las pérdidas de presión en el sistema, obtener el caudal mínimo de limpieza de pozo, seleccionar las bombas según los requerimientos del sistema y optimizar la hidráulica.

El cálculo de la hidráulica durante la perforación, se hace más representativo con el monitoreo y el seguimiento de las variables que intervienen en el proceso. El tamaño y gravedad específica de los ripios, el tipo de litología, la presión de poro y fractura, el gradiente de temperatura y la carga de ripios en el lodo, son parámetros obtenidos durante la perforación que brindan resultados más reales del modelamiento de la hidráulica en la simulación.

METODOLOGÍA

El punto de partida de este trabajo son las propiedades del lodo (densidad, viscosidad plástica, punto de cedencia, entre otras). La selección de la densidad del lodo es función de la presión de poro y la presión de fractura. Generalmente, cuando se trata de pozos stratigráficos se cuenta con información muy limitada de geología, más aún, si no existen pozos en la zona o sísmica de la región. En este caso la metodología inicia con el cálculo de la presión de poro y la presión de fractura como se muestra a continuación en la figura 17:

Figura 17. Esquema de la metodología desarrollada



Fuente: Autores

1. Cálculo de presión de poro y fractura

1.1 Para determinar estas presiones se debe contar con un registro de sísmica o registros de pozos que se hayan tomado durante la perforación. En caso de no existir ningún tipo de dato, para determinar la presión de poro se puede usar un gradiente de presión de presión normal (0.44-0.465 psi/ft) hasta una profundidad entre 2500 o 3000 pies (profundidades someras). Para profundidades mayores se asume un incremento progresivo de la presión de poro.

1.2 La presión de fractura se puede obtener con la correlación de Hubbert y Willis, la cual está en función del esfuerzo de sobrecarga (Overburden) y la presión de poro de la formación evaluada (Ecuación 60).

$$P_{fr} = \frac{\sigma_{ob} + 2P_f}{3} \quad (60)$$

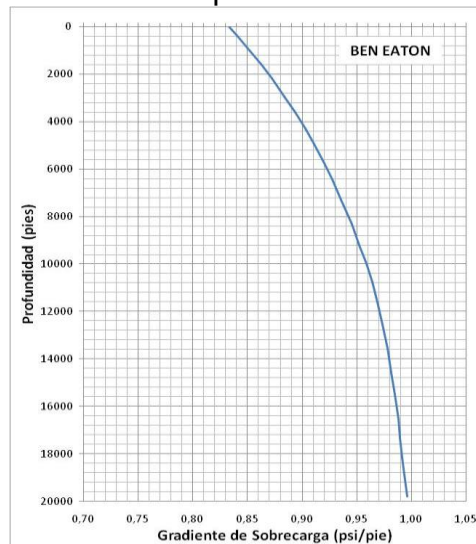
P_{fr} = Presión de Fractura, psi

σ_{ob} = Esfuerzo de sobrecarga (Overburden), psi

P_f = Presión de Formación, psi

1.3 En caso de no contar con información o datos para determinar el esfuerzo de sobrecarga, se puede utilizar el gráfico de gradiente de sobrecarga propuesto por Ben Eaton²⁷ para formaciones normalmente compactadas (Figura 18).

Figura 18. Gradiente de sobrecarga para formaciones normalmente compactadas



Fuente: Ben Eaton, Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations.

2. Cálculo de densidad del fluido de perforación

Ya determinadas las presiones de poro y de fractura en función de la profundidad, se incurre a calcular las densidades a las respectivas presiones. El fin es obtener

²⁷ EATON, B.A. "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations". SPE – AIME 2163, 1969.

una densidad del fluido a presión de poro, y otra a presión de fractura usando la ecuación (61), para determinar un rango de densidad de lodo (ventana de lodo).

$$\rho_f = \frac{P_f}{0.052 h} = \frac{G_f}{0.052} \quad (61)$$

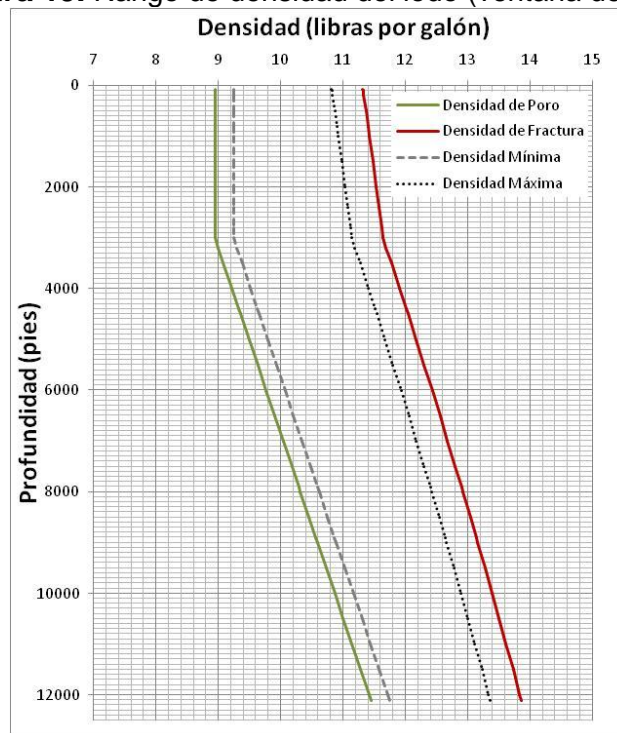
P_f = Presión de poro, psi

ρ_f = Densidad a presión de poro, lbs/gal

G_f = Gradiente de presión de poro, psi/pie

La figura 19 muestra un ejemplo del rango de densidades en función de la profundidad.

Figura 19. Rango de densidad del lodo (ventana de lodo)



Fuente: Autores

Análogamente se aplica la ecuación (61), para determinar la densidad a presión de fractura. Determinadas las densidades, se recomienda aplicar un factor de seguridad para garantizar la estabilidad de la formación y control de la perforación. La mínima densidad de lodo debe ser la densidad a presión poro más 0.3 Lbs/gal (62). La máxima densidad debe ser la densidad a presión de fractura menos 0.5 Lbs/gal (63). Estos factores de seguridad de 0.3 y 0.5 Lbs/gal

han sido determinados operacionalmente, y se aplican como regla de la mano derecha

$$\rho_{min} = \rho_f + 0.3 \quad (62)$$

$$\rho_{max} = \rho_{fr} - 0.5 \quad (63)$$

3. Cálculo de propiedades reológicas del lodo

Para evitar que la invasión dinámica y estática en la formación sea representativa durante el corazonamiento, se busca que la densidad del lodo brinde una presión hidrostática muy cercana a la presión de poro, por lo cual se trabaja con la densidad mínima del lodo. Las propiedades reológicas del lodo se pueden determinar a partir de lecturas de reómetros; en el caso de no contar con estas lecturas, se puede determinar un rango de viscosidad plástica y de yield point por analogías de las figuras 1 y 2 (el modelo reológico recomendado al usar analogías es el Plástico de Bingham).

4. Datos de entrada de simulación

Como datos de partida se debe contar con la trayectoria del pozo, completamiento y sarta de perforación por sección, parámetros de limpieza y sistema de circulación.

4.1 *Trayectoria*: La trayectoria del pozo se realiza en el software COMPASS.

Figura 20. Variables para la construcción de la trayectoria de un pozo

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)
1	0.0		0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00
2	1250.0	1250.0	0.00	0.00	1250.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00
3	3400.0	2150.0	24.00	0.00	3337.7	443.7	0.0	443.7	1.12	0.00	1.12	0.00
4	5805.3	2105.3	24.00	0.00	5261.0	1300.1	0.0	1300.1	0.00	0.00	0.00	0.00
5	7778.0	2272.6	15.50	0.00	7396.0	2057.3	0.0	2057.3	0.57	180.00	-0.57	0.00
6	10092.2	2314.2	15.50	0.00	9628.0	2685.8	0.0	2685.8	0.00	0.00	0.00	0.00
7	11593.5	1501.3	11.00	0.00	11089.0	3029.8	0.0	3029.8	0.30	180.00	-0.30	0.00
8	12710.0	1116.5	11.00	0.00	12185.0	3242.8	0.0	3242.8	0.00	0.00	0.00	0.00
9												

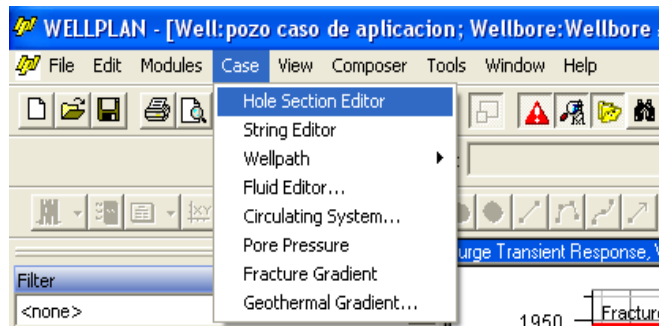
Fuente: Halliburton-Landmark, COMPASS Directional Well Planning

Esta herramienta permite diseñar la forma de wellbore usando el modulo *planning* y calcular la forma de wellbore usando el modulo *survey*. La figura

20 muestra los parámetros usados para la construcción de la trayectoria de un pozo.

4.2 Completamiento: El completamiento del pozo es agregado al software WELLPLAN mediante el ítem CASE – HOLE SECTION EDITOR ubicado en la barra de menú como lo muestra la figura 21. Un ejemplo de los componentes del completamiento y sus respectivas características se ven en la figura 22.

Figura 21. Selección del editor del completamiento del pozo



Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

Figura 22. Ejemplo de la edición del completamiento de un pozo

Section Type	TVD (ft)	Length (ft)	Shoe TVD (ft)	ID (in)	Effective Hole Diameter (in)	Friction Factor	Linear Capacity (bbl/ft)	Item Description
Casing	0.0	0.00	800.0	19.124	19.124	0.25	0.3551	20 in, 94 ppf, K-55,
Casing	3200.0	3200.00	3200.0	12.615	12.615	0.25	0.1547	13 3/8 in, 54.5 ppf, K-55,
Open Hole	4000.0	800.00		12.250	12.250	0.30	0.1458	
Open Hole	4400.0	400.00		8.500	8.500	0.30	0.0702	

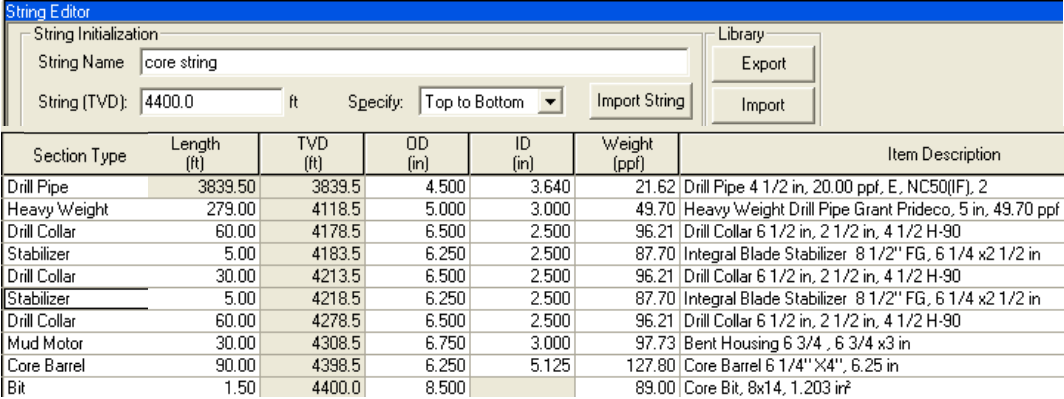
Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

Al seleccionar una casilla esta despliega una barra de opciones (CASING, OPEN HOLE y RISER), al aplicar una opción, automáticamente el software se re direcciona al catalogo para seleccionar el tipo y clase de la sección (esto aplica para tubería y herramientas). El color purpura en las casillas indica que se pueden editar las longitudes.

4.3 Sarta de perforación: La sarta de perforación se adiciona en el ítem CASE – STRING EDITOR de la barra de menú. Existe la opción de especificar los componentes de la sarta de fondo a tope o viceversa. La

figura 23 muestra ejemplo del ambiente grafico del software. El procedimiento de selección es el mismo que para el completamiento.

Figura 23. Ejemplo de inclusión de los componentes de la sarta



Section Type	Length (ft)	TVD (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
Drill Pipe	3839.50	3839.5	4.500	3.640	21.62	Drill Pipe 4 1/2 in, 20.00 ppf, E, NC50(IF), 2
Heavy Weight	279.00	4118.5	5.000	3.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	60.00	4178.5	6.500	2.500	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5.00	4183.5	6.250	2.500	87.70	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 1/4 x2 1/2 in
Drill Collar	30.00	4213.5	6.500	2.500	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5.00	4218.5	6.250	2.500	87.70	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 1/4 x2 1/2 in
Drill Collar	60.00	4278.5	6.500	2.500	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Mud Motor	30.00	4308.5	6.750	3.000	97.73	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Core Barrel	90.00	4398.5	6.250	5.125	127.80	Core Barrel 6 1/4" X4", 6.25 in
Bit	1.50	4400.0	8.500		89.00	Core Bit, 8x14, 1.203 in ²

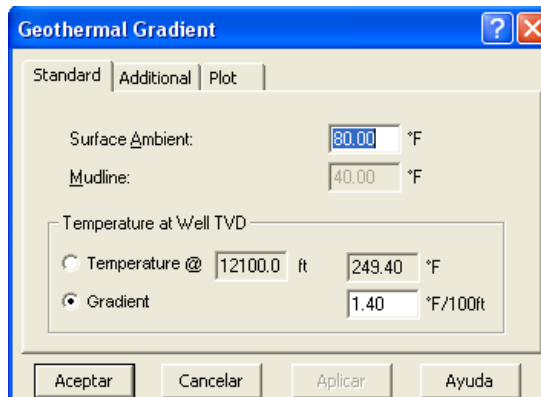
Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

4.4 Sistema de Circulación: El sistema de circulación se introduce al software mediante el ítem CASE – CIRCULATING SYSTEM. En esta sección se define el equipo de superficie, las bombas de lodo, los tanques de almacenamiento del lodo y las condiciones ambientales de superficie. En este punto se define una bomba estimada requerida por el software para inicio de la simulación, pero se puede cambiar una vez conocidas las pérdidas de presión del sistema y el caudal de limpieza del pozo.

4.5 Datos Geológicos: La presión de poro, la presión de fractura y el gradiente geotérmico, son los datos de entrada que deben ser definidos en el software.

La presión de poro se introduce en el ítem CASE – PORE PRESSURE. La presión de fractura se introduce en el ítem CASE – FRACTURE GRADIENT. Estas presiones son incluidas en función de la profundidad, y el software realiza el cálculo de la densidad respectiva.

Figura 24. Selección de gradiente geotérmico



Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

En el ítem CASE – GEOTHERMAL GRADIENT se incluye el gradiente geotérmico, en caso de no conocerse se toma un gradiente geotérmico normal (figura 24).

5. Selección del Modelo Reológico

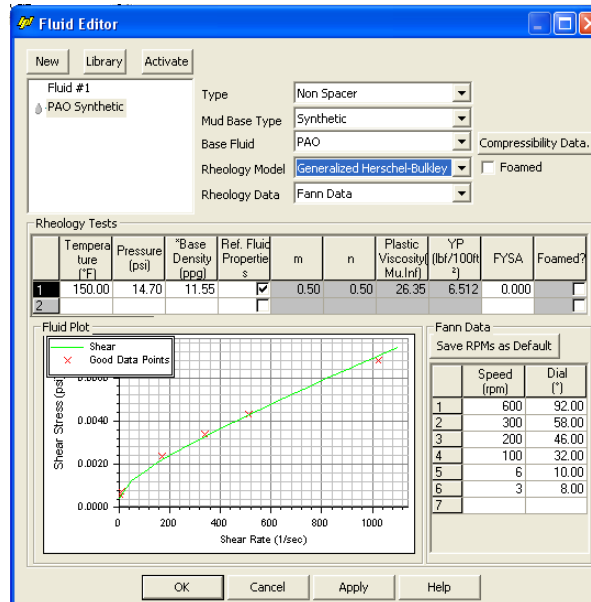
5.1 En el caso que las propiedades hayan sido determinadas por analogías, el modelo recomendado es el de Bingham, porque el yield point y la viscosidad plástica son las variables de entrada para modelar la reología con el software.

Para editar el fluido de perforación se debe seleccionar el modulo HYDRAULICS, y el ítem CASE – FLUID EDITOR de la barra del menú principal (figura 25).

En la ventana del FLUID EDITOR se definen propiedades del lodo tales como: tipo de fluido, base del fluido, modelo y datos reológicos. Además, se agregan las condiciones de prueba del lodo (temperatura, presión y densidad). Por otro lado, este ítem presenta de forma grafica el ajuste de las lecturas al modelo reológico seleccionado. En el caso de tener lecturas de reómetros, se debe seleccionar gráficamente el modelo reológico que

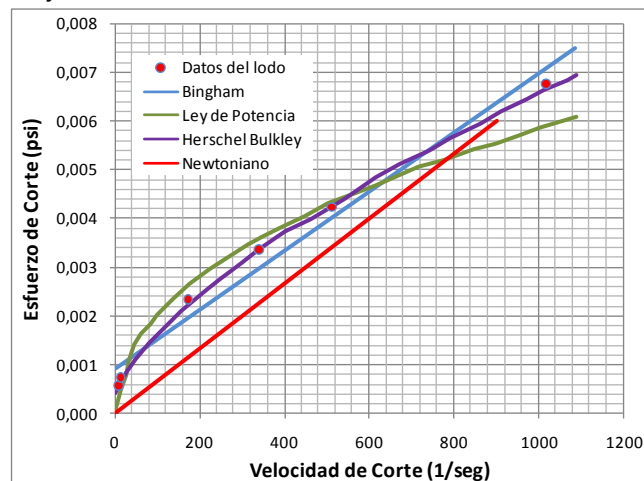
mejor represente el comportamiento real del lodo de perforación, como se muestra en la figura 26.

Figura 25. Representación del ítem Fluid Editor de Wellplan



Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

Figura 26. Ajuste de lecturas de viscosímetros a modelos reológicos.



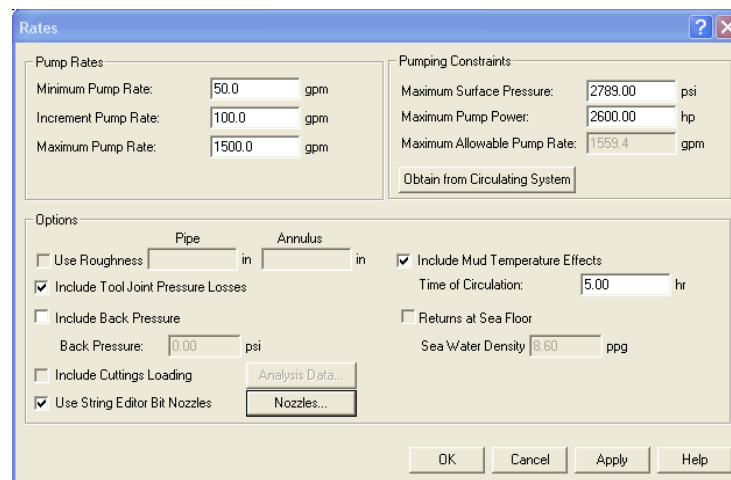
Fuente: Autores

6. Determinación del régimen de flujo y pérdidas de presión en el sistema

La velocidad crítica demarca el límite entre el régimen laminar y el turbulento. El software determina la velocidad crítica en función del modelo reológico, la densidad del fluido, y la geometría del pozo. Al seleccionar un rango de caudales

se puede determinar el régimen de flujo ofrecido por cada caudal, en cada sección del pozo. Este mismo rango de caudales el software lo implementa para realizar los cálculos de pérdidas de presión. Para asignar el rango y el incremento de los caudales se debe seleccionar el modo PUMP RATE RANGE del modulo HYDRAULICS, y elegir el ítem PARAMETERS – RATES de la barra del menú principal. La figura 27 muestra un ejemplo de la ventana RATES.

Figura 27. Imagen de la ventana RATES del software



Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

Adicionalmente en RATES, para los cálculos de pérdidas de presión se puede incluir las pérdidas por juntas de conexión, el efecto de la temperatura del lodo, la carga de ripios y el diámetro de boquillas de la broca.

7. Determinación del caudal mínimo de limpieza

Para determinar el caudal mínimo de limpieza se requiere editar los parámetros dependientes (tasa de penetración, velocidad rotaria, porosidad de la roca, diámetro y densidad de ripios), seleccionando el ítem TRANSPORT ANALYSIS DATA en PARAMETERS del menú principal con el software en modo HOLE CLEANING – OPERATIONAL del modulo de HYDRAULICS, como lo muestra la figura 28.

Figura 28. Imagen de la ventana TRANSPORT ANALYSIS DATA

Section	Parameter	Value	Unit
Input	Rate of Penetration	50.0	ft/hr
	Rotary Speed	100	rpm
	Pump Rate	1000.0	gpm
Additional Input	Cuttings Diameter	0.125	in
	Cuttings Density	2.500	sg
	Bed Porosity	20.00	%
	MD Calculation Interval	100.0	ft

Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

8. Sensibilidad de densidad y de parámetros reológicos

La sensibilidad del lodo se realiza cuando aún no se ha determinado la densidad del lodo y las propiedades reológicas. En los intervalos de corazonamiento sólo se sensibilizan los parámetros reológicos, ya que la densidad se define como la mínima densidad de la ventana del lodo. Para los intervalos de perforación convencional se aplican las dos sensibilidades.

8.1 Sensibilidad de densidad: Con el fin de registrar el efecto del cambio de la densidad sobre las pérdidas de presión del sistema y el caudal mínimo de limpieza, se debe aplicar el rango de densidades entre la densidad mínima y máxima; de la figura 1 y 2 se escoge un valor fijo de las propiedades reológicas (YP y VP) para todo el rango de densidad de cada intervalo.

Las pautas para la selección del lodo óptimo son: bajas pérdidas de presión y bajo caudal de limpieza. En la mayoría de los casos no se obtienen los dos criterios al tiempo, por lo tanto queda a juicio del evaluador seleccionar cual pauta cumplir. Esta metodología recomienda satisfacer el principio de bajas pérdidas de presión.

8.2 Sensibilidad de los parámetros reológicos: Una vez seleccionada la densidad del lodo, se procede a realizar una sensibilidad del yield point y la viscosidad plástica, mediante la construcción de una tabla comparativa. El procedimiento para determinar el efecto de las propiedades sobre el caudal mínimo de limpieza y las pérdidas de presión, consiste en variar una propiedad, mientras la otra permanece fija (tabla 7). Los rangos de las propiedades se obtienen de la figura 1 y 2.

Tabla 7. Ejemplo de sensibilidad de parámetros reológicos

VP(CP)	6	7	8	9	11	13
YP(1b/100ft*2)	Caudal min. de limpieza (gpm)					
2,2	1910,5	1856,9	1811,4	1771,9	1706,2	1653,1
3	1775,9	1740,5	1708,8	1680,4	1631,1	1589,7
4	1625,7	1609,4	1592,6	1576,1	1544,8	1516,3
5	1494,4	1493,5	1488,9	1482,3	1466,2	1448,9
6	1380,8	1391,6	1396,8	1398,3	1394,9	1387,1
7	1283,2	1302,7	1315,3	1323,3	1330,3	1330,5
8	1238,8	1249,9	1243,6	1256,5	1271,9	1278,8
10	1051	1086,7	1111,3	1128,2	1147,9	1156,4
12	927,9	967,2	998,2	1022,3	1055,9	1075,6
14	856,3	888,2	917,3	942,4	981	1007,6
16	837,1	841,8	864,2	885,9	923,4	952,2
17	837,1	837,1	846	865,1	900,3	928,9
18	837,1	837,1	837,1	848,6	880,8	908,5
19	837,1	837,1	837,1	837,1	864,3	890,6
20	837,1	837,1	837,1	837,1	850,7	875,1
22	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1	850,6
24	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1
26	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1
28,7	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1
Caudal:837.1 (gpm)						
VP (cp)	6	7	8	9	11	13
YP (min) (1b/100ft*2)	Pérdida de presión en el sistema (psi)					
	2200	2240	2300	2300	2370	2420

Fuente: Autores

Descripción detallada del procedimiento:

- 1) Determinar caudal mínimo de limpieza de pozo en función de la variación de los parámetros reológicos. El caudal mínimo de limpieza aparece en la grafica de pérdidas de presión; para ver esta gráfica se debe seleccionar el modo PUMP RATE RANGE del modulo HYDRULICS; luego dar clic en ítem PRESSURE LOSS que aparece en la opción PLOTS del menú VIEW.
- 2) Para un determinado valor de viscosidad plástica calcular la pérdida de presión en el sistema, usando el valor de yield point donde el mínimo caudal de limpieza comienza a ser constante.
- 3) Realizar el paso anterior para las diferentes viscosidades plásticas.

- 4) Seleccionar las propiedades del lodo con las que se obtenga menor pérdida de presión.

Con las nuevas propiedades reológicas seleccionadas determinar el régimen de flujo del intervalo a perforar y calcular las pérdidas de presión (Usar el FLUID EDITOR).

9. Selección de las bombas de circulación

El criterio de selección de las bombas de circulación es la máxima potencia requerida en el sistema. Para determinar la máxima potencia se debe calcular la potencia hidráulica (ecuación 17) por intervalo, en función del caudal mínimo de limpieza y la pérdida de presión del sistema a este caudal. La eficiencia volumétrica de las bombas triplex típicamente es del 95%, mientras que la eficiencia mecánica es del 85%. Se recomienda aplicar un factor de seguridad del 30% sobre la HHP, con el fin de generar confianza sobre la selección.

$$HHP = \frac{Q * P}{1713.6 * EV} \quad (64)$$

Q = Caudal (gpm)

P = Presión (psi)

EV = Eficiencia Volumétrica (fracción)

Se puede seleccionar dos bombas dividiendo el valor de HHP calculado entre dos, o simplemente seleccionar dos bombas, cada una con el HHP calculado. La selección queda a criterio del evaluador. Para la selección de la presión de descarga de la bomba, se debe buscar el mayor diámetro de camisa, que al tiempo ofrezca una presión de descarga por encima de la pérdida de presión a caudal de limpieza (recomendado por la metodología). Al tener definida las bombas, y sus respectivas camisas, se pueden agregar a la simulación.

El procedimiento para agregar las bombas a la simulación, es seleccionar el ítem CASE – CIRCULATING SYSTEM de la barra de menú. En la ventana CIRCULATING SYSTEM dar clic en el ítem MUD PUMPS y agregarlas del catalogo como lo muestra la figura 29.

Figura 29. Ejemplo de selección de bombas de catalogo

	Active	Pump Name	Vol/Stk (gal/stk)	Maximum Speed (spm)	Maximum Discharge Pressure (psi)	Horsepower Rating (hp)	Volumetric Efficiency (%)	Maximum Pump Rate (gpm)
1	<input type="checkbox"/>	Continent	3.703	130.00	4516.00	1300.00	100.00	481.3
2	<input type="checkbox"/>	Continent	3.703	130.00	4516.00	1300.00	100.00	481.3
3	<input type="checkbox"/>	Continent	3.703	130.00	4516.00	1300.00	100.00	481.3
4	<input type="checkbox"/>	Continent	4.406	130.00	3791.00	1300.00	100.00	572.8
5	<input type="checkbox"/>	Continent	4.406	130.00	3791.00	1300.00	100.00	572.8
6	<input type="checkbox"/>	Continent	4.406	130.00	3791.00	1300.00	100.00	572.8
7	<input type="checkbox"/>	Continent	5.171	130.00	3234.00	1300.00	100.00	672.3
8	<input type="checkbox"/>	Continent	5.171	130.00	3234.00	1300.00	100.00	672.3
9	<input checked="" type="checkbox"/>	Continent	5.998	130.00	2789.00	1300.00	100.00	779.7
10	<input checked="" type="checkbox"/>	Continent	5.998	130.00	2789.00	1300.00	100.00	779.7
11	<input type="checkbox"/>							

Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

10. Cálculo de la densidad equivalente de circulación (ECD)

Los parámetros de cálculo de la densidad de circulación ya han sido adicionados en los anteriores pasos. Los resultados de ECD a un caudal determinado, definido en TRANSPORT ANALYSIS DATA, se pueden ver al seleccionar el modo PUMP RATE FIXED del modulo de HYDRAULICS. Seleccionar la opción de grafico en PLOTS del menú VIEW, para observar los resultados de la simulación.

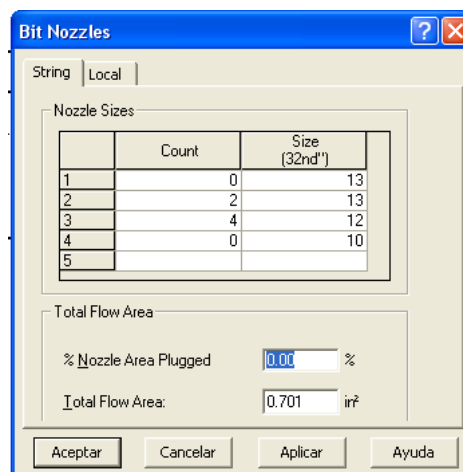
11. Optimización de la hidráulica

En este paso, ya se encuentran activas todas las variables que intervienen en el proceso de optimización. Para optimización de la hidráulica por fuerza de impacto o por potencia hidráulica, se debe seleccionar el TFA óptimo para cada caso. Los TFA óptimos se pueden ver al seleccionar el modo OPTIMIZATION PLANNING del modulo de HYDRAULICS, luego seleccionar el ítem PLOTS de la barra desplegable de VIEW. Finalmente dar clic sobre IMPACT FORCE (fuerza de impacto) o POWER (potencia hidráulica) según sea el caso. Para ver la tabla de datos de la respectiva grafica se debe dar clic derecho del mouse sobre la gráfica y seleccionar el ítem GRID/GRAPHIC (esto para todo tipo de grafica ofrecida por el software). Esta tabla ofrece datos de TFA y caudal óptimo, y de fuerza de impacto o potencia hidráulica.

Se debe verificar que el caudal óptimo sea mayor al caudal mínimo de limpieza (una vez sea definido el criterio de optimización de hidráulica), si no es así, se debe incrementar la presión de descarga de la bomba, disminuyendo el diámetro de la camisa de la bomba, en el ítem MUD PUMPS de la ventana de CIRCULATING SYSTEM. Para hacer efectivo este cambio se debe ir a la ventana RATES, y seleccionar que las limitantes de bombeo (PUMPING CONSTRAINTS) sean obtenidas del sistema de circulación. Terminado este proceso se realiza el re cálculo de la optimización.

Para calcular las pérdidas de presión en el sistema a TFA óptimo, se debe seleccionar los diámetros de las boquillas similares o iguales por prueba y error en la opción NOZZLES de la ventana RATES (figura 30). Al aplicar los cambios, automáticamente se realiza el nuevo cálculo de las pérdidas del sistema, quedando así optimizada la hidráulica.

Figura 30. Ventana BIT NOZZLES para selección de boquillas



Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

12. Determinación de la velocidad máxima de la sarta para surgencia y suabeo

La velocidad máxima de viaje de la sarta se puede determinar en función de las presiones surgencia y suabeo que se originan por el movimiento uniformemente acelerado de la sarta. Los parámetros que afectan estas presiones ya han sido

adicionados en los pasos anteriores. Para determinar la velocidad máxima se debe activar el modulo SURGE en modo SURGE–SWAB, y después seleccionar el ítem OPERATION DATA de la barra desplegable de PARAMETERS. En la ventana de OPERATION DATA se puede elegir el tipo de movimiento (surgencia o suabeo), los parámetros operacionales (longitud del viaje, aceleración, desaceleración, velocidad en función de la profundidad).

La velocidad máxima se determina como la velocidad a la cual el transiente de presión originado por el movimiento, alcanza alguno de los límites de presión (poro o fractura). Este procedimiento es gráfico y la velocidad se determina por prueba y error, asumiendo un movimiento uniformemente acelerado. Se debe tener en cuenta, que se puede evaluar surgencia y suabeo en el fondo del intervalo o en la zapata del casing, que se encuentra encima del hueco abierto. Existe la opción evaluar en periodos dinámicos (bombeando) o estáticos (sin bombeo). Los gráficos aparecen en el ítem PLOTS.

13. Determinación de los strokes por minuto de la bomba

Ya conocidas las características de la bomba (ver catalogo de la bomba) y los caudales optimizados, se puede realizar el cálculo de los strokes por minuto para las bombas aplicando la ecuación 65.

$$SPM = \frac{Q_{opt}}{0,010199 L D^2 EV} \quad (65)$$

Q_{opt} = Caudal optimizado (gpm)

L = Longitud del stroke (in)

D = Diametro de la camisa (in)

EV = Eficiencia Volumétrica (fracción)

Si el caudal optimizado es mayor al caudal ofrecido por la bomba con la camisa seleccionada, entonces se divide en dos el caudal optimizado y se calculan los SPM para dos bombas.

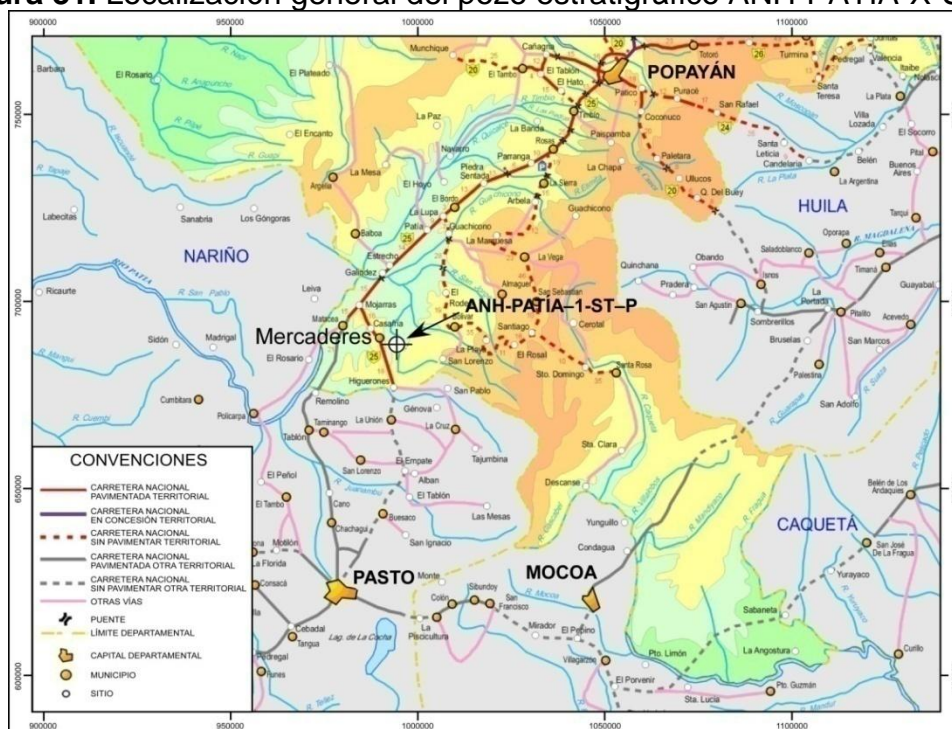
5. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL POZO ANH-PATIA-X-ST-P.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO ANH-PATIA-X-ST-P.

La Universidad Industrial de Santander (UIS) iniciará la campaña de perforación del pozo estratigráfico ANH-PATÍA-X-ST-P a 12100 pies de profundidad, con la cual pretende obtener conocimiento del subsuelo de la Cuenca Cauca – Patía e incrementar la oportunidad de encontrar prospectos de interés nacional.

El pozo se localiza en jurisdicción del Municipio de Mercaderes, Vereda Canto Llano, en cercanías a la denominada “pista de aterrizaje” y accediendo desde el casco urbano de Mercaderes por la vía que lleva al basurero municipal en el Departamento del Cauca (Figura 31).

Figura 31. Localización general del pozo estratigráfico ANH-PATIA-X-ST-P.



Fuente: Modificada de www.invias.gov.co

A continuación, en la Tabla 8 se presenta las coordenadas aproximadas del área para la plataforma de perforación.

Tabla 8. Coordenadas del polígono, dentro del cual se ubica el pozo estratigráfico profundo ANH-PATIA-X-ST-P. Coordenadas Datum Magna-Sirgas, Origen Oeste

AREA (Has)	PUNTO	ESTE	NORTE
1.4	1	989.000	692.000
	2	993.000	692.000
	3	993.000	688.000
	4	989.000	688.000

Fuente: Autores

Con el uso de información de geología, datos de campo y sísmica de pozos vecinos, se cuenta con un estimativo de la geología del pozo (Tabla 9), con sus respectivos intervalos de corazonamiento.

Tabla 9. Estimativo geológico para el pozo ANH-PATIA-X-ST-P

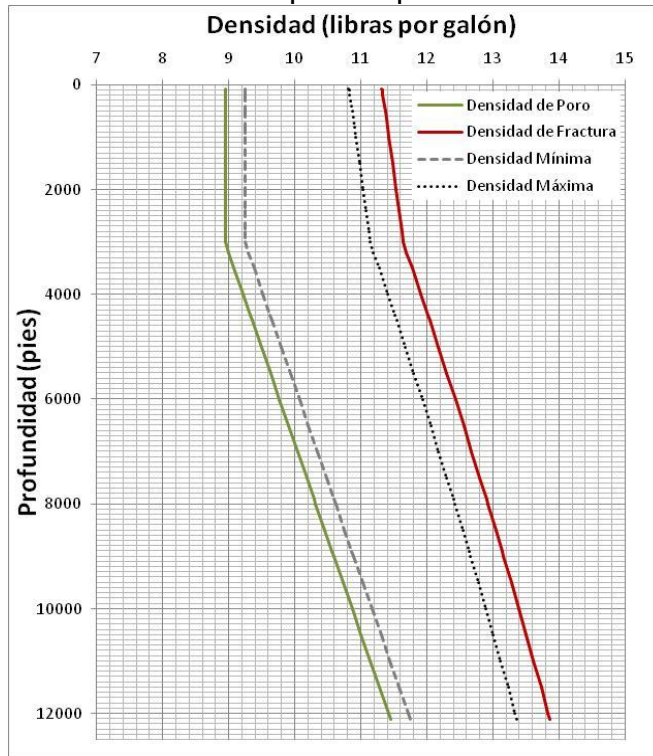
Formación	Prof. Aprox. Topes (Pies)	Elevación sobre el nivel del mar (pies)	Espesor (pies)	Intervalo corazonado (pies)
Mercaderes		3,963	820	
Esmita. Mbro. Conglomerático	820	3,143	1,200	
Esmita. Mbro. Arenáceo	2,020	1,943	1,753	2,800-3,200
Esmita. Mbro. Limolítico	3,773	190	2,625	4,000-4,400
Mosquera	6,398	-2,435	1,351	7,500-7,900
Peña Morada	7,749	-3,786	2,083	
Chapungo-Guabas	9,832	-5,869	163	8,500-8,900

Fuente: Autores

Debido a la escasa información presente de presión de poro, se asumió un gradiente de presión de poro normal (0.465 psi/ft) hasta los primeros 3000 pies, para los intervalo siguientes se asumió un incremento progresivo de 0.00714 en el gradiente cada 500 pies de profundidad. Determinada la presión de poro, se obtuvo la presión de fractura a partir de la correlación de Hubbert and Willis.

La figura 32 muestra la respectiva ventana de lodo obtenida para este pozo.

Figura 32. Ventana del lodo para el pozo ANH-PATIA-X-ST-P

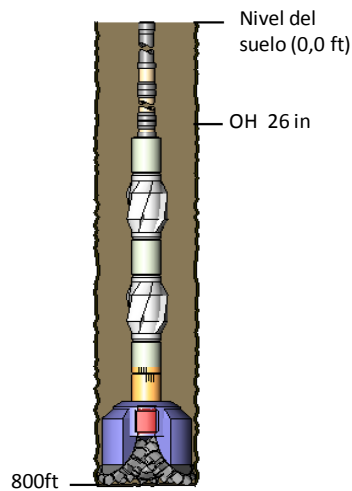


Fuente: Autores

5.2 INTERVALO DE PERFORACIÓN DE 0 A 800 PIES.

El estado mecánico se observa en la Figura 33 y una descripción detallada de la sarta de perforación se encuentra en el Anexo B.

Figura 33. Estado mecánico para el intervalo de perforación entre 0 – 800 pies



Fuente: Modificado de Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

a) *Análisis de Sensibilidad de las Propiedades Reológicas.*

Para el análisis de sensibilidad de densidad del fluido de perforación, se tomaron 3 densidades diferentes que se encuentran dentro del rango de densidad calculados en la figura 32, las propiedades reológicas para dichas densidades, fueron tomadas de analogías y graficas de rangos de viscosidad plástica y yield point para lodos base agua. Las propiedades seleccionadas se muestran en la tabla 10.

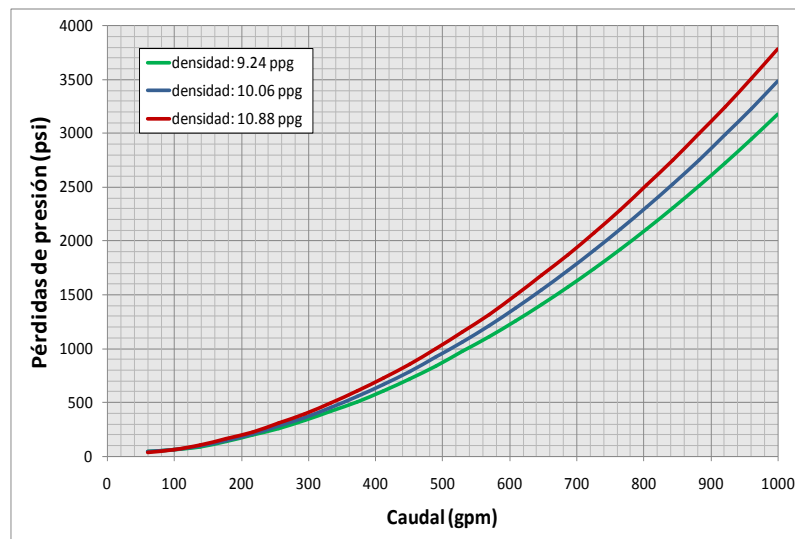
Tabla 10 Propiedades del lodo a usar para análisis de sensibilidad (800ft)

densidad del lodo (ppg)	9,24	10,06	10,88
YP (lb/100ft*2)	9	9	9
VP (cp)	18.2	18,2	18.2

Fuente: Autores

Con la densidad más baja de lodo se obtuvo menores pérdidas de presión por fricción en el sistema que para las otras densidades como lo muestra la figura 34, esto debido no solo a la baja densidad del fluido sino también a la configuración de la geometría de pozo, que para esta sección es solo un hueco de gran tamaño, es decir que se tiene un área de flujo considerable, de manera que para fluidos de baja densidad se obtienen menores pérdidas de presión.

Figura 34. Pérdidas de presión en el sistema por densidad de lodo a 800ft



Fuente: Autores

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad de densidad de lodo, se selecciona el fluido con una densidad de 9.24 ppg; debido a que en esta sección del pozo con esta densidad se obtienen las pérdidas de presión más bajas del sistema, y el caudal mínimo de limpieza del pozo es menor con referencia a los caudales obtenidos con las otras densidades, como se observa en la Tabla 11.

Tabla 11. Caudal mínimo de limpieza de pozo por densidad de lodo

densidad del lodo (ppg)	9,24	10,06	10,88
Caudal min. de limpieza (gpm)	837,1	838,7	891,3

Fuente: Autores

Sensibilidad lodo seleccionado: Ya definida la densidad del lodo, se procede a hacer el análisis de sensibilidad de las propiedades reológicas, como viscosidad plástica y yield point, seleccionadas dentro de un rango establecido en las figuras 1 y 2 respectivamente.

Realizado el análisis de sensibilidad de propiedades reológicas y los efectos que estas tienen sobre el caudal mínimo de limpieza, se puede deducir de los resultados obtenidos de la tabla 12, que el caudal mínimo de limpieza corresponde a 837.1 gpm, para esta sección.

Tabla 12. Análisis de sensibilidad propiedades del lodo $\rho = 9.24$ ppg

VP(CP)	6	7	8	9	11	13
YP(1b/100ft*2)	Caudal min. de limpieza (gpm)					
2,2	1910,5	1856,9	1811,4	1771,9	1706,2	1653,1
3	1775,9	1740,5	1708,8	1680,4	1631,1	1589,7
4	1625,7	1609,4	1592,6	1576,1	1544,8	1516,3
5	1494,4	1493,5	1488,9	1482,3	1466,2	1448,9
6	1380,8	1391,6	1396,8	1398,3	1394,9	1387,1
7	1283,2	1302,7	1315,3	1323,3	1330,3	1330,5
8	1238,8	1249,9	1243,6	1256,5	1271,9	1278,8
10	1051	1086,7	1111,3	1128,2	1147,9	1156,4
12	927,9	967,2	998,2	1022,3	1055,9	1075,6
14	856,3	888,2	917,3	942,4	981	1007,6
16	837,1	841,8	864,2	885,9	923,4	952,2
17	837,1	837,1	846	865,1	900,3	928,9
18	837,1	837,1	837,1	848,6	880,8	908,5
19	837,1	837,1	837,1	837,1	864,3	890,6
20	837,1	837,1	837,1	837,1	850,7	875,1
22	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1	850,6
24	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1
26	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1
28,7	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1	837,1
Caudal:837.1 (gpm)						
VP (cp)	6	7	8	9	11	13
Pérdida de presión en el sistema (psi)						
YP (min) (1b/100ft*2)	2200	2240	2300	2300	2370	2420
YP(max) (1b/100ft*2)	2200	2250	2300	2300	2370	2420

Fuente: Autores

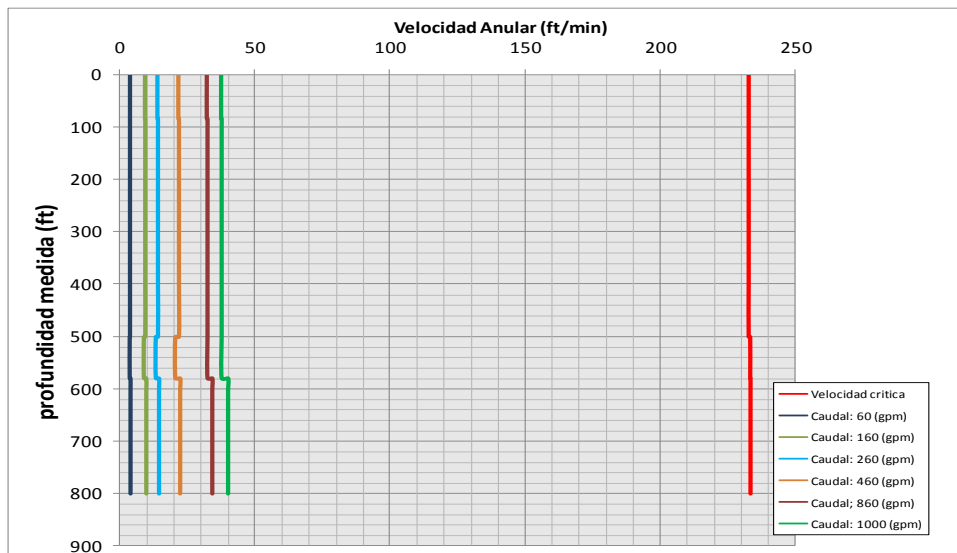
En la tabla 12 también se tienen los resultados del análisis de los efectos de la variación de las propiedades reológicas, sobre la pérdida de presión en el sistema, a caudal mínimo de limpieza.

Las propiedades de lodo con densidad de 9.24 ppg seleccionadas de acuerdo al análisis realizado anteriormente debe tener, una $VP=6$, y un $YP=16$, para obtener las pérdidas de presión en el sistema más bajas con respecto a los demás valores de viscosidad plástica y yield point, la pérdida de presión por fricción en el sistema a caudal mínimo de limpieza para un fluido con estas propiedades corresponde a 2200psi.

b) Régimen de Flujo en la Sección del pozo

De la figura 35 es fácil deducir que a cualquier caudal de la bomba hasta unos 1000gpm el régimen de flujo en toda la sección es laminar, incluso hasta para caudales por encima de este valor el régimen de flujo sigue siendo laminar.

Figura 35. Velocidad en el anular por profundidad de la sección (0-800ft)

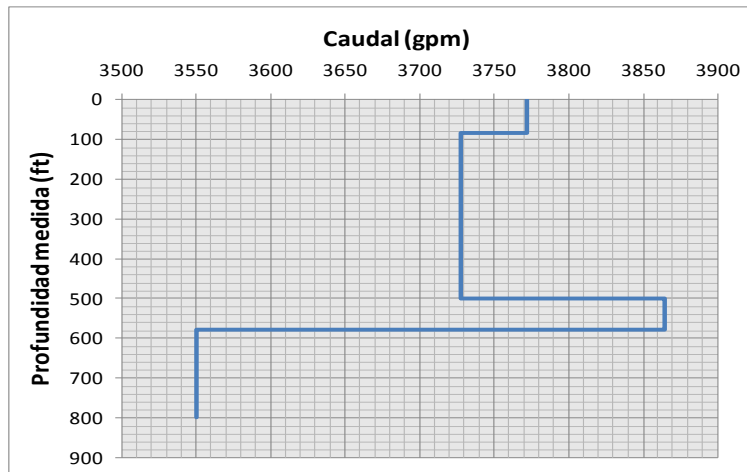


Fuente: Autores

Caudal crítico: En la figura 36 se visualiza con mayor claridad, cual es el valor de caudal crítico para definir el régimen de flujo, ya sea flujo laminar o flujo

turbulento, se puede ver claramente que a diferentes profundidades este caudal va variando, y con él, el régimen de flujo, para un caudal menor a 3550 gpm siempre se obtendrá régimen de flujo laminar, por lo cual se puede afirmar con certeza que para esta sección siempre se tendrá régimen de flujo laminar con este tipo de lodo.

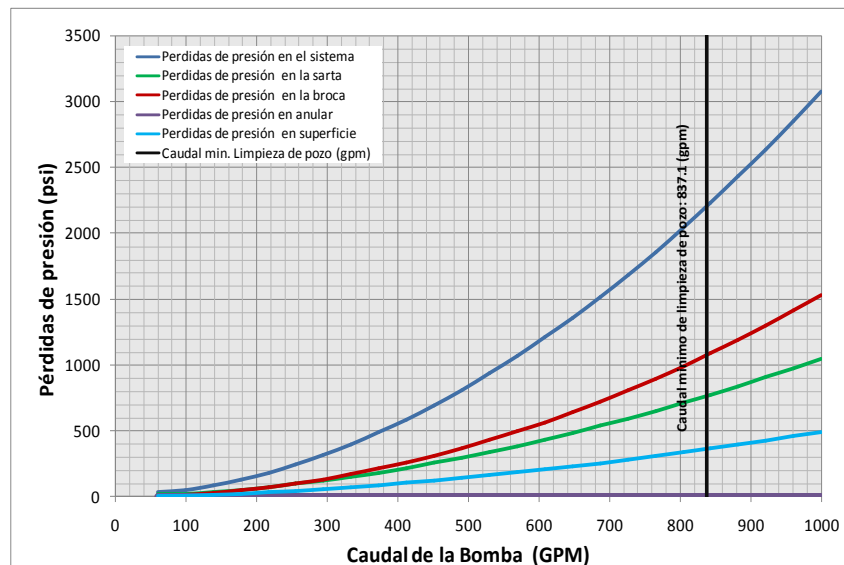
Figura 36. Caudal crítico por profundidad de la sección perforada (0-800ft)



Fuente: Autores

c) *Pérdidas de Presión por fricción*

Figura 37. Pérdidas de presión por fricción a 800ft



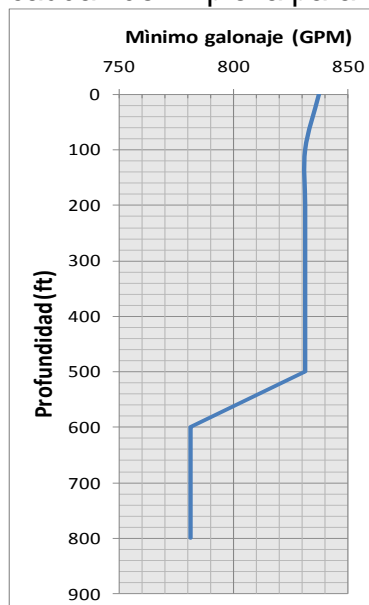
Fuente: Autores

Es de esperarse que para el primer intervalo de perforación las pérdidas de presión por fricción, sean más críticas en la broca, ya que el área de flujo en la sección anular es de gran tamaño y por lo tanto sus pérdidas de presión son prácticamente igual a cero; las pérdidas de presión en la sarta a esta profundidad podría decirse que no son tan altas como se esperan debido a la profundidad somera a la cual se hacen los cálculos, por lo cual el elemento crítico en las pérdidas de presión en el sistema a esta profundidad corresponde a la broca.

d) *Caudal Mínimo de Limpieza y ECD*

El caudal mínimo de limpieza para la sección de perforación de 0-800ft corresponde a la tasa de flujo más alta necesaria, para garantizar la limpieza del espacio anular del pozo; como se puede apreciar en la figura 38, este caudal es necesario para el espacio entre 0-100ft de profundidad, de manera que con este, se garantiza la limpieza total del pozo en toda su sección.

Figura 38. Mínimo caudal de limpieza para el intervalo (0-800ft)

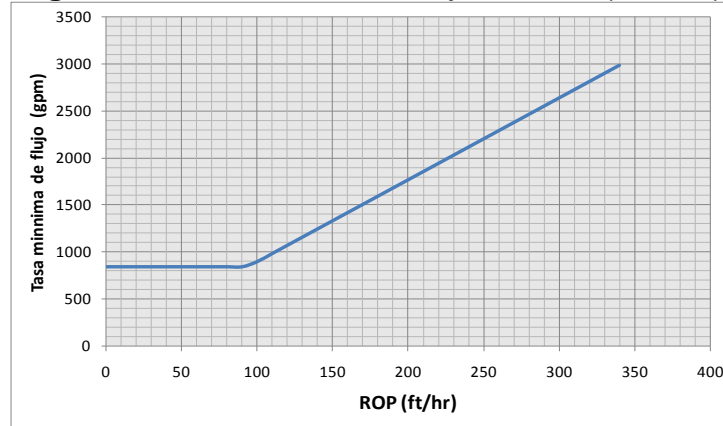


Fuente: Autores

Para una tasa de perforación de hasta 90 ft/hr, se obtiene que el caudal mínimo de limpieza del pozo es constante (837.1 gpm), ya para una tasa de penetración por encima de este valor el caudal mínimo de limpieza para

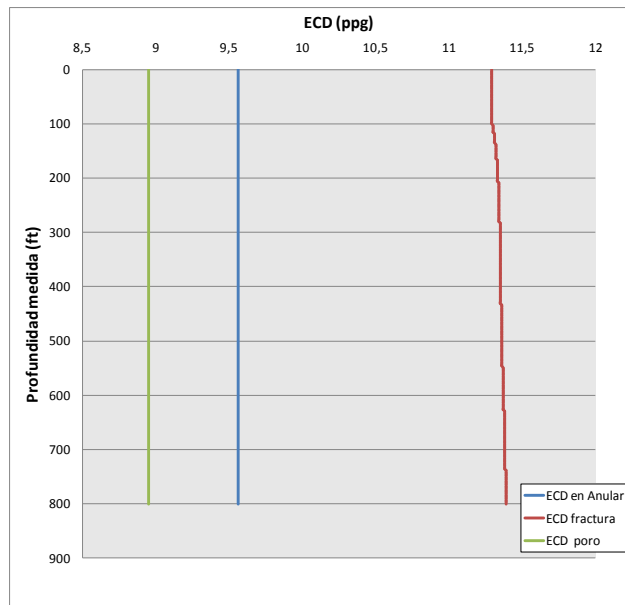
garantizar la remoción de ripios, aumenta conforme aumenta la tasa de penetración en el pozo (figura 39).

Figura 39. Tasa mínima de flujo vs ROP (0-800ft)



Fuente: Autores

Figura 40. ECD para el intervalo de 0 a 800ft pies



Fuente: Autores

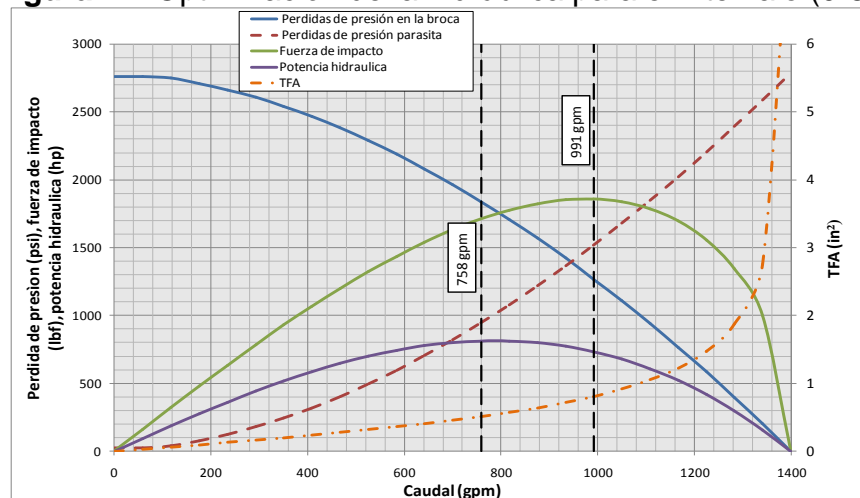
Densidad Equivalente de Circulación (ECD). El valor de la densidad equivalente de circulación para esta sección es de 9.56 ppg, constante hasta 800 ft; con este valor de ECD no existe ningún tipo de inconveniente o problema en cuanto a lo que tiene que ver con la estabilidad del pozo, ya que a esta profundidad aún no existe cambios representativos en lo correspondiente

a presión de poro, y presión de fractura, de manera que el fluido de perforación a esta densidad no representa ningún tipo de problema.

e) *Optimización de la hidráulica*

En la figura 41 se resume todos los resultados obtenidos de la optimización de la hidráulica, donde las pérdidas de presión parasitas representan las pérdidas de presión del sistema sin tener en cuenta las pérdidas de presión en la broca.

Figura 41. Optimización de la hidráulica para el intervalo (0-800ft)



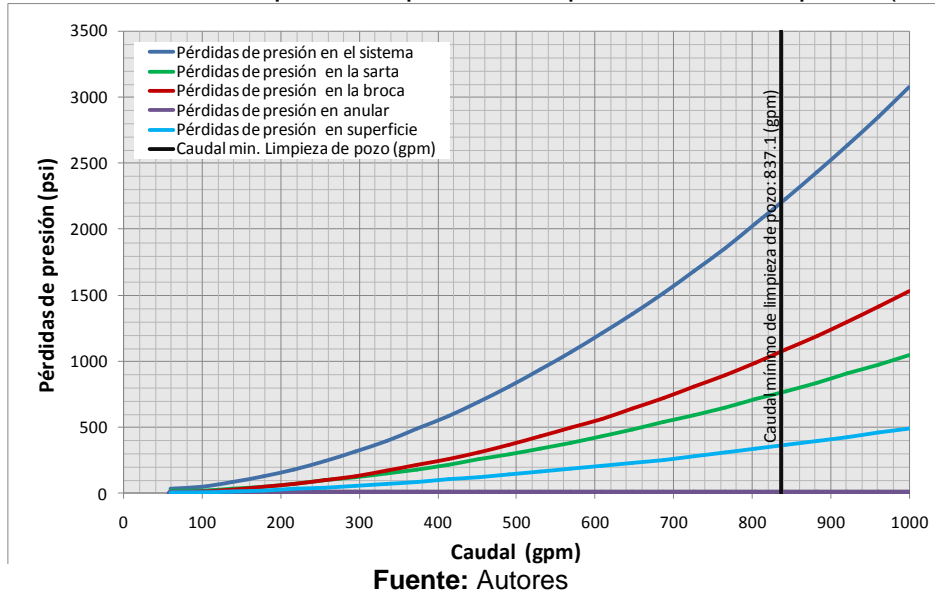
Fuente: Autores

El corte de la línea de caudal con las líneas de pérdidas de presión, tanto como para la línea de pérdidas de presión en la broca, como para la línea de pérdidas de presión parasitas, al sumarse las intersecciones, se obtiene la presión de descarga máxima de la bomba que corresponde a 2789 psi.

Por fuerza de impacto: La optimización de la hidráulica por fuerza de impacto se obtiene a un caudal de 991 gpm con un Área Total de Flujo (TFA) de 0.811 in² (dos boquillas de 18/32" y una de 20/32"), ofreciendo una fuerza de impacto sobre la formación perforada de 1859 lbf, con dicha fuerza se garantiza un aumento de la tasa de penetración ya que los ripios formados en el frente de la broca son removidos hacia el espacio anular por la acción del chorro producido en las boquillas de la broca. Para perforaciones hechas a profundidades someras es recomendada esta pauta para la optimización de la hidráulica,

sobre el criterio de potencia hidráulica, ya que la fuerza de impacto permite limpiar con mayor eficiencia áreas perforadas de gran tamaño (mayor remoción de ripios).

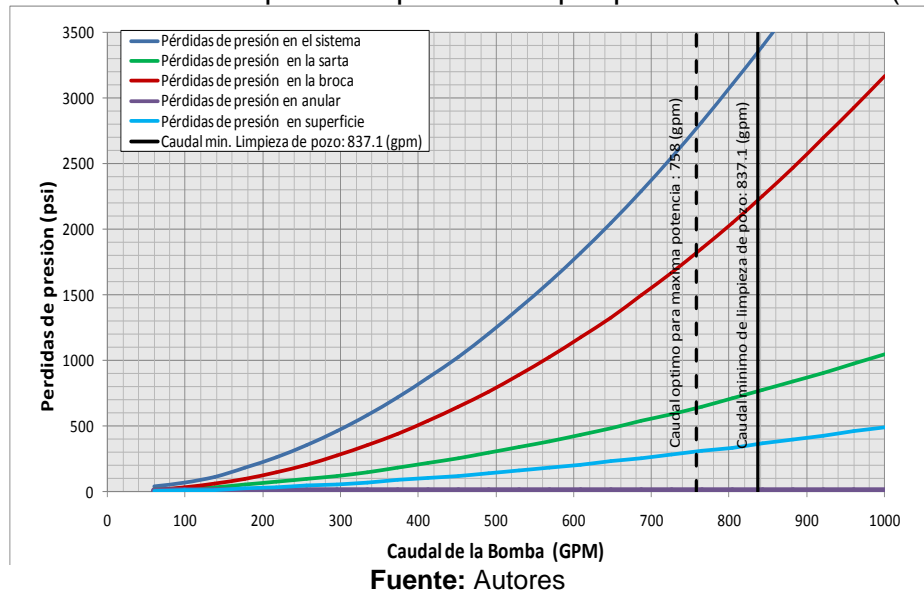
Figura 42. Pérdidas de presión optimizadas por fuerza de impacto (0-800ft)



Las pérdidas de presión en el sistema no se ven afectadas dramáticamente con este criterio de optimización, las pérdidas de presión permanecen muy similares a las pérdidas de presión sin la optimización de la hidráulica.

Por potencia hidráulica: Para este criterio de optimización de la hidráulica, el caudal óptimo para alcanzar la mayor potencia en el sistema a $TFA = 0.515 \text{ in}^2$ (tres boquillas de $15/32''$), es menor que el caudal mínimo de limpieza de pozo (758 gpm), de manera que para obtener la máxima potencia para optimizar la tasa de penetración, provocaría la acumulación de ripios, debido a que para esta sección el área transversal de flujo es mayor que en las demás secciones; por lo cual el criterio de optimización de hidráulica para esta intervalo debe ser el de fuerza de impacto, ya que con este se garantiza una buena limpieza del pozo, a la vez que se incrementa la tasa de penetración debido a la remoción de ripios en el frente de la broca (evitando la re perforación de ripios acumulados durante la perforación).

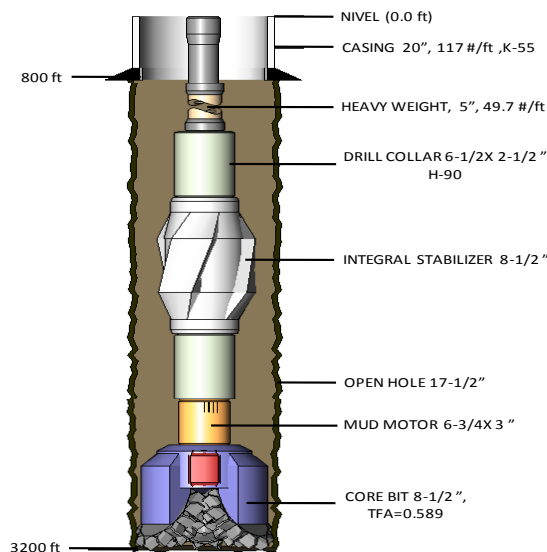
Figura 43. Pérdidas de presión optimizadas por potencia hidráulica (0-800ft)



5.3 INTERVALO DE PERFORACIÓN DE 800 A 3200 PIES.

Un esquema de la configuración de la sarta (descripción detallada en el Anexo B) y el completamiento propuestos se presentan en la figura 44. La broca tiene un total de 3 boquillas de 16/32" (TFA = 0.589 in²). Las bombas a usar son bombas triplex Continental de 1300 HP con camisa de 6 pulgadas, la cual ofrece una presión de descarga de 3791 psi.

Figura 44. Estado Mecánico para el intervalo de perforación (800–3200 ft)

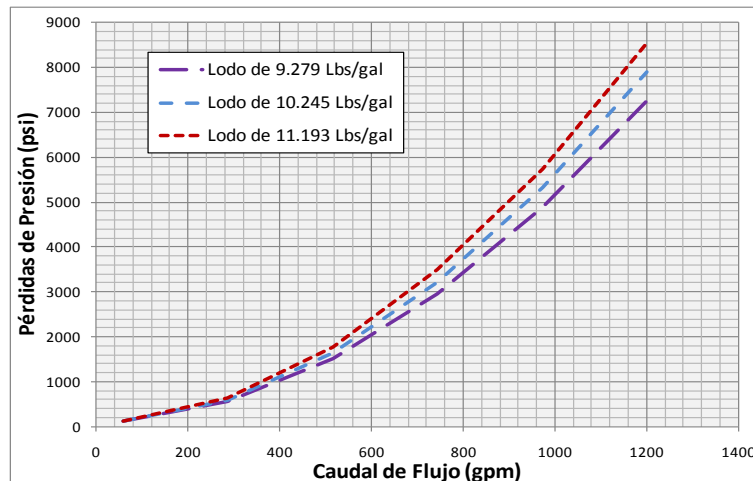


Fuente: Modificado de Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

a) *Análisis de Sensibilidad de las Propiedades Reológicas.*

La sensibilidad para la selección de la densidad que ofrezca menores pérdidas se realizó tomando constantes las propiedades reológicas del lodo (VP=10 cP y YP=18 Lbs/100 pies²), para el rango de densidad. La figura 45 muestra que el lodo de 9.279 Lbs/gal ofrece menores pérdidas de presión en el sistema; el criterio de los caudales mínimos no se tuvo en cuenta, debido a que el cambio es pequeño, 738.4 gpm para el lodo de 9.279 Lbs/gal, 729 gpm para el lodo de 10.245 Lbs/gal y 719.5 gpm para el lodo de 11.193 Lbs/gal respectivamente.

Figura 45. Sensibilidad de densidad para el intervalo de 800–3200 ft



Fuente: Autores

Para seleccionar las propiedades óptimas del lodo se sensibilizó las propiedades reológicas del lodo (YP y VP) en función de la densidad de 9.279 Lbs/gal. El objetivo es observar la variación del caudal mínimo de limpieza y de las pérdidas de presión, en un rango de yield point (YP) y viscosidad plástica (VP) determinados por analogías (figuras 1 y 2). La tabla 13 y la figura 46 muestran que el caudal mínimo de limpieza se hace constante a partir del valor de yield point igual a 5 lb/100 pies², y que las menores pérdidas de presión se obtienen con una viscosidad plástica igual a 7 cP. Por lo tanto, estos son los valores óptimos de las propiedades reológicas para el lodo. La figura 47

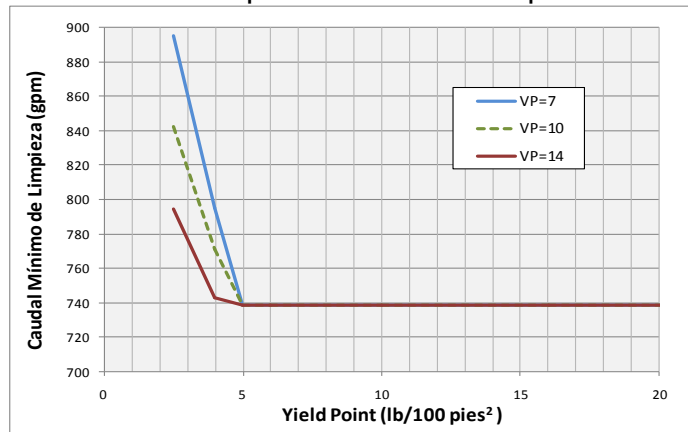
muestra los resultados de la sensibilidad de la viscosidad plástica y un valor de YP fijo (5 lb/100 pies²), sobre las pérdidas de presión del sistema.

Tabla 13. Resultados de sensibilidad de yield point y viscosidad plástica para el intervalo de perforación (800 – 3200 pies)

VP	7	10	14
YP	Caudal Mínimo de Limpieza Qmin (GPM)		
2,5	895,1	842,7	794,5
4	795,1	771	742,9
5	738,4	738,4	738,4
6	738,4	738,4	738,4
10	738,4	738,4	738,4
16	738,4	738,4	738,4
24	738,4	738,4	738,4
Q min= 738,4 gpm	Pérdidas de Presión en el Sistema (psi)		
VP	7	10	14
YP = 6 Lbs/100 ft ²	1846,17	1969,41	2096,18

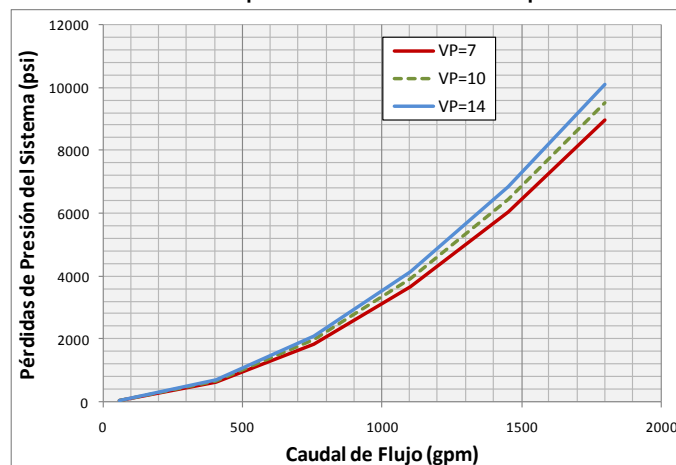
Fuente: Autores

Figura 46. Sensibilidad de YP para el intervalo de perforación (800–3200 ft).



Fuente: Autores

Figura 47. Sensibilidad de VP para el intervalo de perforación (800–3200 ft)

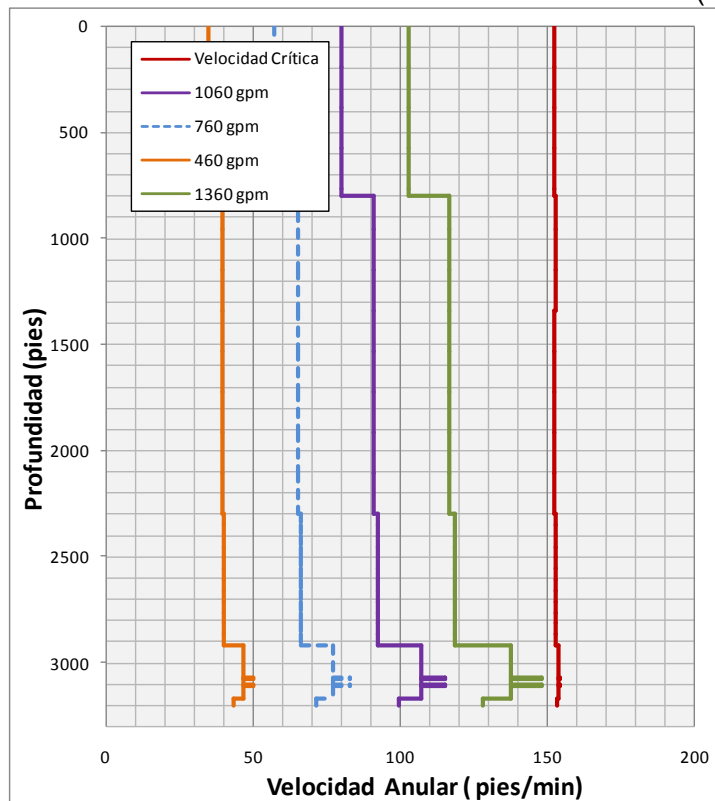


Fuente: Autores

b) Régimen de Flujo en las Secciones del Pozo

Al tomar distintos caudales de flujo se puede determinar el perfil de velocidad del fluido dentro del espacio anular, y a la vez, definir el régimen de flujo presente en cada una de las secciones. La figura 48 muestra que se presenta flujo laminar en todas las secciones del pozo hasta con caudales tan altos como 1360 gpm.

Figura 48. Velocidad anular del intervalo de corazonamiento (2800–3200 ft)

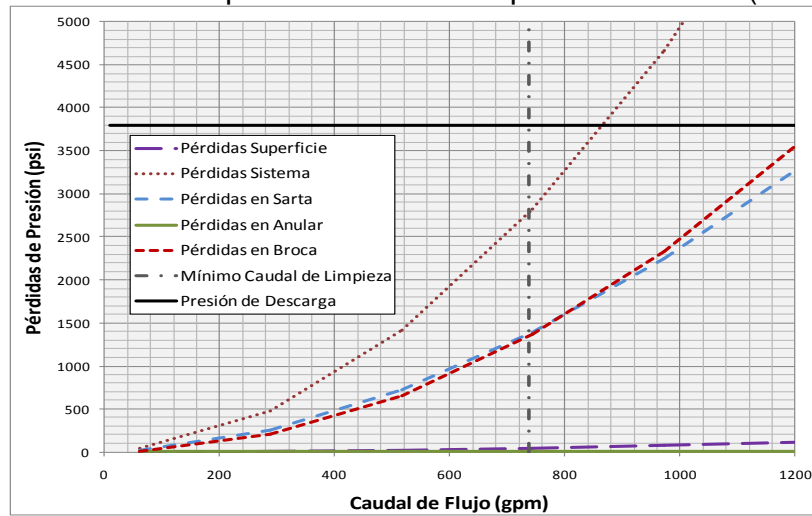


Fuente: Autores

c) Pérdidas de Presión en el Sistema

Los resultados de pérdidas de presión en cada uno de los componentes del sistema para este intervalo (Figura 49), muestran que existe una similitud entre las pérdidas de presión de la broca y del sistema.

Figura 49. Pérdidas de presión del sistema para el intervalo (800–3200 ft)

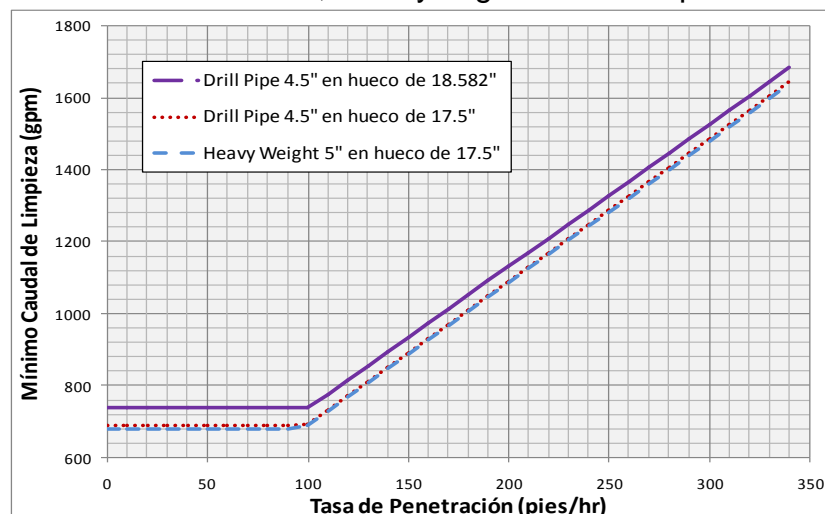


Fuente: Autores

d) *Caudal Mínimo de Limpieza y EDC*

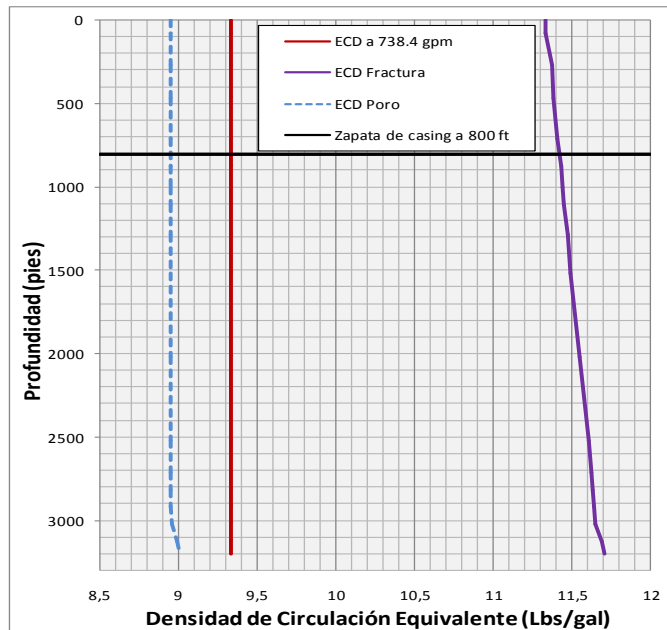
La figura 50 representa el caudal mínimo de limpieza en función de la tasa de penetración (ROP) y la geometría del pozo. Esta indica que hasta un ROP de 100 pies/hr, el pozo se limpia efectivamente con un caudal de 738.4 gpm. La figura 51 representa la densidad de circulación equivalente a caudal de limpieza (738.4 gpm).

Figura 50. Perfil de caudales de limpieza del intervalo (800 –3200 pies) en función del ROP, sarta y la geometría del pozo.



Fuente: Autores

Figura 51. ECD a caudal de limpieza para el intervalo de 800 – 3200 ft

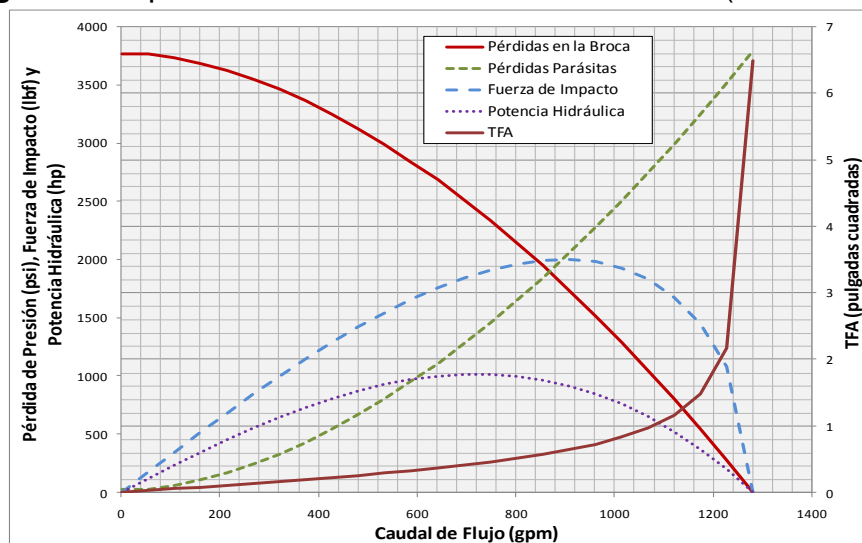


Fuente: Autores

e) *Optimización de la hidráulica*

Para lograr un equilibrio entre las pérdidas en la broca y presiones del sistema se optimiza la hidráulica por fuerza de impacto (IF) o potencia hidráulica (HP), como lo muestra la figura 52.

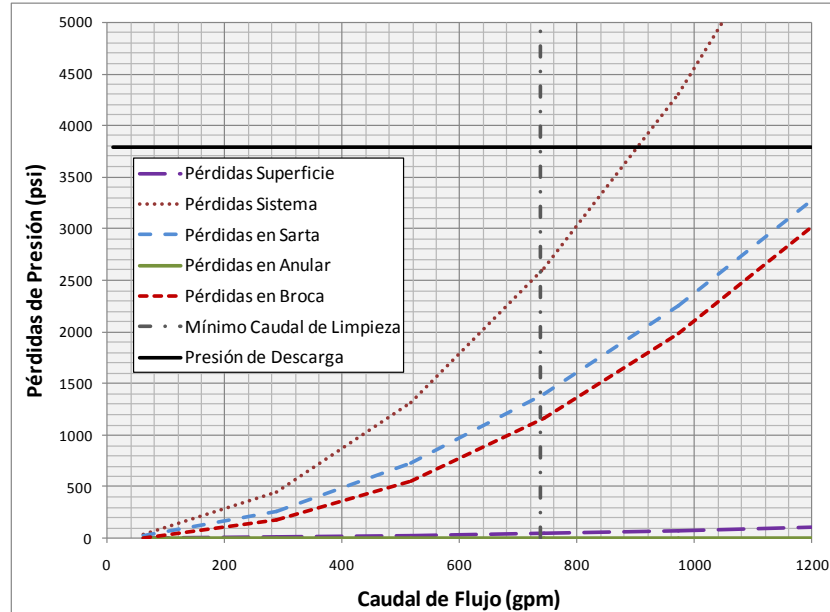
Figura 52. Optimización de la hidráulica del intervalo (800–3200 ft)



Fuente: Autores

Optimización por fuerza de impacto. Para optimización por fuerza de impacto se obtuvo que el TFA de la broca debe ser igual a 0.640 in^2 , con un caudal óptimo de 907.9 gpm y una fuerza de impacto máxima de 1997.7 lbs_f . Implementando 1 boquilla de $16/32''$ y 2 de $17/32''$, se realiza un nuevo cálculo de las pérdidas de presión en el sistema (figura 53).

Figura 53. Optimización de las pérdidas por IF para el intervalo (800–3200 ft)



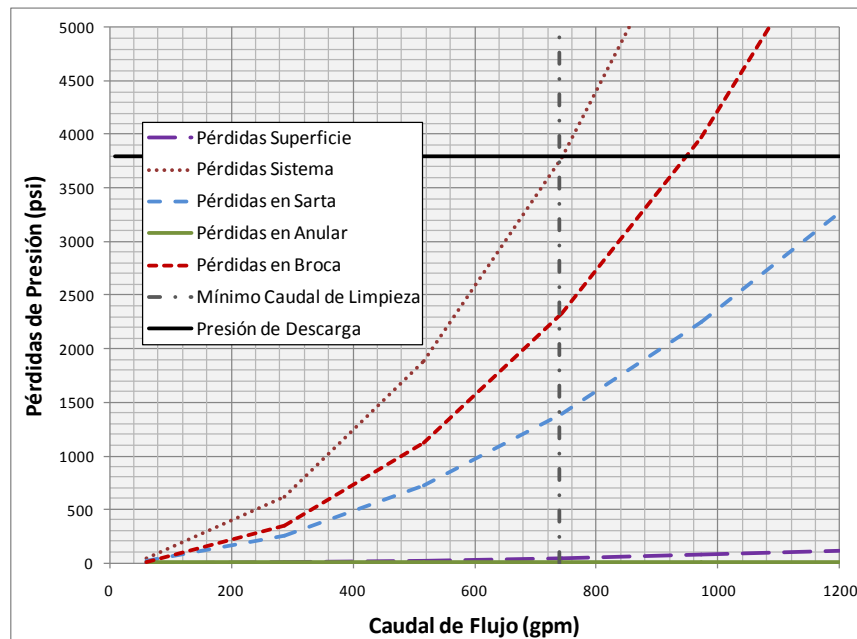
Fuente: Autores

Los resultados muestran que si se optimiza por potencia hidráulica se requiere de una potencia de 2114 hp , por lo tanto, se deben usar dos bombas de 1300 HP a razón de 80 SPM para que brinden el caudal optimizado requerido. Debido a que el caudal optimizado está por encima del caudal mínimo de limpieza de pozo, se podría disminuir la presión de descarga de la bomba disminuyendo el diámetro de la camisa a $7''$. Con lo cual se obtiene un nuevo valor de caudal optimizado de 764 gpm y una fuerza máxima de impacto de 1441 lbs_f ; bajo estas nuevas condiciones las dos bombas de 1300 HP trabajarían a 67 SPM .

Optimización por potencia hidráulica. Para lograr la potencia máxima en la broca de 1017.9 hp se requiere, un TFA igual a 0.451 in^2 y un caudal de flujo

óptimo de 747.9 gpm. Se implementaron 3 boquillas de 14/32”, y se evalúan de nuevo las pérdidas en sistema (figura 54). Con una presión de descarga de 3791 psi y un caudal de 747.9 gpm, se requieren dos bombas de 1300 HP a razón de 89 SPM.

Figura 54. Optimización de las pérdidas por HP para el intervalo (800–3200 ft)

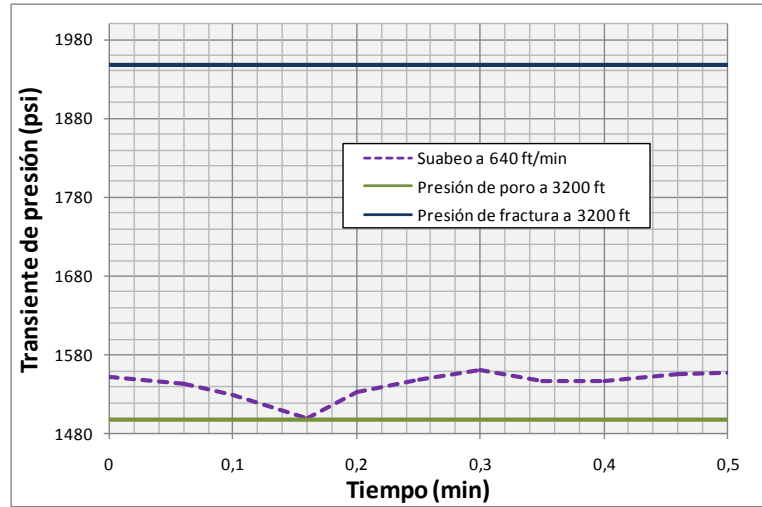


Fuente: Autores

f) *Presión de Suabeo*

Los cálculos de presión de suabeo y, es útil para determinar la velocidad máxima de viaje cuando se retira tubería en el pozo, teniendo en cuenta los límites de presión (presión de poro y fractura). La longitud de viaje para los cálculos fue de 90 pies de tubería. La figura 55 ilustra un delta de presión de 53.9 psi entre la presión de poro y la presión hidrostática del lodo; este delta se alcanzó con una velocidad de 640 ft/min, siendo esta la máxima velocidad para suabeo.

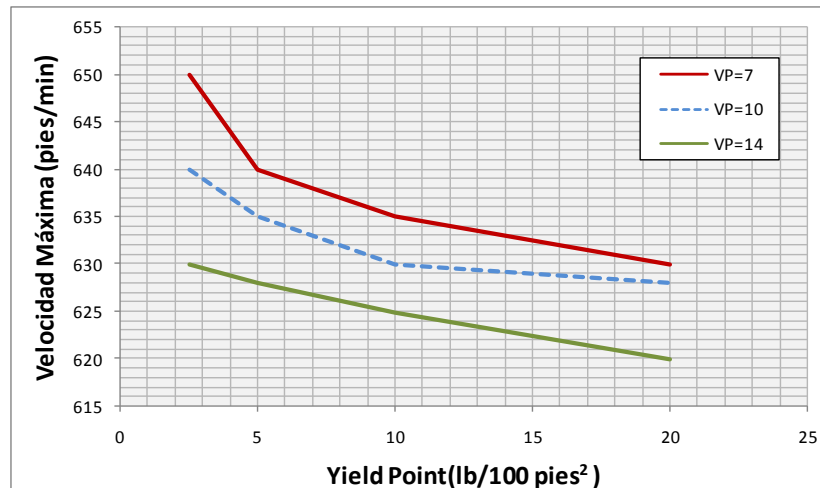
Figura 55. Presión de suabeo para el intervalo de perforación (800–3200 ft)



Fuente: Autores

Esta velocidad calculada se debe tomar como valor máximo, ya que en la práctica se recomienda tener valores más bajos, con el fin de garantizar la estabilidad y la integridad del pozo.

Figura 56. Sensibilidad de suabeo en función de la VP y el YP para el intervalo de perforación (800–3200 ft)



Fuente: Autores

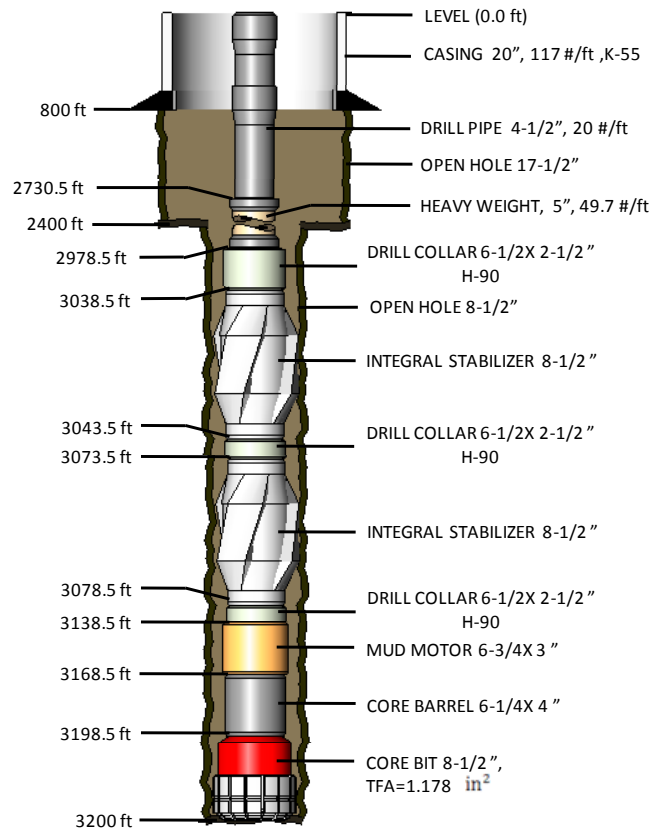
La figura 56 ilustra el efecto de la viscosidad plástica y el yield point sobre las velocidades máximas de suabeo. Los resultados muestran que un aumento en el yield point o de viscosidad plástica del fluido, genera una disminución en la

velocidad máxima para suabeo, debido al aumento de las fuerzas de atracción en el fluido de perforación.

5.4 INTERVALO DE CORAZONAMIENTO DE 2800 A 3200 PIES.

La configuración de la sarta y el completamiento propuestos se presentan en la figura 57, la broca tiene un total de 6 boquillas de 16/32" (TFA = 1.178 in²). Las bombas a usar son bombas triplex Continental de 1300 HP con camisa de 6½ pulgadas, la cual ofrece una presión de descarga de 3234 psi.

Figura 57. Estado Mecánico y configuración de la sarta del pozo ANH–PATIA–X–ST–P para el intervalo de corazonamiento (2800 – 3200 pies)



Fuente: Modificado de Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

a) Análisis de Sensibilidad de las Propiedades Reológicas.

Para seleccionar las propiedades del lodo óptimas, se tomaron lecturas de Yield Point (YP) y viscosidad plástica (VP) de analogías (figuras 1 y 2), en

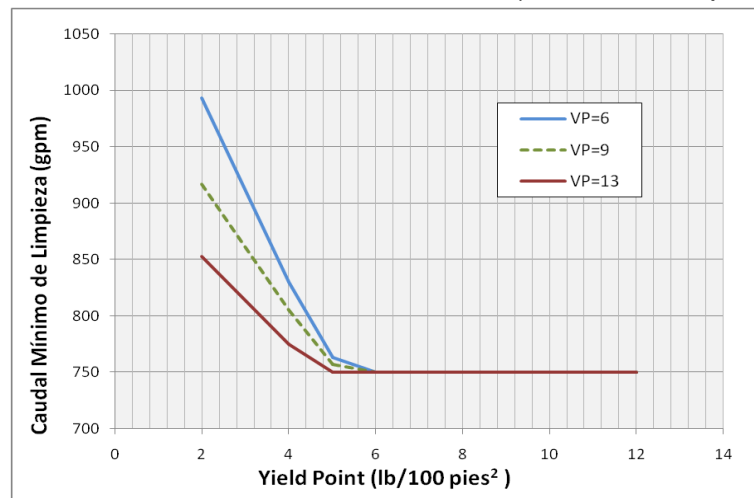
función de la densidad (9.3 lbs/gal) del fluido. La tabla 14 muestra la selección de los valores óptimos de YP y VP en función del caudal mínimo de limpieza y de las pérdidas de presión. La figura 58 muestra que el caudal mínimo de limpieza del pozo (750 gpm), se hace constante después de que cierto valor YP es alcanzado; en este caso desde el valor 6 lb/100 pies².

Tabla 14. Resultados de sensibilidad de yield point y viscosidad plástica para el intervalo de corazonamiento (2800 – 3200 pies)

VP (cP)	6	9	13
YP (Lbs/100 ft ²)	Caudal Mínimo de Limpieza (GPM)		
2	993,6	917,2	852,9
4	830,1	805	774,6
5	763,2	757,2	750
6	750	750	750
8	750	750	750
12	750	750	750
Q Min = 750 gpm	Pérdidas de Presión en el Sistema (psi)		
VP (cP)	6	9	13
YP = 6 Lbs/100 ft ²	1600	1730	1870

Fuente: Autores

Figura 58. Sensibilidad de yield point en función del caudal mínimo de limpieza para el intervalo de corazonamiento (2800 – 3200 pies)

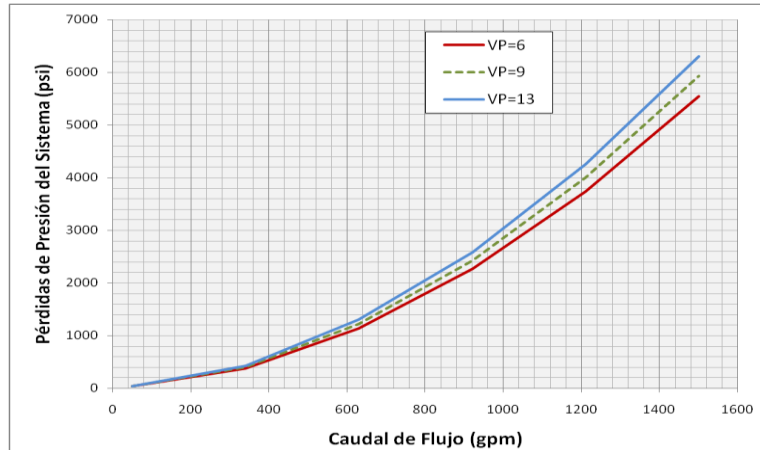


Fuente: Autores

Con un valor de YP fijo (6 lb/100 pies²), se hizo una sensibilidad de pérdidas de presión en el sistema en función de la viscosidad plástica. Un aumento de la viscosidad genera un incremento en la resistencia al flujo, por lo tanto se incrementa también la fricción mecánica como lo muestra la figura 59. Con el fin de obtener un mínimo de pérdida de energía se seleccionó la VP = 6 cP.

Con las propiedades reológicas ya definidas, se aplica el modelo reológico de Bingham para desarrollo de los cálculos de hidráulica.

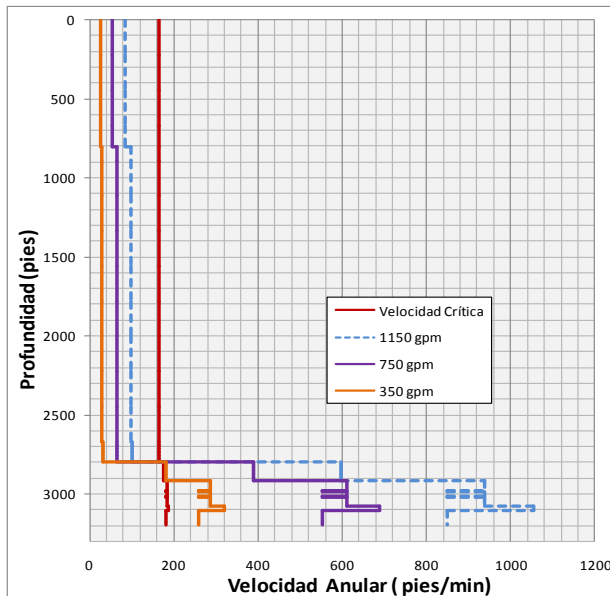
Figura 59. Sensibilidad de VP para el intervalo (2800 – 3200 pies)



Fuente: Autores

b) Régimen de Flujo en las Secciones del Pozo

Figura 60. Velocidad anular para el intervalo de corazonamiento (2800–3200 ft)



Fuente: Autores

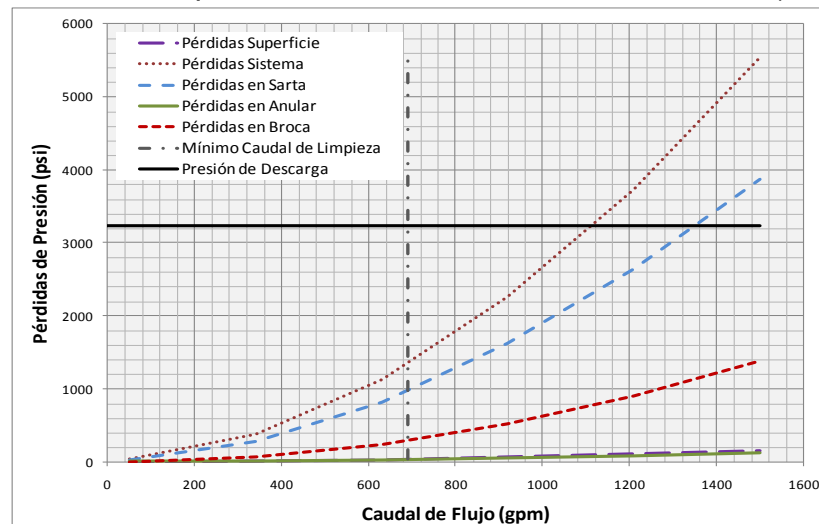
Al seleccionar aleatoriamente un amplio rango de caudales de flujo, se observa que el perfil de velocidad del fluido (figura 60) sobre pasa la velocidad crítica en la sección de corazonamiento, por lo tanto se presenta flujo laminar hasta 2800

pies y en el intervalo de corazonamiento (2800-3200 pies) se presenta flujo turbulento.

c) Pérdidas de Presión en el Sistema

Las pérdidas de presión en cada uno de los componentes del sistema (Figura 61), muestran que la mayoría de la energía está siendo consumida por la sarta, y por lo tanto, el sistema requiere ser optimizado para disminuir las pérdidas parásitas.

Figura 61. Pérdidas de presión del intervalo de corazonamiento (2800-3200 ft)

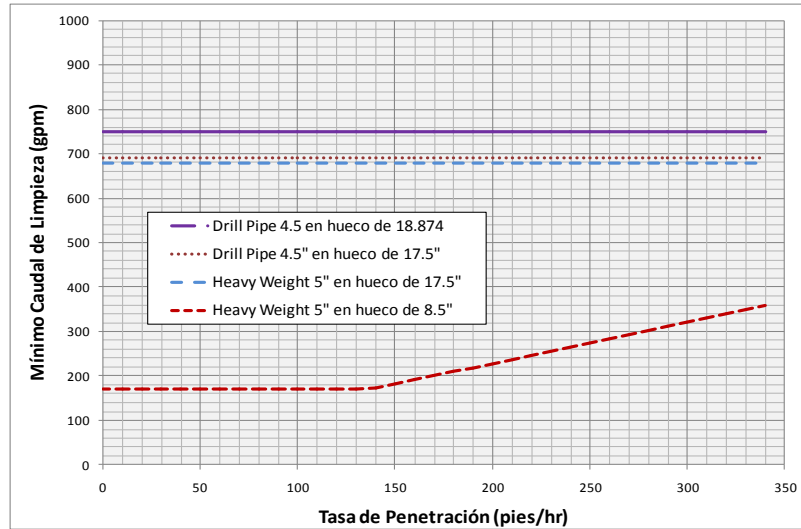


Fuente: Autores

d) Caudal Mínimo de Limpieza y EDC

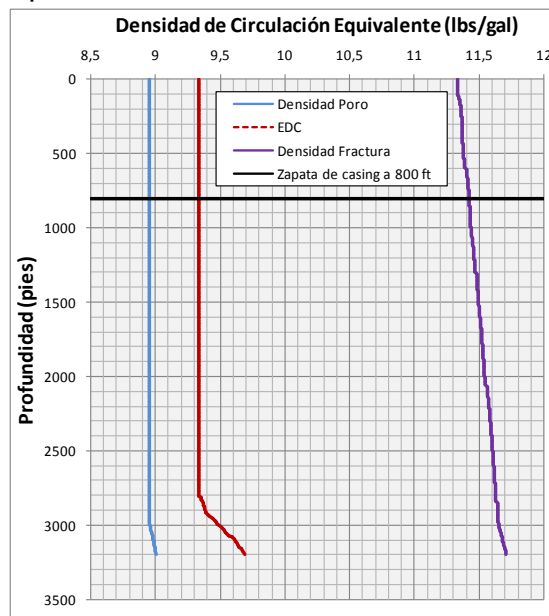
La Figura 62 representa el caudal mínimo de limpieza en función de la tasa de penetración (ROP) y la geometría del pozo. Esta figura indica que hasta un ROP de 130 pies/hr la sección del hueco de 8.5 pulgadas se limpiaría efectivamente con 171.3 gpm de caudal. Pero, debido a la geometría del pozo el caudal mínimo para limpiar la zona con diámetro de 18.874" es de 750 gpm, por lo tanto, este es el mínimo caudal de limpieza para el pozo. La Figura 63 representa la densidad de circulación equivalente en función del caudal mínimo de limpieza para el intervalo de perforación.

Figura 62. Perfil de caudales de limpieza para el intervalo de corazonamiento (2800- 3200) en función del ROP, sarta y la geometría del pozo.



Fuente: Autores

Figura 63. ECD para el intervalo de corazonamiento (2800 – 3200 ft)

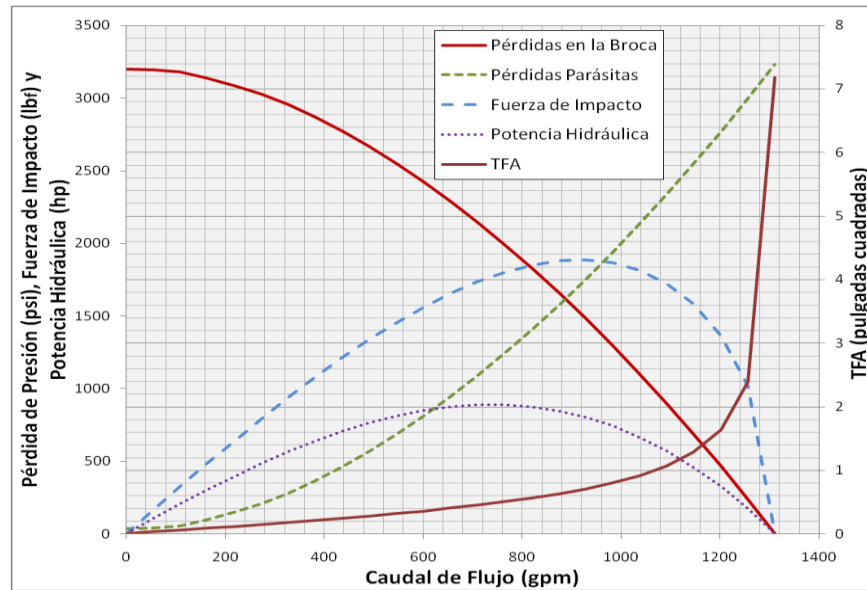


Fuente: Autores

e) *Optimización de la hidráulica*

Con el objetivo de lograr un equilibrio entre las pérdidas en la broca y presiones del sistema se optimiza la hidráulica por fuerza de impacto (IF) o potencia hidráulica (HP). Ver Figura 64.

Figura 64. Optimización de la hidráulica para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft

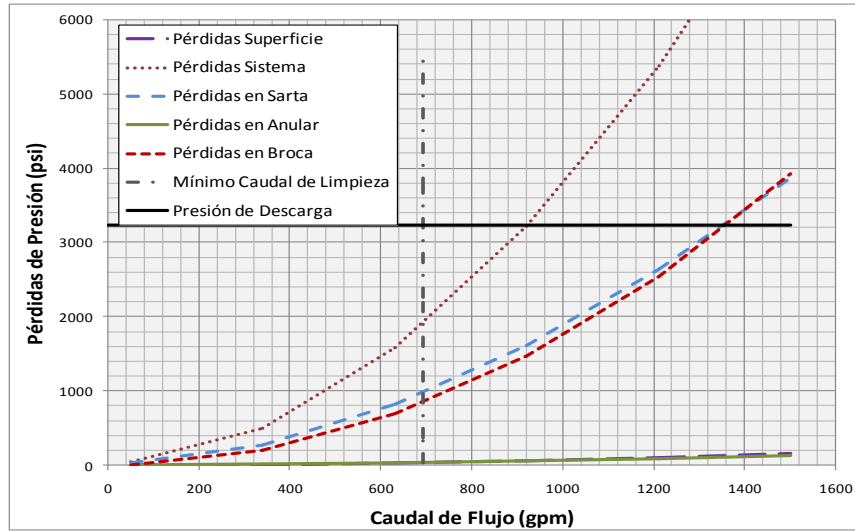


Fuente: Autores

Optimización por fuerza de impacto. Para optimización por fuerza de impacto se obtuvo que el TFA de la broca debe ser igual a 0.706 in^2 con un caudal óptimo de 928.3 gpm y una fuerza de impacto máxima de 1887.1 lbs_f. Al usar bombas con diámetro de camisa de 6 1/2", se requerirían 1844 hp para lograr la optimización, por lo tanto son necesarias dos bombas 1300 HP operando a 95 SPM. Implementando 4 boquillas de 12/32" y 2 de 13/32", se realiza un nuevo cálculo de las pérdidas de presión en el sistema (figura 65).

Los resultados de las pérdidas muestran que el caudal optimizado podría ser reducido disminuyendo la presión de descarga de la bomba. Se podría usar la misma bomba de 1300 hp con una camisa de 7 pulgadas, la cual ofrece una presión de descarga de 2789 psi. Con la disminución de la presión de descarga, se obtiene un nuevo valor de caudal optimizado de 854.2 gpm, para el cual se usarían dos bombas operando a razón de 75 SPM.

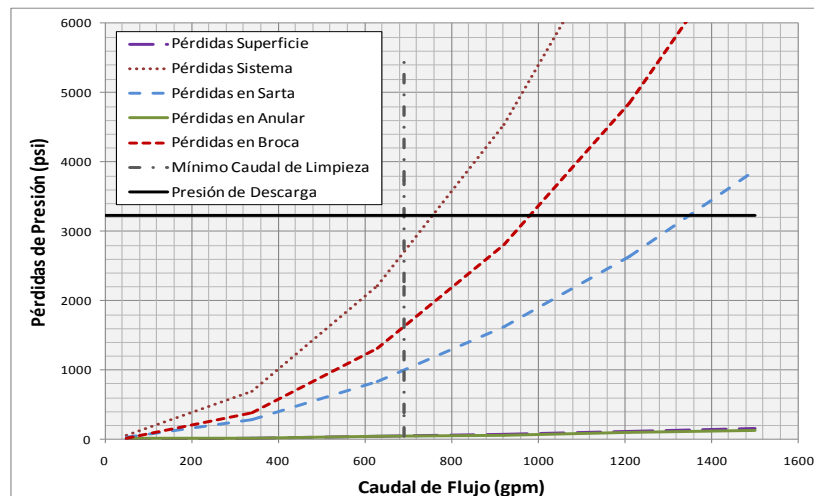
Figura 65. Optimización de las pérdidas por IF para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft



Fuente: Autores

Optimización por potencia hidráulica. Para optimizar por potencia hidráulica el TFA debe ser igual a 0.501 in^2 , con un caudal óptimo de 764.7 gpm, para obtener una potencia máxima de 888.22 hp en la broca. Se implementan 3 boquillas de $11/32''$ y 3 boquillas $10/32''$, y se evalúan de nuevo las pérdidas (figura 66). Para obtener el caudal optimizado de requiere que dos bombas de 1300 hp con camisa de $6 \frac{1}{2}''$, trabajen a razón de 78 SPM.

Figura 66. Optimización de las pérdidas por HP para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft

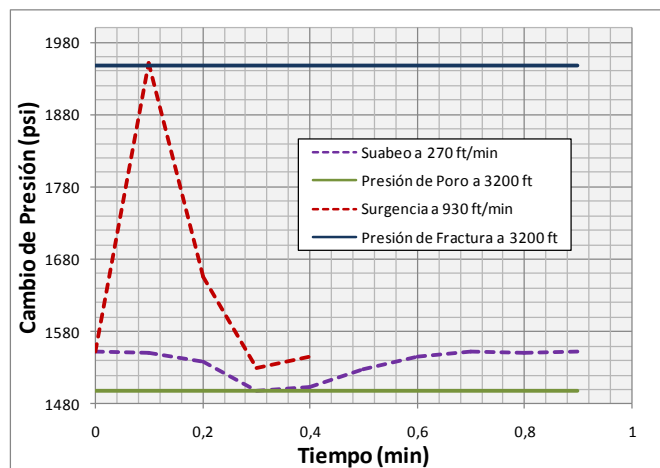


Fuente: Autores

f) *Presiones de Suabeo y Surgencia*

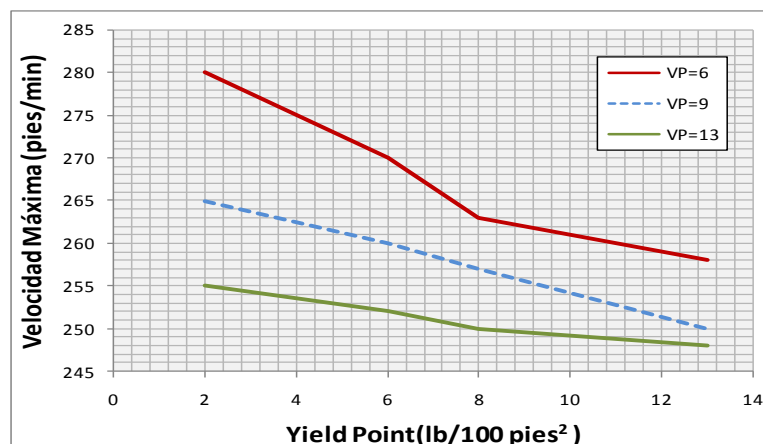
Los cálculos de presiones de suabeo y surgencia, son útiles para determinar la velocidad máxima de viaje cuando se retira o introduce tubería en el pozo, teniendo en cuenta los límites de presión (presión de poro y fractura). La longitud de viaje para los cálculos fue de 90 pies. La figura 67 ilustra un delta de presión de 55 psi entre la presión de poro y la hidrostática del fluido; este delta se alcanza con una velocidad de 270 ft/min. Para surgencia el delta de presión es de 390 psi y se alcanza con 930 pies /min.

Figura 67. Presión de Surgencia y Suabeo para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft



Fuente: Autores

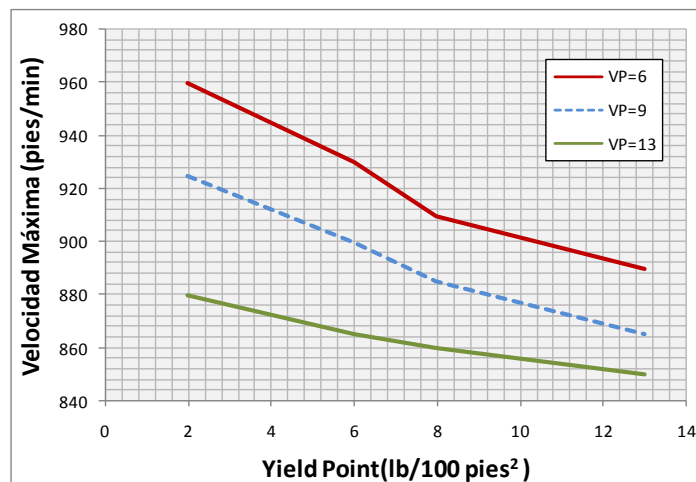
Figura 68. Sensibilidad de suabeo en función de la VP y el YP para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft



Fuente: Autores

La figura 68 ilustra el efecto de la viscosidad plástica y el yield point sobre las velocidades máximas de suabeo. Los resultados muestran que un aumento en el yield point o la viscosidad plástica del fluido, genera una disminución en la velocidad máxima para suabeo, debido al efecto del aumento de las fuerzas de atracción entre moléculas. La sensibilidad de surgencia también muestra el mismo comportamiento (figura 69).

Figura 69. Sensibilidad de surgencia en función del YP y la VP para el intervalo de corazonamiento de 2800 a 3200 ft



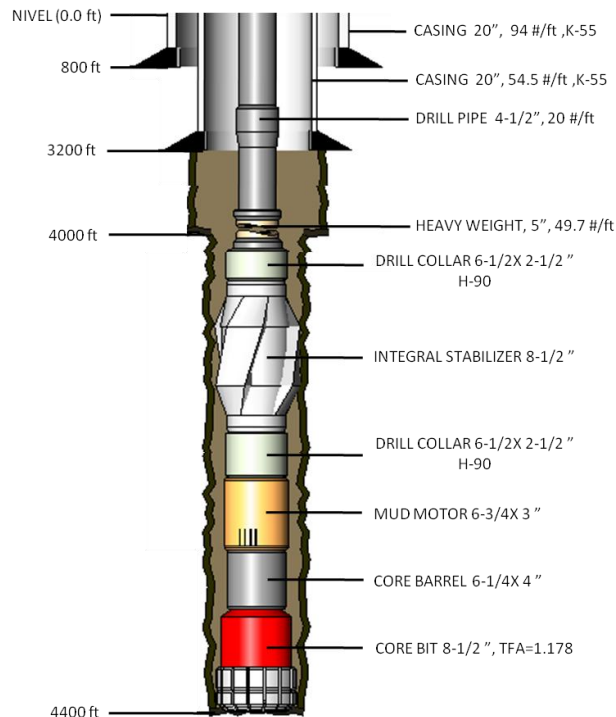
Fuente: Autores

Cabe destacar que las velocidades obtenidas para los dos tipos de operación, son condiciones ideales, y por lo tanto debe realizarse un análisis de los resultados obtenidos con el software y las condiciones reales recomendadas en campo, cuyas velocidades son más bajas.

5.5 INTERVALO DE CORAZONAMIENTO DE 4000 A 4400 PIES.

Un esquema de la configuración de la sarta (descripción detallada en el Anexo B) y el completamiento propuestos se presentan en la figura 70, la broca tiene un total de 6 boquillas de 16/32" (TFA = 1.178 in²). Las bombas a usar son bombas triplex Continental de 1300 HP con diámetro de camisa de 7 pulgadas, la cual ofrece una presión de descarga de 2789 psi.

Figura 70. Estado Mecánico y configuración de la sarta del pozo ANH–PATIA–1-ST–P para el intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 pies)



Fuente: Modificado de Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

a) *Análisis de Sensibilidad de las Propiedades Reológicas.*

Para seleccionar las propiedades del lodo óptimas, se tomaron lecturas en un rango de Yield Point (YP) y viscosidad plástica (VP) para lodos base agua en función de la densidad (9.63 Lbs/gal) del fluido.

La tabla 15 muestra la selección de los valores óptimos de YP y VP en función del caudal mínimo de limpieza de pozo y las pérdidas de presión. El caudal mínimo de limpieza del pozo (424.9 gpm), es constante en todo el rango de yield point, este comportamiento muestra que es mayor el efecto de la densidad sobre la limpieza del pozo, que el de las propiedades reológicas. Para la selección del yield point se tomó un valor intermedio igual a 6 lb/100 pies², mientras que para la viscosidad plástica se tuvo en cuentas las pérdidas de presión del sistema, por lo tanto se seleccionó la viscosidad plástica de 6 cP.

Tabla 15. Resultados de sensibilidad de yield point y viscosidad plástica para el intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 pies)

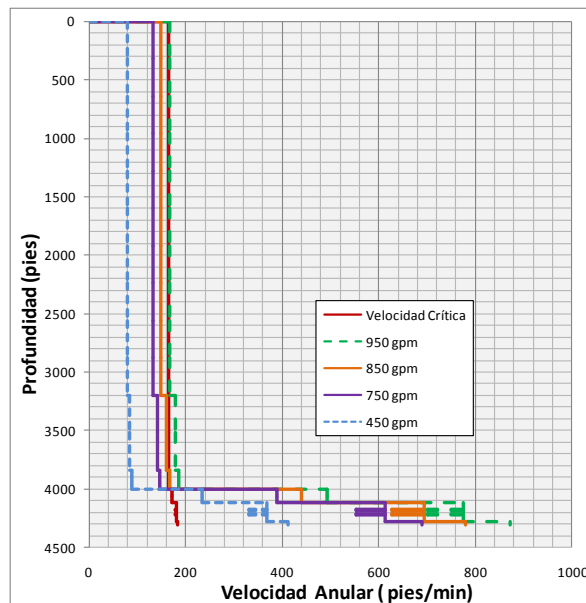
VP	6	10	14
YP (Lbs/100 ft ²)	Caudal Mínimo de Limpieza Q _{min} (GPM)		
2,8	424,9	424,9	424,9
4	424,9	424,9	424,9
5	424,9	424,9	424,9
6	424,9	424,9	424,9
8	424,9	424,9	424,9
12	424,9	424,9	424,9
Q _{min} =424,9 gpm	Pérdidas de Presión en el Sistema (psi)		
VP	6	10	14
YP = 6 Lbs/100 ft ²	800	880	950

Fuente: Autores

b) Régimen de Flujo en las Secciones del Pozo

La grafica 71 muestra el perfil de velocidad del fluido en el anular para varios caudales seleccionados aleatoriamente en un amplio rango. Los resultados muestran que a partir de un caudal de flujo igual a 950 gpm, se presenta flujo turbulento en todas las secciones del pozo. Con un caudal de 850 gpm se presentaría flujo laminar hasta 3200 pies, a profundidades mayores el flujo es turbulento. Para galonajes entre 750 gpm y 450 gpm se presenta flujo turbulento solamente en la sección de corazonamiento.

Figura 71. Velocidad anular del intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 ft)

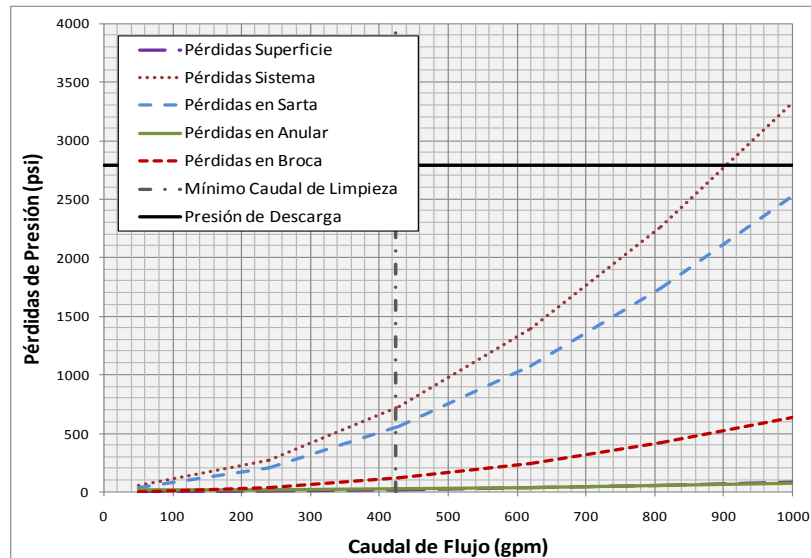


Fuente: Autores

c) Pérdidas de Presión en el Sistema

Los cálculos de las pérdidas de presión en cada uno de los componentes del sistema (Figura 72), muestran que la mayoría de la energía está siendo consumida por la sarta, por lo tanto el sistema debe ser optimizado.

Figura 72. Pérdidas de presión del intervalo de corazonamiento (4000–4400 ft)

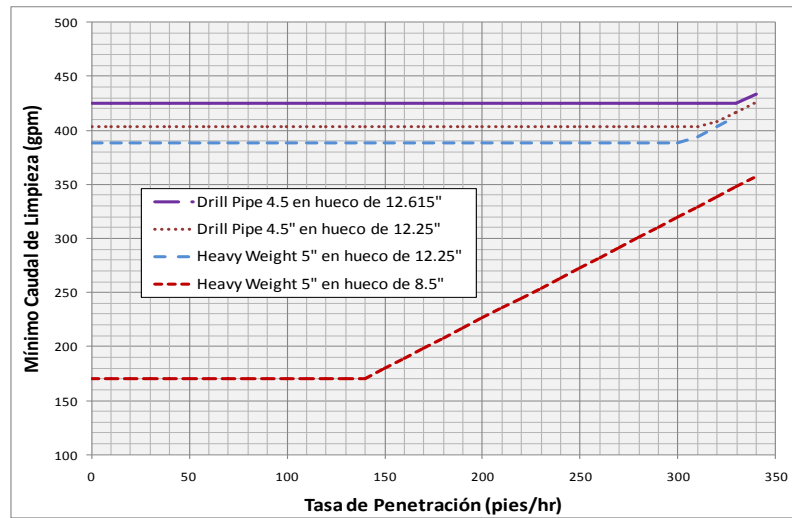


Fuente: Autores

d) Caudal Mínimo de Limpieza y EDC

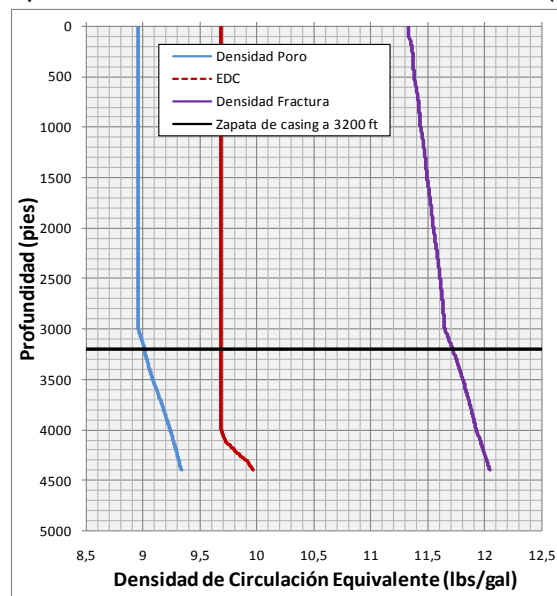
La figura 73 representa el caudal mínimo de limpieza en función de la tasa de penetración (ROP) y la geometría del pozo. Esta figura indica que, hasta un ROP de 140 pies/hr la sección del hueco de 8.5 pulgadas se limpiaría efectivamente con un caudal de 171.3 gpm. Pero, debido a la geometría del pozo el caudal mínimo para limpiar la zona con diámetro de 12.615" es de 424.9 gpm, siendo este el caudal de limpieza mínimo para todo el pozo. Con caudales inferiores al de limpieza del pozo se empiezan a formar acumulaciones de ripios en las zonas de mayor diámetro, lo cual puede generar problemas operacionales posteriores. La figura 74 representa la densidad de circulación equivalente para este intervalo de corazonamiento, en función del caudal mínimo de limpieza.

Figura 73. Caudales de limpieza del intervalo de corazonamiento (4000 – 4400)



Fuente: Autores

Figura 74. ECD para el intervalo de corazonamiento (4000 – 4400 ft).

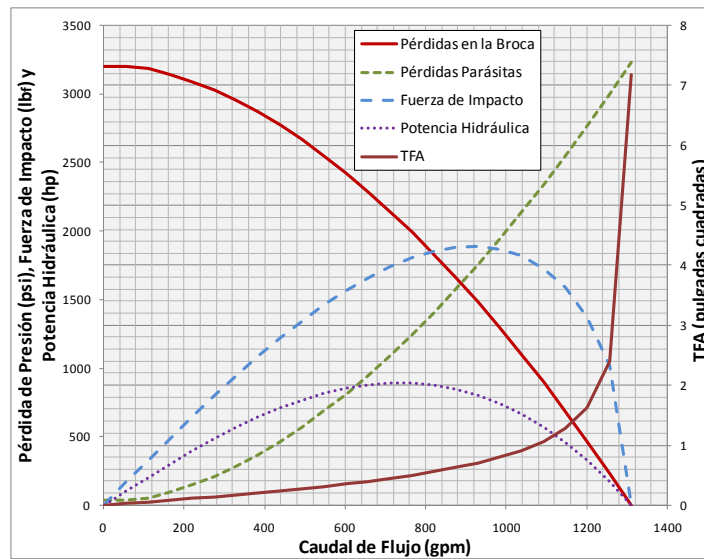


Fuente: Autores

e) *Optimización de la hidráulica*

Con el objetivo de disminuir las pérdidas parásitas en el sistema, se optimiza la hidráulica por fuerza de impacto (IF) o potencia hidráulica (HP), para hacer un mejor uso de la energía en el pozo. La figura 75 muestra las curvas de optimización por los dos métodos.

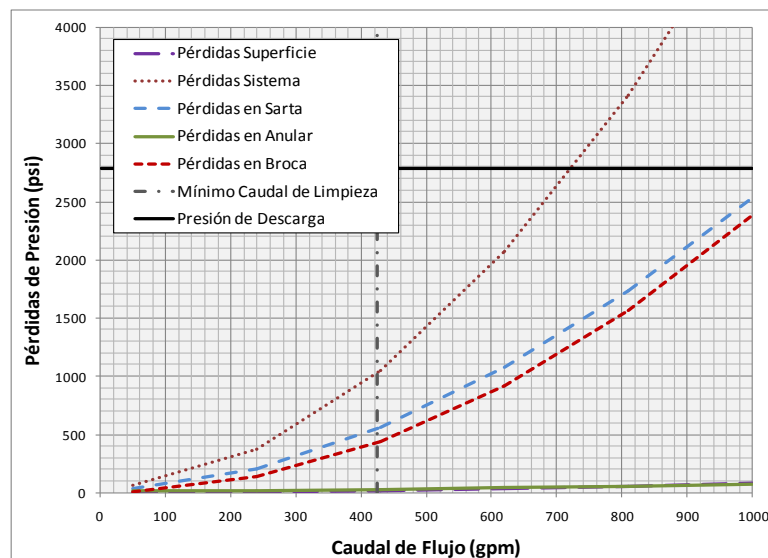
Figura 75. Optimización de la hidráulica para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft



Fuente: Autores

Optimización por fuerza de impacto. Para optimización por impacto de fuerza se obtuvo que el TFA de la broca debe ser igual a 0.610 in^2 con un caudal óptimo de 731 gpm y una fuerza de impacto máxima de 1402 lbs_f . Implementando 3 boquillas de $12/32''$ y 3 de $13/32''$, se realiza un nuevo cálculo de las pérdidas de presión en el sistema (figura 76).

Figura 76. Optimización de las pérdidas por IF para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft



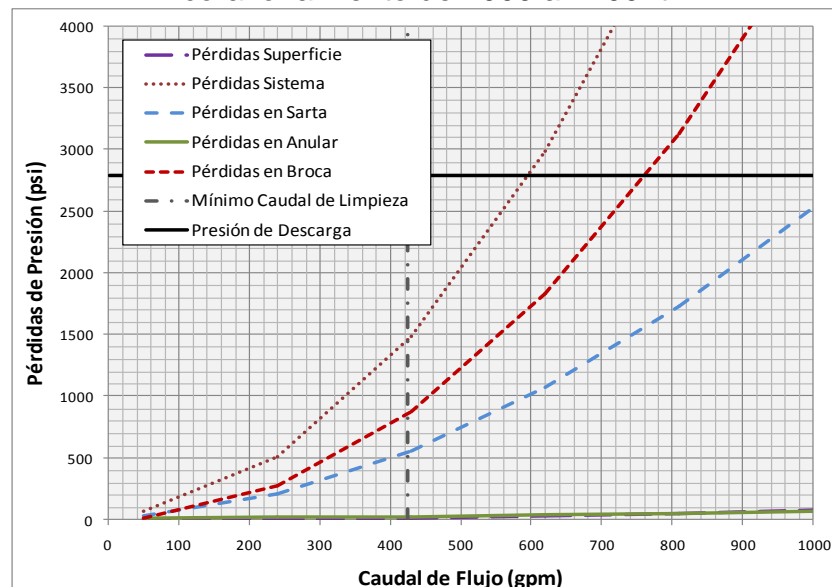
Fuente: Autores

Los resultados muestran que si se optimiza por fuerza de impacto, se podría cambiar la bomba a una de menor potencia, pues la bomba de 1300 HP con máximo diámetro de camisa de 7 pulgadas da una presión de descarga de 2789 psi, y donde se tuviese una presión de descarga menor se podría ahorrar energía en el sistema.

Con disponibilidad de bombas de 1300 HP usando diámetros de camisa de 7", se requieren usar solamente 1252.4 hp; por lo tanto con una sola bomba operando a 128 SPM se ofrece el caudal óptimo requerido por el sistema bajo estas condiciones.

Optimización por potencia hidráulica. Para optimizar por potencia hidráulica el TFA debe ser igual a 0.433 in^2 , con un caudal óptimo de 602.2 gpm, para obtener una potencia máxima de 979.68 hp en la broca. Se implementan 4 boquillas de $10/32"$ y 2 boquillas $9/32"$, y se evalúan de nuevo las pérdidas (figura 77). Para este intervalo también se podría buscar una bomba con una presión de descarga inferior. Una bomba 1300 HP con diámetro de camisa de 7", operando a 106 SPM ofrece el caudal óptimo para potencia hidráulica.

Figura 77. Optimización de las pérdidas por HP para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft

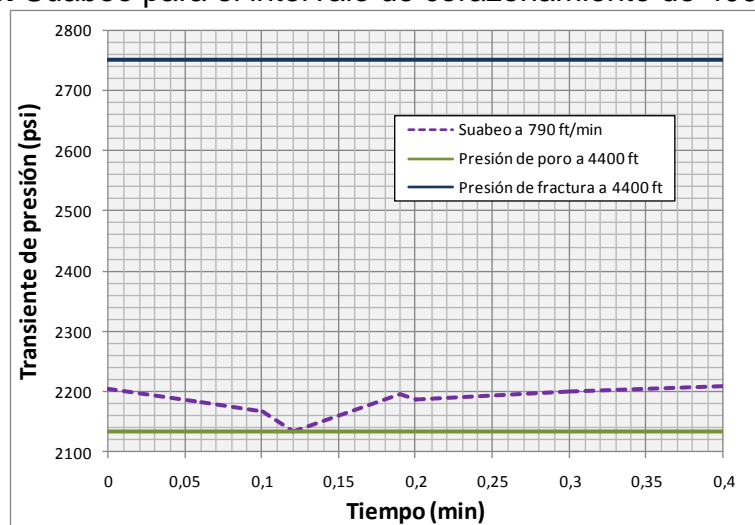


Fuente: Autores

f) *Presiones de Suabeo y Surgencia*

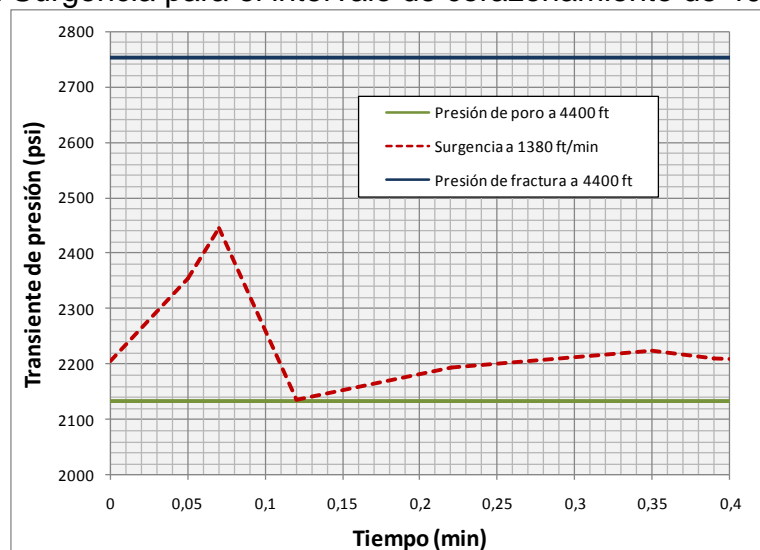
El control de la intrusión de fluidos en el pozo o del fracturamiento de la formación, se realiza determinando la velocidad máxima de viaje de la sarta introduciendo o sacando tubería, en función del transiente de presión generado por el movimiento de la tubería en surgencia y suabeo. La figura 78 ilustra un delta de presión de 70 psi entre la presión de poro y la hidrostática del lodo, el cual se alcanza con una velocidad máxima de 790 ft/min para suabeo.

Figura 78. Suabeo para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft



Fuente: Autores

Figura 79. Surgencia para el intervalo de corazonamiento de 4000 a 4400 ft



Fuente: Autores

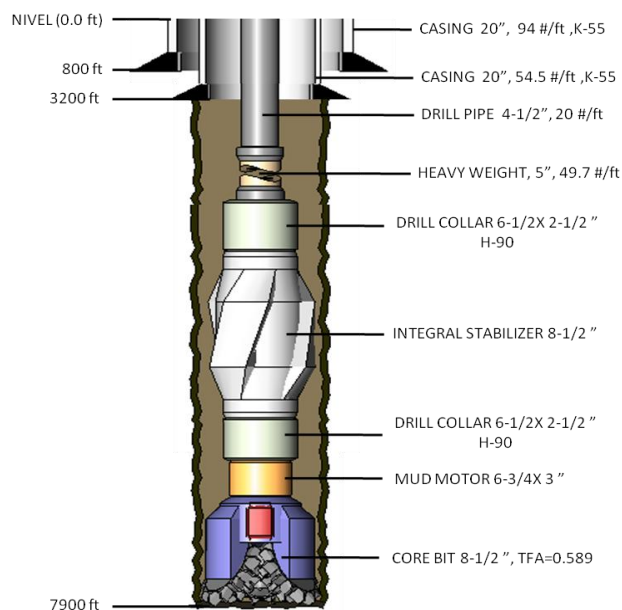
La figura 79 ilustra el delta de presión para surgencia de 546 psi, pero el efecto de descompresión del fluido genera un transiente de presión opuesto, que limita la surgencia con la presión de poro (2134 psi) en la zapata del casing. El transiente de presión entre la hidrostática y la de poro se logra con una velocidad de 1380 pies ft/min en surgencia.

Cabe destacar que las velocidades obtenidas para los dos tipos de operación, son condiciones ideales, y por lo tanto debe realizarse un análisis de los resultados obtenidos con el software y las condiciones reales recomendadas en campo, cuyas velocidades son más bajas.

5.6 INTERVALO DE PERFORACIÓN DE 3200 A 7900 PIES.

El esquema del completamiento y la configuración de la sarta (descripción detallada en el Anexo B) se presentan en la figura 80, la broca tiene un total de 3 boquillas de 16/32" (TFA = 0.589 in²). Las bombas a usar son bombas triplex Continental de 1300 HP con camisa de 7 pulgadas, la cual ofrece una presión de descarga de 2789 psi.

Figura 80. Estado Mecánico para el intervalo de perforación (3200–7900 pies)

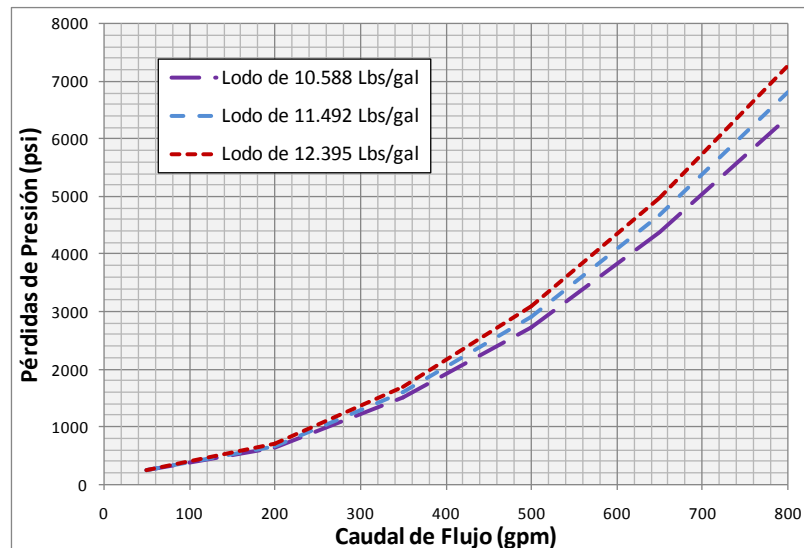


Fuente: Modificado de Halliburton-Landmark, Well Planning, WELLPLAN

a) *Análisis de Sensibilidad de las Propiedades Reológicas.*

La selección de la densidad que ofrezca menores pérdidas de presión se realizó tomando constantes las propiedades reológicas del lodo (VP=14 cP y YP=16 Lbs/100 pies²), para el rango de densidad (10.588 – 12.395 Lbs/gal). La figura 81 muestra que el lodo de 10.588 Lbs/gal ofrece menores pérdidas en el sistema, el criterio de los caudales mínimos no se tuvo en cuenta, debido a que el cambio es pequeño. Para el lodo de 10.588 Lbs/gal el caudal de limpieza fue 419.4 gpm, para el lodo de 11.492 Lbs/gal fue 414.2 gpm y para 12.395 Lbs/gal fue de 409 gpm respectivamente.

Figura 81. Sensibilidad de densidad para el intervalo (3200-7900 ft)



Fuente: Autores

Para seleccionar las propiedades del lodo óptimas, se tomaron lecturas de las figuras 1 y 2, de yield point (YP) y viscosidad plástica (VP) en función de la densidad (10.588 Lbs/gal) del fluido para este intervalo de perforación. La tabla 16 muestra que el caudal mínimo de limpieza es constante en todo el rango de yield point, esto se debe al efecto marcado de la densidad sobre el caudal de limpieza. La viscosidad plástica de 8 cP, ofrece menores pérdidas de presión en el sistema, por lo tanto este valor es seleccionado junto con el yield point de 5 Lbs/100 ft².

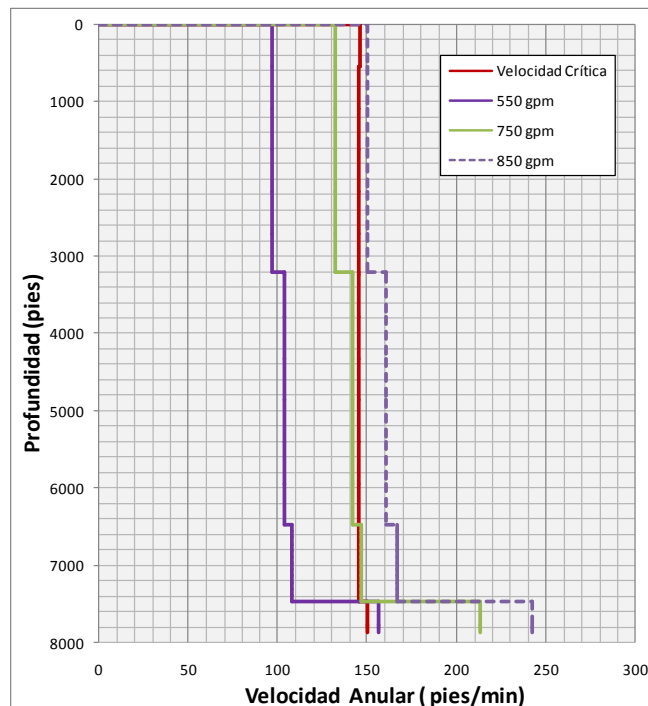
Tabla 16. Resultados de sensibilidad de yield point y viscosidad plástica para el intervalo de perforación (3200 – 7900 pies)

VP	8	13	17
YP	Q _{mín} (GPM)	Q _{mín} (GPM)	Q _{mín} (GPM)
4	419,4	419,4	419,4
5	419,4	419,4	419,4
6	419,4	419,4	419,4
10	419,4	419,4	419,4
20	419,4	419,4	419,4
Q _{mín} =424,9 gpm	Pérdidas de Presión en el Sistema (psi)		
VP	8	13	17
YP = 5 Lbs/100 ft ²	1900	2050	2200

Fuente: Autores

b) Régimen de Flujo en las Secciones del Pozo

Figura 82. Velocidad anular para el intervalo de perforación (800–3200 ft)



Fuente: Autores

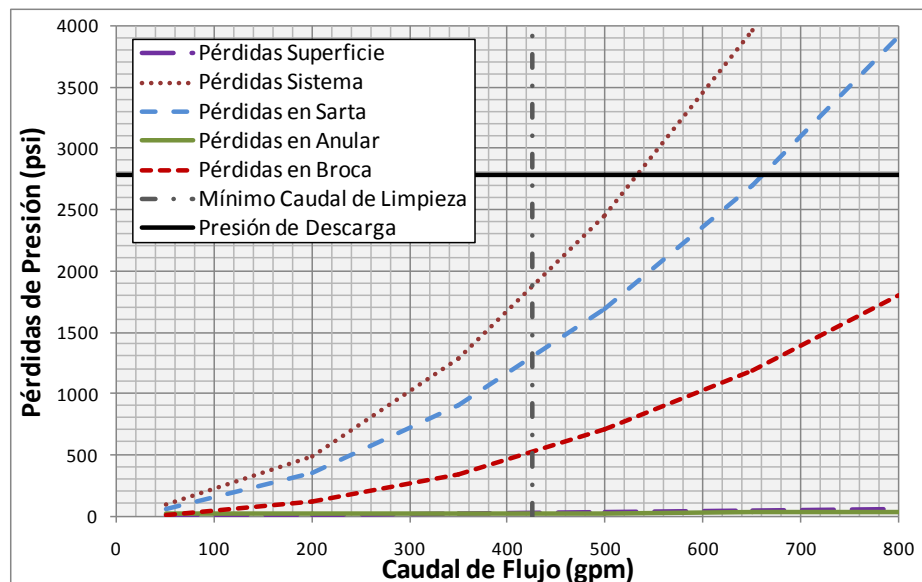
Al tomar aleatoriamente valores de caudal de flujo con el fin de determinar el perfil de velocidad en el anular que cada uno genera, se puede definir el régimen de flujo en cada sección del pozo. Los resultados (figura 82), muestran que para caudales iguales o mayores a 850 gpm se presenta flujo turbulento en

todas las secciones del pozo. Para caudales inferiores a 550 gpm se presenta flujo laminar en todas las secciones del hueco.

c) *Pérdidas de Presión en el Sistema*

Los resultados de pérdidas de presión en cada uno de los componentes del sistema para este intervalo (Figura 83), muestran que existe muchas pérdidas parásitas en el sistema, especialmente en la sarta.

Figura 83. Pérdidas de presión en el sistema para el intervalo (3200–7900 ft)

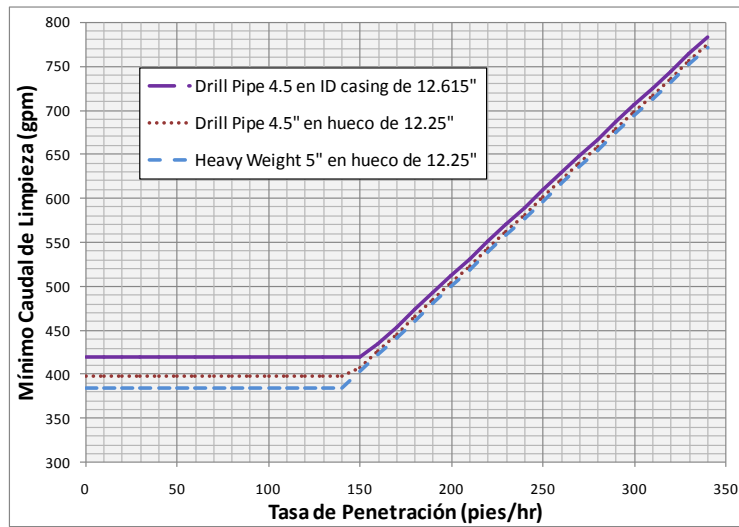


Fuente: Autores

d) *Caudal Mínimo de Limpieza y EDC*

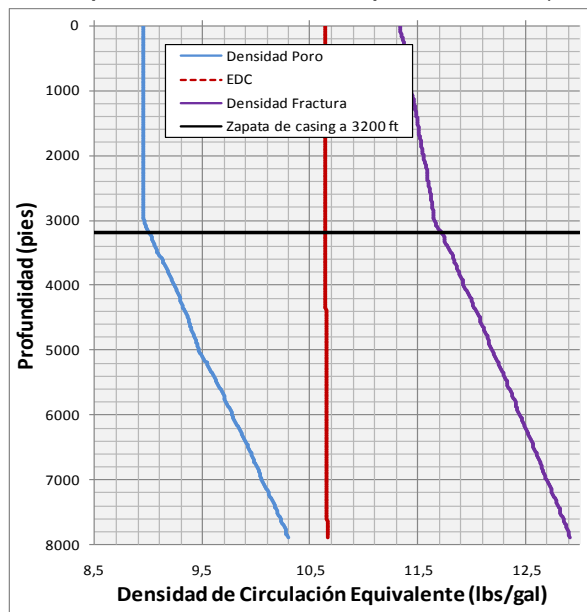
La figura 84 representa el caudal mínimo de limpieza en función de la tasa de penetración (ROP) y la geometría del pozo, e indica que hasta un ROP de 100 pies/hr el pozo se limpia efectivamente con un caudal de 419.4 gpm. La figura 85 representa la densidad de circulación equivalente a caudal mínimo de de limpieza (419.4 gpm).

Figura 84. Caudales de limpieza para el intervalo de perforación (800–3200 ft)



Fuente: Autores

Figura 85. ECD para el intervalo de perforación (3200–7900 ft)

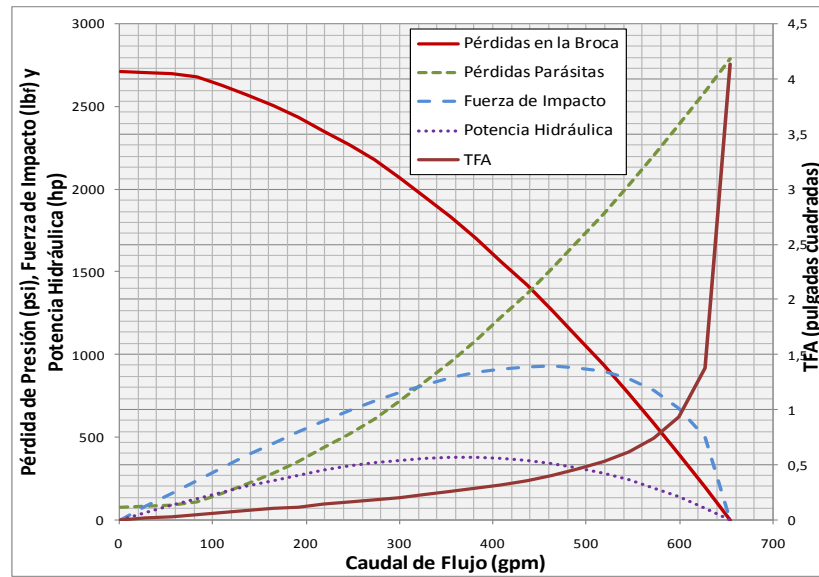


Fuente: Autores

e) Optimización de la hidráulica

Para lograr un equilibrio entre las pérdidas en la broca y presiones del sistema se optimiza la hidráulica por fuerza de impacto (IF) o potencia hidráulica (HP), como lo muestra la figura 86.

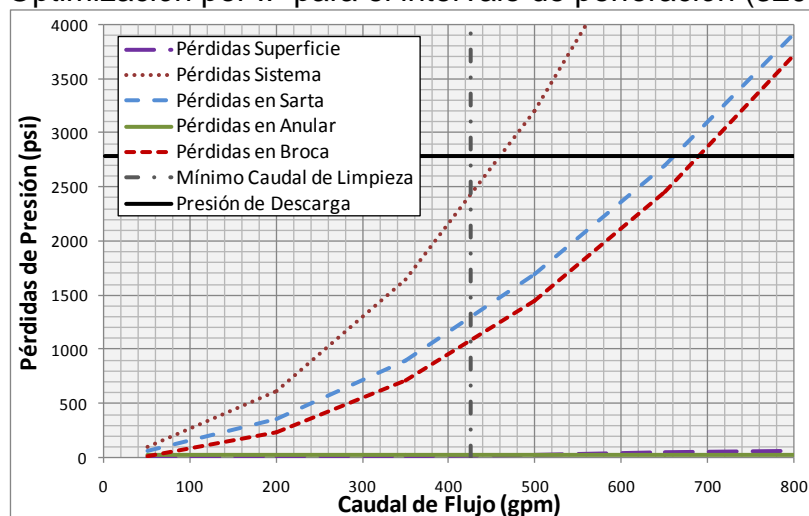
Figura 86. Optimización de la hidráulica del intervalo (3200–7900 ft)



Fuente: Autores

Optimización por fuerza de impacto. Para optimización por impacto de fuerza se obtuvo que el TFA de la broca debe ser igual a 0.410 in^2 con un caudal óptimo de 464 gpm y una fuerza de impacto máxima de 930.5 lbs_f . Implementando 1 boquilla de $14/32''$ y 2 de $13/32''$, se realiza un nuevo cálculo de las pérdidas de presión en el sistema (figura 87). Una bomba de 1300HP con diámetro de camisa de 7" se debe operar a 81 SPM dar un caudal de descarga de 464 gpm.

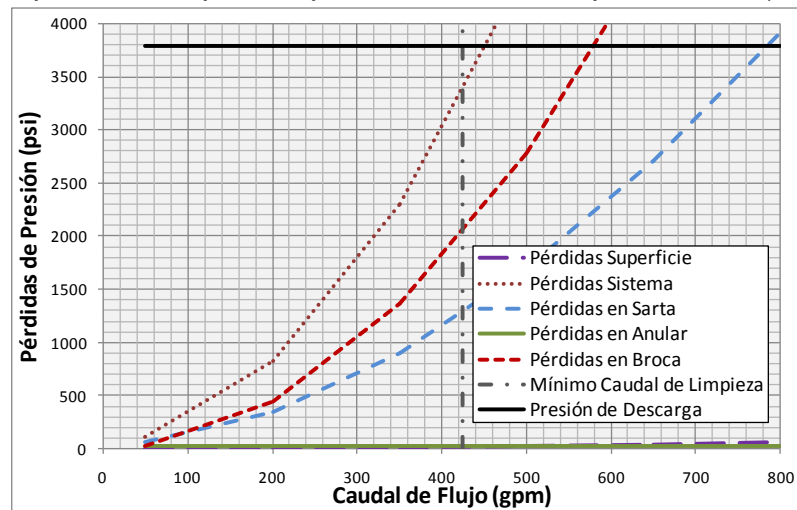
Figura 87. Optimización por IF para el intervalo de perforación (3200–7900 ft)



Fuente: Autores

Optimización por potencia hidráulica. Para optimizar por potencia hidráulica el TFA debe ser igual a 0.259 in^2 , con un caudal óptimo de 355.1 gpm, para obtener una potencia máxima de 379.68 hp en la broca. Al optimizar por potencia hidráulica, el caudal óptimo es menor al caudal de limpieza del pozo, por lo tanto se debe subir la presión de descarga de la bomba disminuyendo el diámetro de la camisa a 6 pulgadas (una vez sea seleccionado el criterio de optimización), con lo cual se obtiene una presión de descarga de 3791 psi. Al optimizar con la nueva camisa, se obtiene que el caudal optimizado por potencia es igual a 454.7 gpm, con una potencia en la broca de 615.61 hp. Al calcular las pérdidas optimizadas por HP se obtiene la figura 88. Bajo estas condiciones la bomba debe operar a 109 SPM, para ofrecer el caudal de descarga óptimo de 454.7 gpm.

Figura 88. Optimización por HP para el intervalo de perforación (3200–7900 ft)



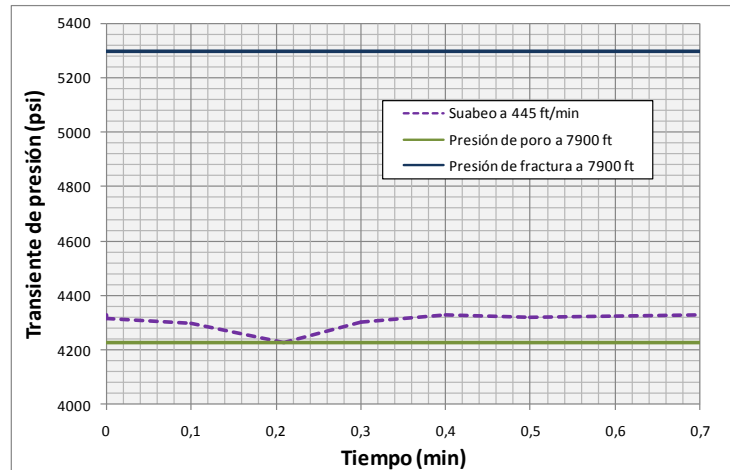
Fuente: Autores

f) Presiones de Suabeo y Surgencia

La figura 89 ilustra un delta de presión de 101.7 psi entre la presión de poro y la presión hidrostática del lodo; con una velocidad de 445 ft/min en suabeo se alcanza este delta. Para surgencia el límite de presión fue la presión de poro, porque a una velocidad de surgencia igual a 800 ft/min se genera un transiente

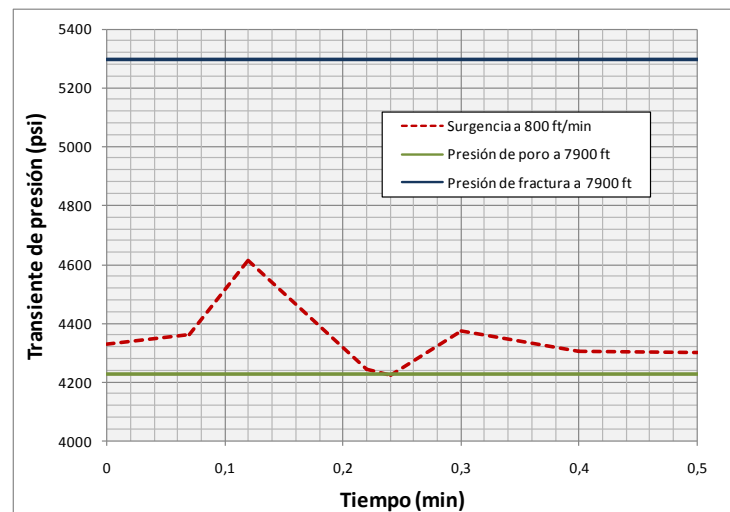
de presión opuesto que alcanza la presión de poro, como lo muestra la figura 89.

Figura 89. Presión de suabeo para el intervalo de perforación (3200–7900 ft)



Fuente: Autores

Figura 90. Presión de surgencia para el intervalo de perforación (3200–7900 ft)



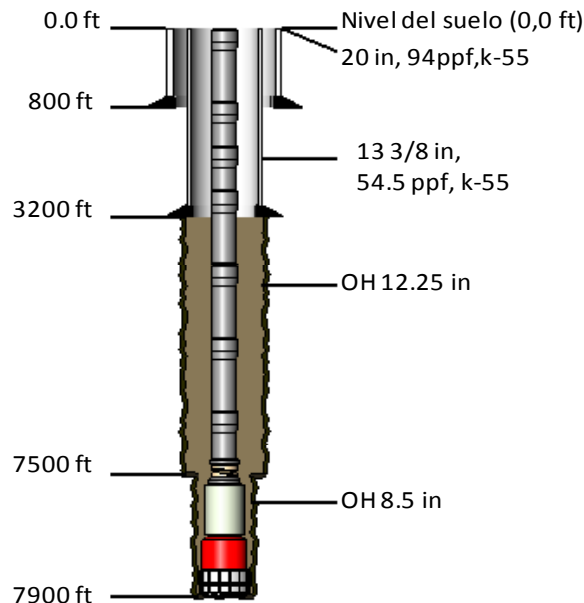
Fuente: Autores

Cabe destacar que las velocidades obtenidas para los dos tipos de operación, son condiciones ideales, y por lo tanto debe realizarse un análisis de los resultados obtenidos con el software y las condiciones reales recomendadas en campo, cuyas velocidades son más bajas.

5.7 INTERVALO DE CORAZONAMIENTO DE 7500 A 7900 PIES.

El estado mecánico del pozo a esta profundidad se puede apreciar en la figura 91, y la configuración de la sarta en el anexo B.

Figura 91. Estado mecánico del intervalo de corazonamiento (7500-7900 ft)



Fuente: Autores

Para el intervalo de corazonamiento, la densidad del fluido de perforación se tomó como la más baja dentro del rango de densidad establecido a partir del cálculo de las presiones de poro y fractura, con los factores de seguridad determinados anteriormente, se calculó una densidad mínima por encima de la densidad a presión de poro, con el fin de que la invasión del filtrado de lodo sea baja en el núcleo extraído, y las muestras sean representativas en cuanto a la presencia de fluidos originales en el yacimiento.

La densidad tomada para este intervalo fue de 10.581 ppg. Las propiedades reológicas seleccionadas para este lodo fueron tomadas a partir de analogías, gráficas para rangos de viscosidad plástica y yieldpoint a en función de la densidad del fluido de perforación (lodos base agua).

a) *Análisis de sensibilidad de las propiedades reológicas*

Como se puede observar en la tabla 17 con el cambio de la viscosidad plástica y el yield point para casi la totalidad de los datos reportados, el caudal mínimo de limpieza permanece constante a un valor de 419.4 gpm, de manera que para un lodo con una densidad de 10.581 ppg a las condiciones a las que este se encuentra, el efecto de la variación de la viscosidad plástica y el yieldpoint sobre el caudal mínimo de limpieza es nulo.

Tabla 17. Análisis de sensibilidad propiedades del lodo $\rho = 10.581$ ppg

VP(CP)	8	10	12	14	16	17
YP(1b/100ft**2)	Caudal mínimo de limpieza (gpm)					
4	425,8	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
5	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
6	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
7	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
8	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
9	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
10	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
12	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
14	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
16	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
18	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
20	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
22	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
23,7	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4	419,4
Caudal:419.4 gpm	Pérdida de presión en el sistema (psi)					
YP=5 (lb/100ft*2)	1800	1840	1900	1930	1970	2000
YP=23.7 (lb/100ft*2)	2000	2000	2060	2100	2150	2200

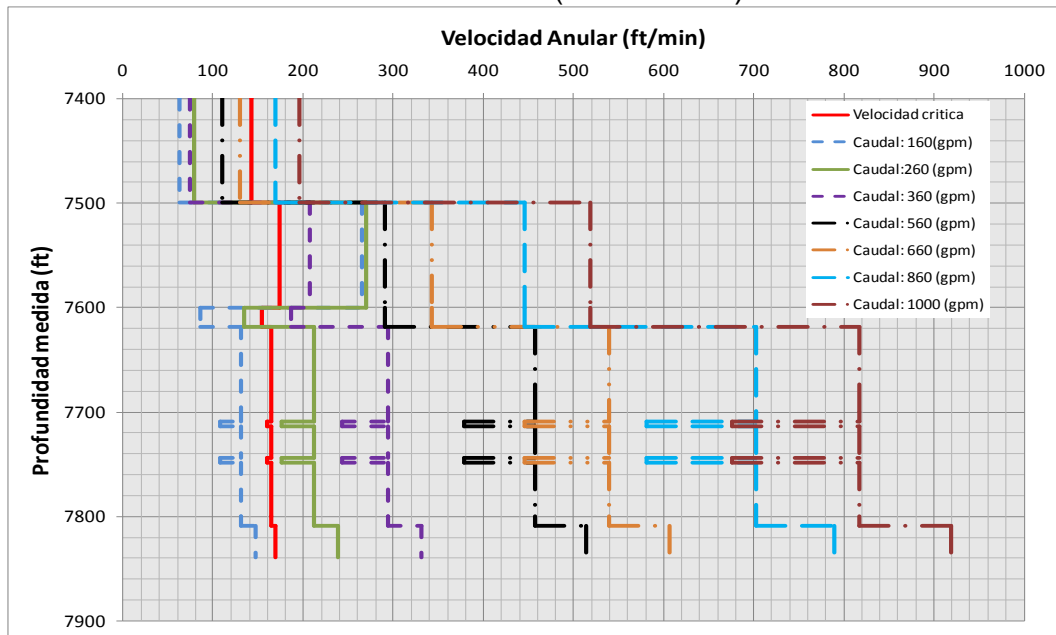
Fuente: Autores

Las propiedades de lodo con densidad de 10.581 ppg seleccionadas de acuerdo al análisis realizado anteriormente, debe tener una $VP=8cp$ y un $YP=5lb/100ft^2$, para obtener las pérdidas de presión en el sistema más bajas con respecto a los demás valores de viscosidad plástica y yieldpoint, estas pérdidas corresponden a 1800psi a un caudal mínimo de limpieza de 419.4 gpm.

b) *Régimen de Flujo en las Secciones del Pozo*

En toda la sección del pozo el régimen de flujo es laminar hasta 660 gpm por encima de la zona que se está corazonando. Para profundidades mayores, el régimen de flujo es turbulento, como se muestra en la figura 92.

Figura 92. Velocidad en el anular por profundidad de la sección, corazonamiento (7500-7900ft)



Fuente: Autores

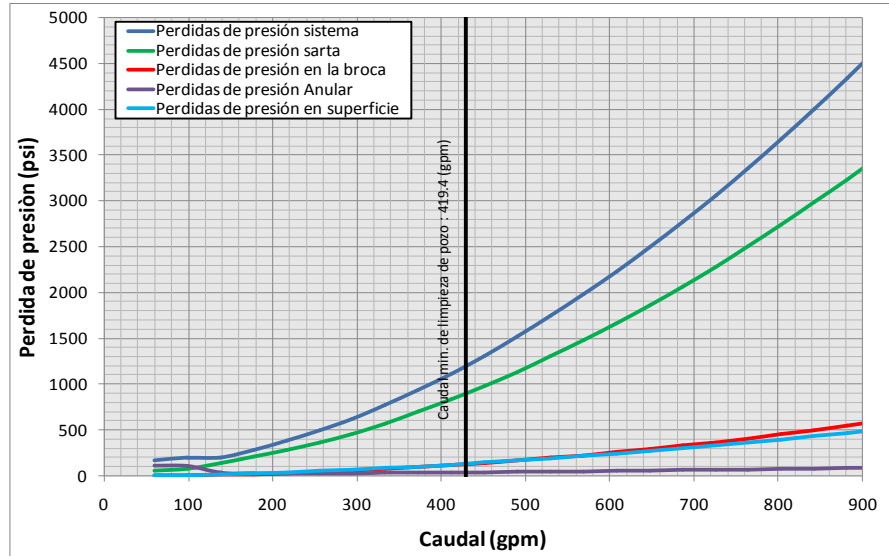
De la figura 92 se observa que para caudales de 160 gpm se obtiene régimen turbulento para una sección del intervalo de corazonamiento (7500-7600 ft), y luego se obtiene régimen laminar para toda la sección hasta 7900 ft con este caudal. Para un caudal por encima de 260 gpm el régimen de flujo para toda la sección del intervalo de corazonamiento es turbulento.

c) Pérdidas de Presión en el Sistema

Las pérdidas de presión más críticas para este intervalo de corazonamiento, corresponden a las pérdidas de presión producidas en la sarta de perforación, esto debido a la profundidad a la cual se está llevando a cabo la operación, y sin duda al cambio de la configuración de la sarta, por la inclusión del *core barrel* para la recuperación del núcleo, lo cual provoca mayores pérdidas de presión por fricción en la sarta.

La pérdida de presión en el sistema a caudal mínimo de limpieza (419 gpm), corresponde a 1200 psi, así que a medida que aumenta el caudal de flujo del lodo de perforación, las pérdidas aumentan considerablemente (Figura 93).

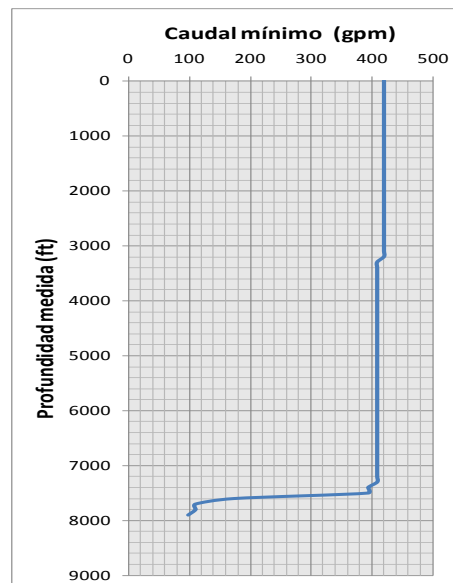
Figura 93. Pérdidas de presión del intervalo de corazonamiento (7500-7900ft)



Fuente: Autores

d) Caudal Mínimo de Limpieza y ECD

Figura 94. Caudal min. De limpieza por profundidad de pozo (0-7900ft)



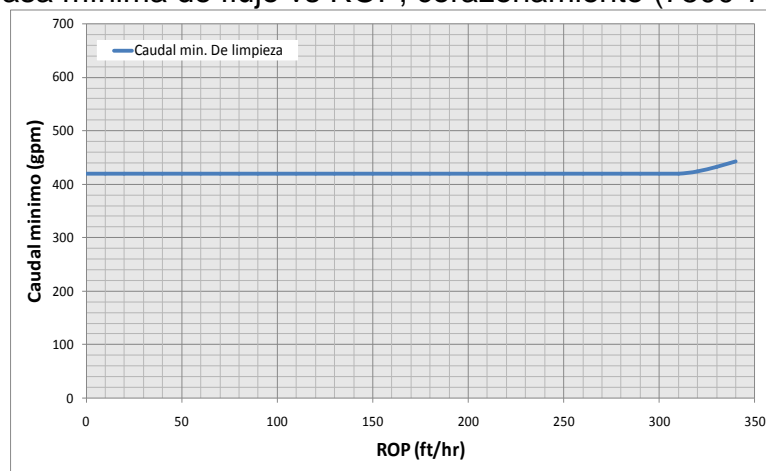
Fuente: Autores

El caudal mínimo de limpieza resulta ser el caudal más alto necesario para garantizar la limpieza del pozo en las profundidades someras (0-3000ft), para la zona de corazonamiento se observa un claro descenso del caudal mínimo de limpieza del pozo, lo cual de alguna manera podría ser positivo ya que se

estaría garantizando que no existirá pega del equipo de corazonamiento, durante la operación.

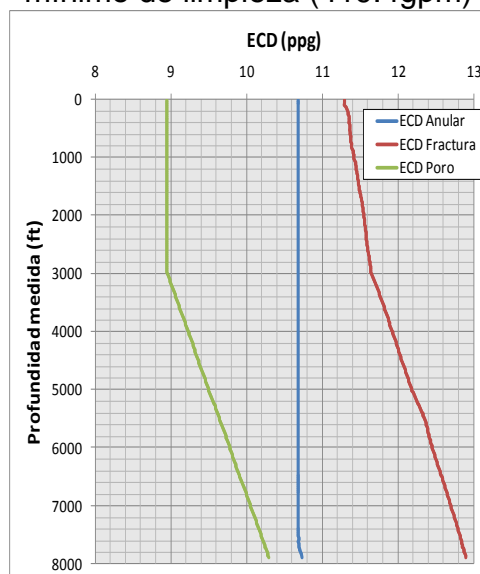
Tasa de penetración: De la figura 95 se deduce que para la perforación hasta 7900 ft la tasa de penetración puede aumentar, hasta unos 300 ft/hr y el caudal mínimo de limpieza permanece constante para toda la sección del pozo, es decir que al aumentar la tasa de penetración, el caudal mínimo de limpieza deja de ser un factor limitante durante la perforación del pozo.

Figura 95. Tasa mínima de flujo vs ROP, corazonamiento (7500-7900ft)



Fuente: Autores

Figura 96. Densidad Equivalente de Circulación (ECD) de 0-7900 ft a caudal mínimo de limpieza (419.4gpm)



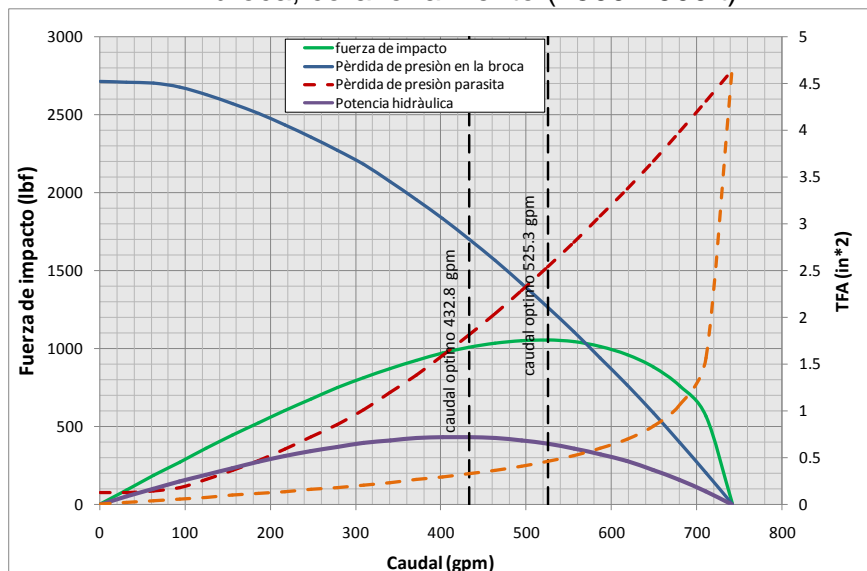
Fuente: Autores

Densidad equivalente de circulación (ECD): De la figura 96 se deduce que el fluido seleccionado y sometido a las condiciones de operación de corazonamiento se mantiene dentro del rango, entre la presión de poro y la presión de fractura, garantizando la estabilidad de la formación, sin fracturarlo. La ECD para esta sección corresponde a 10.68 ppg hasta una profundidad de 7520ft, para una profundidad mayor la ECD presenta ligeros incrementos hasta llegar a 10.73 ppg a una profundidad de 7900ft.

e) *Optimización de la hidráulica*

La figura 97. resume el resultado de la optimización de la hidráulica por ambos criterios de optimización, donde se puede determinar claramente cuáles son las pérdidas de presión parasitas y cuáles son las pérdidas de presión en la broca al caudal optimo de cada criterio, ya sea por fuerza de impacto (lbf) o por potencia hidráulica (hp).

Figura 97 Efecto del caudal sobre la pérdida de presión y la hidráulica de la broca, corazonamiento (7500-7900ft)



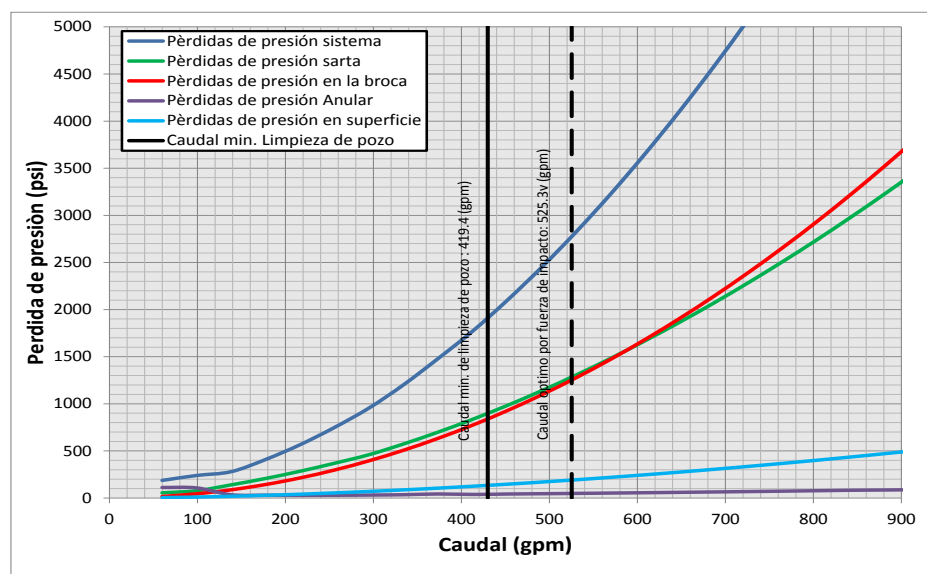
Fuente: Autores

La suma de las pérdidas de presión parasitas y las pérdidas de presión en la broca, por cualquier criterio, corresponden a la misma presión de descarga máxima de la bomba (2789 psi).

Por fuerza de impacto: Para la optimización de la hidráulica por fuerza de impacto el Área Total de Flujo (TFA) en la broca es de 0.461 in^2 (con dos boquillas de $11/32''$, dos de $10/32''$, y dos de $9/32''$) con un caudal óptimo de 525.3 gpm, que es el caudal con el que se obtiene mayor fuerza de impacto (1053.4 lbf), con esta fuerza se garantiza que los ripios formados en el frente de la broca durante la perforación sean lanzados hacia las paredes del pozo y posteriormente sean transportados hasta superficie.

Este caudal óptimo para obtener la mayor fuerza de impacto es mayor que el caudal mínimo de limpieza de pozo, por lo cual no existe ningún tipo de problema operacional, ya sea pega de tubería por la acumulación de ripios, u otro tipos de problemas ligados a la acumulación de ripios en el anular, ya que con este caudal se garantiza tanto la mayor fuerza de impacto como la limpieza del pozo; sin embargo se debe tener en cuenta que para la operación de corazonamiento se recomienda manejar caudales que deben ser relativamente bajos (200-300 gpm), de manera que se debe mantener un equilibrio para obtener la mayor tasa de penetración posible, a la vez que se mantiene la limpieza del pozo y no se afecta la representatividad del núcleo por invasión de fluidos no nativos (filtrado de lodo).

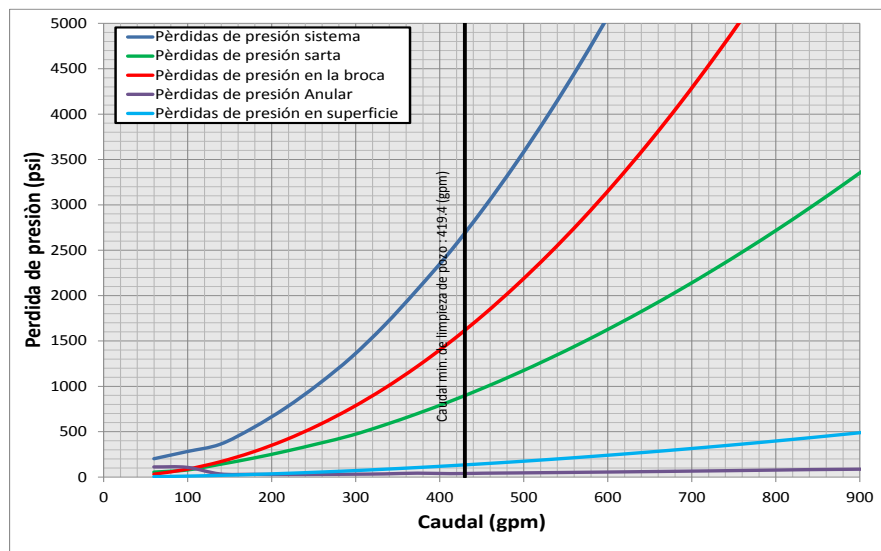
Figura 98. Pérdidas de presión por fricción, fuerza de impacto (7500-7900ft)



Fuente: Autores

Por potencia hidráulica: La optimización de la hidráulica por potencia establece un mayor gasto de energía en la broca, esto con el fin de aumentar la tasa de penetración con la máxima potencia que puede ofrecer la broca; para este criterio el Área Total de Flujo (TFA) fue de 0.293 in^2 (con tres boquillas de $9/32''$, y tres de $8/32''$), con un caudal óptimo para obtener mayor potencia hidráulica (430.14 hp) de 432.8 gpm; con estas condiciones de operación se garantiza un aumento de la tasa de penetración debido a que con la máxima potencia obtenida a este caudal y TFA óptimo, no solo la broca realiza el trabajo de la perforación, también contribuye a esta tarea la potencia hidráulica del chorro que golpea el frente de la roca que va siendo perforada.

Figura 99. Pérdidas de presión por fricción, potencia hidráulica (7500-7900ft)



Fuente: Autores

El caudal óptimo para la potencia hidráulica es mayor que el caudal mínimo de limpieza de pozo, por lo que a la vez que se aumenta la tasa de penetración mediante este criterio de optimización de hidráulica, se garantiza que en la sección anular los recortes son transportados satisfactoriamente hacia la superficie.

Como se recomendó anteriormente se debe mantener un equilibrio entre los diferentes parámetros para obtener la mayor tasa de penetración posible, a la

vez que se mantiene la limpieza del pozo y no se afecta la representatividad del núcleo por invasión de fluidos no nativos (filtrado de lodo).

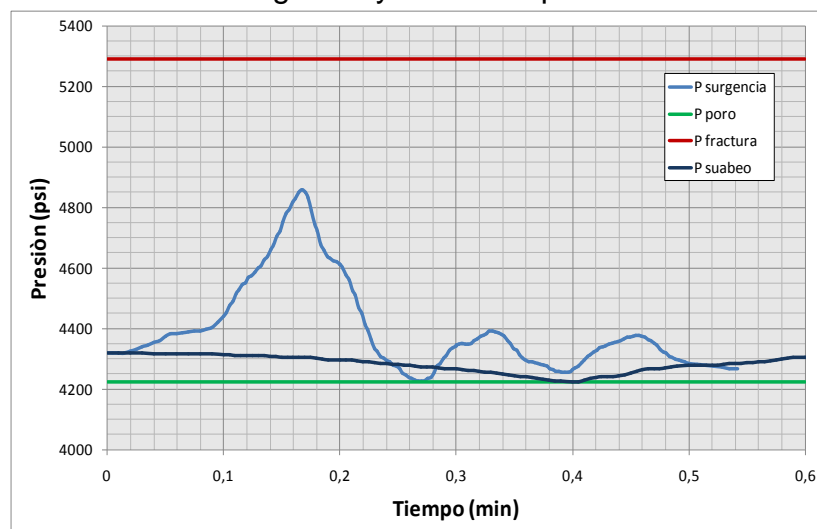
f) *Presiones de Suabeo y Surgencia*

Tanto para el cálculo de presión de suabeo y surgencia se estimo una velocidad máxima de viaje de la sarta, considerando un movimiento uniformemente acelerado, de manera que la presión resultante no sobrepasara la presión de fractura y no estuviera por debajo de la presión de poro, esto con el fin de garantizar la estabilidad del pozo y la integridad de la perforación.

Surgencia: Para el cálculo de la presión de surgencia se realizo con una velocidad de 830ft/min y una aceleración de $2.13ft/s^2$, la limitante para la velocidad en la operación de surgencia fue la presión de poro, el perfil de presión a esta velocidad se muestra en la figura 6.22.

Suabeo: Para el cálculo de la presión de suabeo se realizo con una velocidad de 260ft/min y una aceleración de $0.21ft/s^2$, la limitante para la velocidad en la operación de suabeo fue la presión de poro, el perfil de presión a esta velocidad se muestra en la figura 100.

Figura 100. Presiones de surgencia y suabeo a profundidad de interés (7900ft)



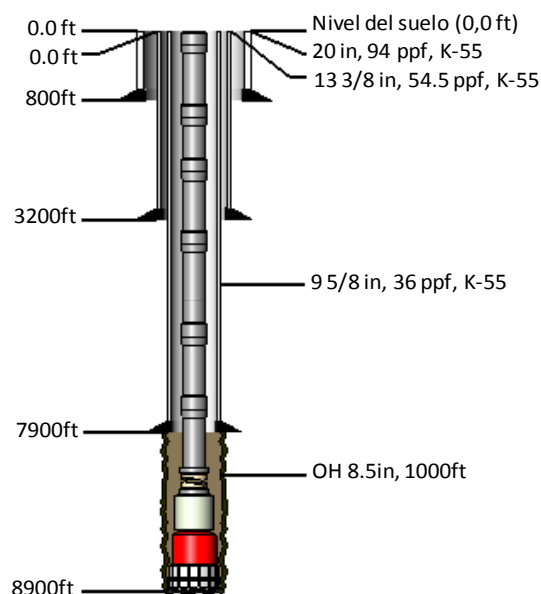
Fuente: Autores

Para el caso de suabeo y surgencia se observo que la limitante de presión fue la presión de poro; en condiciones normales las limitantes de presión varían de una operación a otra y a la profundidad en donde es hecho el análisis de variación.

Para presión de surgencia la profundidad de estudio para este caso sería la sección ubicada en el asiento o zapata del revestimiento a 3200 ft y la limitante sería la presión de fractura. Para presión de suabeo la profundidad de estudio para este caso sería la sección ubicada a 7900ft y la limitante sería la presión de poro. Sin embargo los resultados arrojados por el simulador muestran que para ambas operaciones las limitantes están en la presión de poro y las condiciones críticas a una profundidad de 7900ft, una razón para que esto suceda es el tipo de fluido seleccionado para la operación de corazonamiento, debido a que la densidad de este se encuentra ligeramente por encima de la presión de poro, por lo cual la limitante en la velocidad de viaje de la sarta para garantizar la estabilidad del pozo es la presión de poro.

5.8 INTERVALO DE CORAZONAMIENTO DE 8500 A 8900 PIES.

Figura 101. Estado mecánico intervalo de corazonamiento (8500-8900ft)



Fuente: Autores

La configuración de la sarta de perforación junto con su descripción, se encuentra en el anexo B.

La densidad tomada para este intervalo fue de 10.687 ppg, la densidad mínima ya calculada en la figura 31, teniendo en cuenta la presión de poro y fractura. Las propiedades reológicas seleccionadas para este lodo fueron tomadas a partir de analogías, graficas para rangos de viscosidad plástica y yieldpoint a determinada densidad para lodos base agua, como se hizo para el anterior intervalo de corazonamiento.

a) Análisis de sensibilidad de las propiedades reológicas

Como se puede observar en la tabla 18 con el cambio de la viscosidad plástica y el yield point, el caudal mínimo de limpieza permanece constante a un valor de 207.8 gpm, de manera que para un lodo con una densidad de 10.687 ppg a las condiciones a las que este se encuentra (configuración del pozo), el efecto de la viscosidad plástica y el yieldpoint sobre el caudal mínimo de limpieza es nulo.

Tabla 18. Análisis de sensibilidad propiedades del lodo $\rho = 10.687$ ppg

VP(CP)	8	10	12	14	16	18
YP(1b/100ft**2)	Caudal mínimo de limpieza (gpm)					
4,2	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
5	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
6	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
7	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
9	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
10	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
11	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
12	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
14	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
16	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
18	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
20	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
23	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8	207,8
Caudal:207,8 gpm	Pérdida de presión en el sistema (psi)					
YP=4,2 (lb/100ft*2)	450	470	490	520	535	550
YP=23 (lb/100ft*2)	620	640	670	7000	730	750

Fuente: Autores

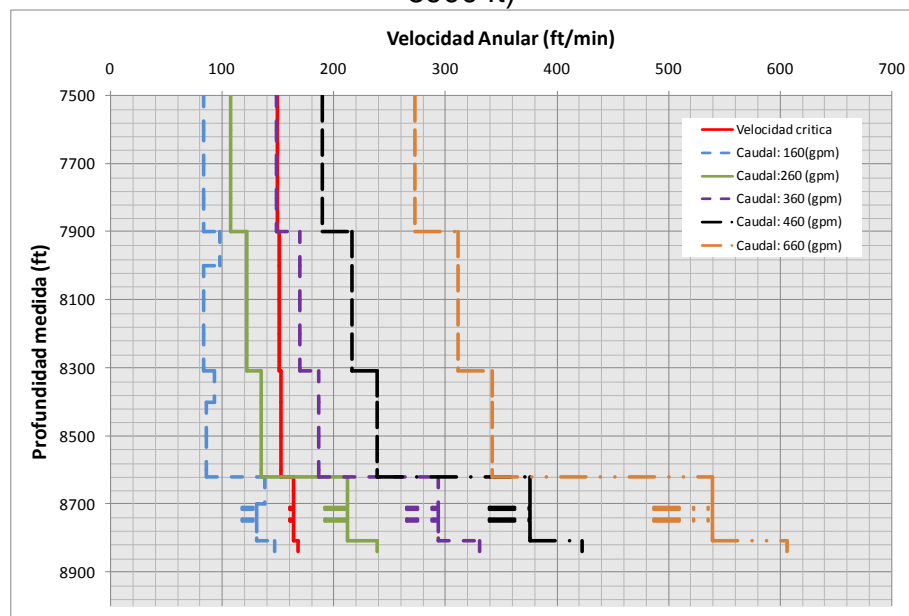
Las propiedades de lodo con densidad de 10.687 ppg, de acuerdo a los resultados obtenidos de pérdidas de presión, son más bajas para las

propiedades del lodo de, $VP=8CP$ y $YP=4.2$ (lb/100ft²), estas pérdidas de presión corresponden a 450psi al caudal mínimo de limpieza de 207.8gpm.

b) Régimen de Flujo en la Sección del Pozo

Ya definidas las propiedades reológicas del lodo (VP, YP), sigue el cálculo, o la determinación del régimen de flujo a diferentes tasas de bombeo, en la figura 102 se observa la velocidad critica, junto con diferentes velocidades, producidas a distintos caudales, dentro de un rango determinado.

Figura 102. Velocidad en el anular de la sección de corazonamiento (7500-8900 ft)



Fuente: Autores

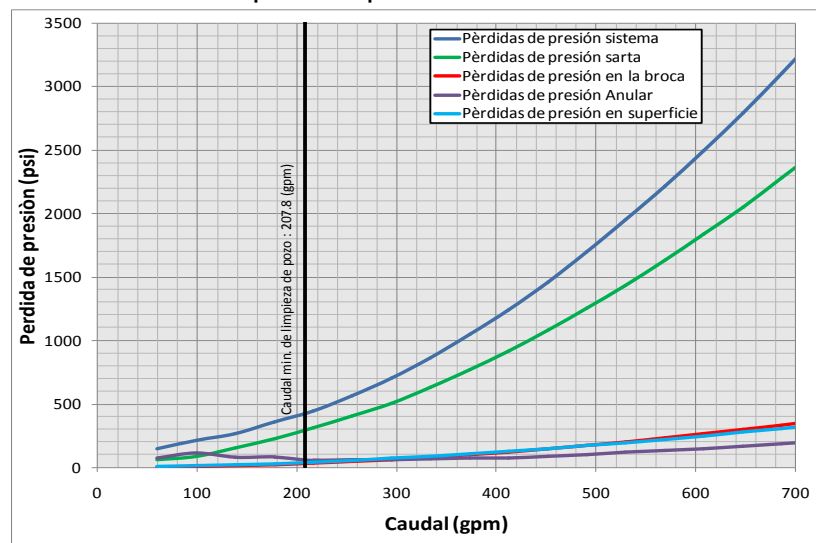
De los resultados obtenidos de la figura 102 se observa que el flujo es laminar en la sección de 0-7900 ft de profundidad, hasta un caudal máximo de 360 gpm. Para profundidades mayores a 7900 ft el régimen de flujo es diferente; ya para un caudal de 360 gpm el régimen de flujo es turbulento, y solo se tiene régimen de flujo laminar para caudales menores a unos 280 gpm. Para caudales de 260 gpm se obtiene régimen de flujo laminar hasta 8620 ft, después de esta profundidad el régimen es turbulento bajo este mismo caudal,

solo se tiene régimen laminar en toda la sección del pozo a un caudal inferior a unos 200 gpm.

c) *Pérdidas de Presión por fricción*

Estos resultados ya fueron obtenidos en el momento en que se realizó la sensibilidad de las propiedades reológicas, las pérdidas de presión obtenidas en la figura 103 corresponden a las pérdidas de presión por secciones del pozo (anular, sarta de perforación, equipos de superficie, broca), calculadas con las propiedades del lodo que ya habían sido definidas ($\rho = 10.687$, $VP=8$ cp, $YP=4.2$ Lbs/100 ft²). De la figura 103 lo más destacable es que la pérdida de presión por fricción en el sistema es de 425 psi, lo cual es relativamente bajo, y el gasto hecho por la bomba para garantizar la limpieza del pozo también lo es (207.8 gpm).

Figura 103. Pérdidas de presión para corazonamiento entre 8500-8900 ft



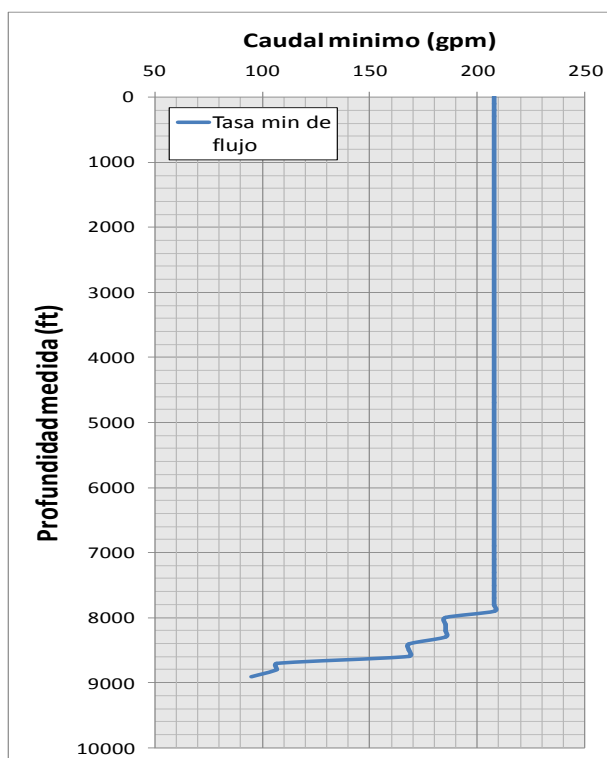
Fuente: Autores

d) *Caudal Mínimo de Limpieza y EDC*

La figura 104 ilustra el caudal mínimo de limpieza por profundidad del pozo hasta 8900ft, donde 207.8 gpm es la tasa de flujo más alta para garantizar que no ocurra la acumulación de ripios en todo el trayecto del pozo, haciendo un

análisis más detallado de la figura 105 y los resultados obtenidos, se tiene que para garantizar la limpieza del intervalo que se esta corazonando el caudal mínimo de limpieza es mucho más bajo, siendo de 168.1 gpm, esto permite que se manejen caudales bajos durante la operación de corazonamiento, para evitar el lavado del núcleo extraído, al tiempo que se garantiza una buena limpieza de la zona corazonada y no se presente atascamiento del equipo por la acumulación de ripios

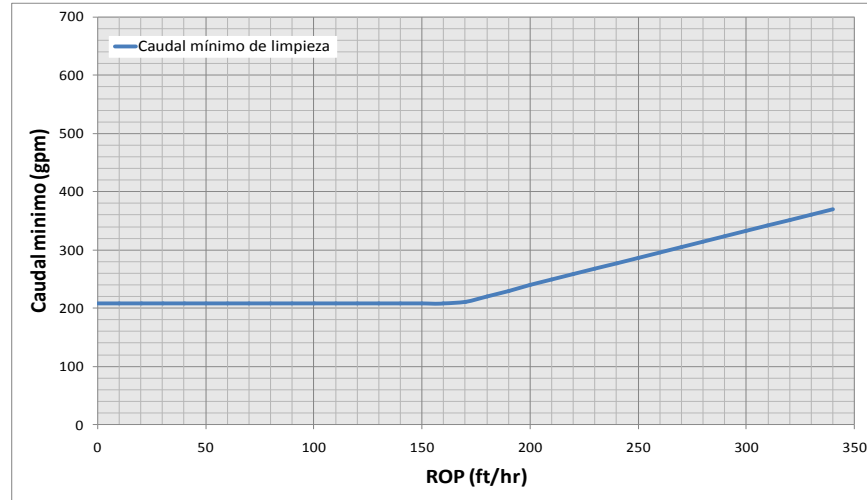
Figura 104. Caudal mínimo de limpieza por profundidad de pozo (0-8900ft)



Fuente: Autores

Tasa de penetración: Un análisis rápido de la figura 105 permite establecer que bajo las condiciones de operación manejadas para este intervalo de corazonamiento la tasa de penetración puede alcanzar valores de 170ft/h sin cambiar el caudal de flujo del lodo para garantizar la limpieza del pozo, a partir de este valor el caudal de flujo necesario para garantizar la remoción de ripios incrementa como se muestra en la figura 105.

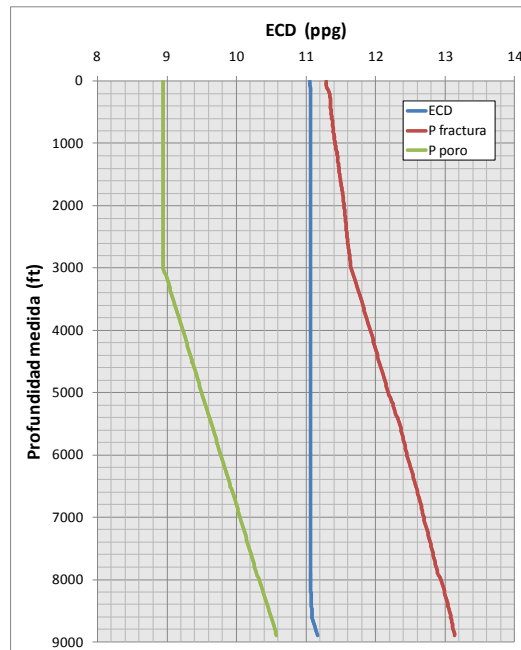
Figura 105. Tasa mínima de flujo vs ROP, corazonamiento (8500-8900ft)



Fuente: Autores

Densidad Equivalente de Circulación (ECD)

Figura 106. Densidad Equivalente de Circulación (ECD) de 0-8900ft a caudal mínimo de limpieza (207.8 gpm)



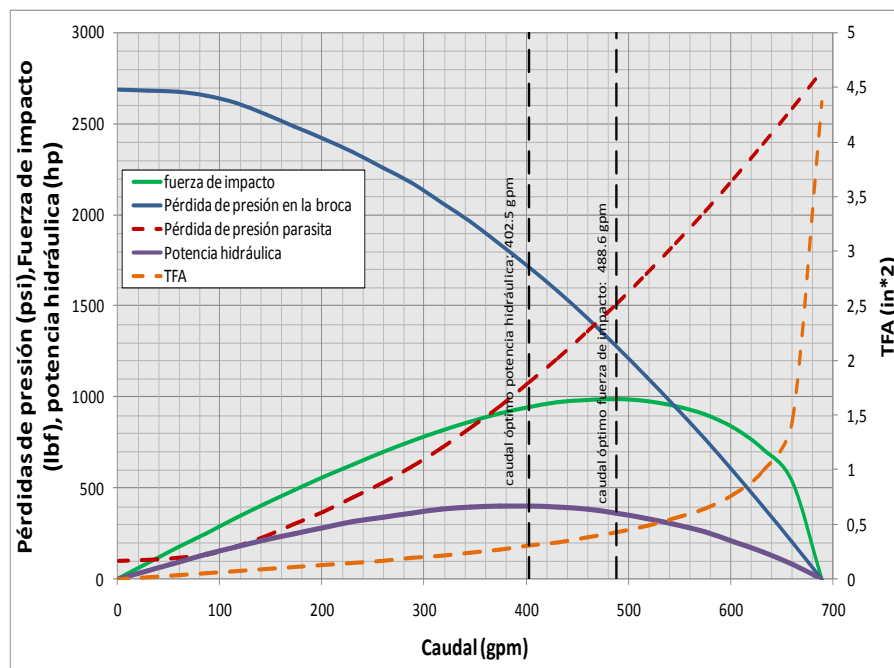
Fuente: Autores

Es siempre fundamental hacer un análisis de densidad equivalente de circulación a medida que se avanza en la perforación de un pozo, esto con el

fin de estudiar bajo qué condiciones de flujo y propiedades del fluido (densidad) se puede garantizar la estabilidad del pozo, la figura 106 muestra la ECD de 0-8900ft, al caudal mínimo de limpieza (207.8gpm) , mostrando que la ECD durante la mayor parte del trayecto del pozo corresponde a 11.08 ppg con ligeros incrementos que llegan hasta 11.17 ppg, con este valor de densidad y analizando las densidades equivalentes a la presión de poro y de fractura, se deduce que bajo estas condiciones de flujo y densidad del fluido se garantiza la estabilidad del pozo.

e) *Optimización de la hidráulica*

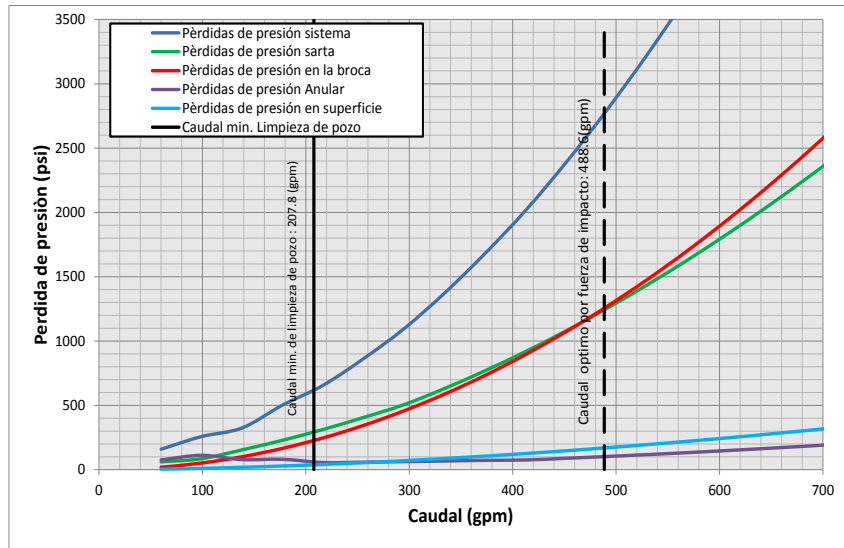
Figura 107. Efecto del caudal sobre la pérdida de presión y la hidráulica de la broca, corazonamiento (8500-8900ft)



Fuente: Autores

Por fuerza de impacto: Los resultados de la optimización de la hidráulica por fuerza de impacto establecen un caudal óptimo de 488.6 gpm para un área total de flujo de 0.429 in^2 (con tres boquillas de 9/32", dos de 10/32", y una de 11/32") alcanzando una fuerza de impacto de 988.5 lbf, lo cual garantizaría una mayor tasa de penetración por remoción de ripios en el frente de la broca.

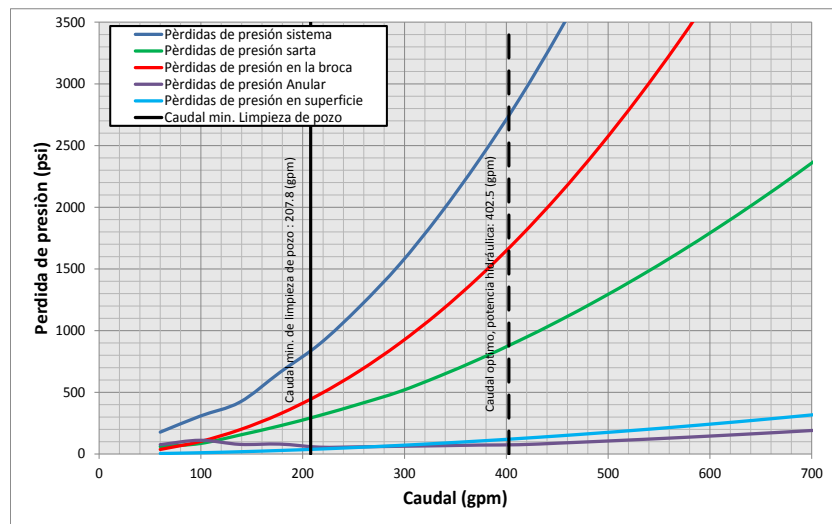
Figura 108. Pérdidas de presión para fuerza de impacto (8500-8900ft)



Fuente: Autores

Por potencia hidráulica: Para la optimización por potencia hidráulica se obtuvo que para un área total de flujo de 0.305 in^2 (con tres boquillas de $8/32''$, dos de $9/32''$, y una de $7/32''$) el caudal óptimo de bombeo del fluido de perforación, debe ser de 402.5 gpm para obtener una potencia máxima de 401.97 (HP).

Figura 109. Pérdidas de presión para potencia hidráulica (8500-8900 ft)



Fuente: Autores

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de caudal óptimo para mejorar la hidráulica de perforación, ya sea por fuerza de impacto o por potencia

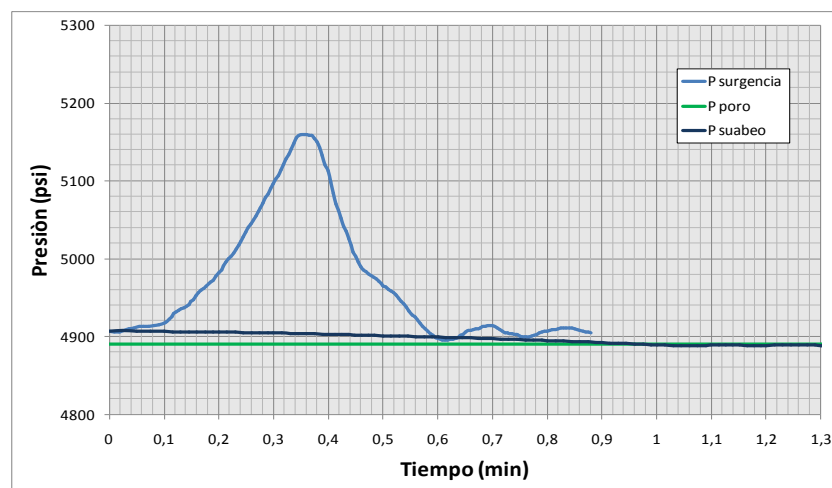
hidráulica, se debe mantener un balance entre estos dos criterios de optimización, y el caudal de flujo recomendado para operaciones de corazonamiento (200-300 gpm), de manera que se obtengan muestras representativas, y se pueda optimizar la hidráulica; hay que destacar que se debe garantizar primero la representatividad del núcleo.

f) *Presiones de Suabeo y Surgencia*

Tanto para el cálculo de presión de suabeo y surgencia se estimo una velocidad máxima de viaje de la sarta, considerando un movimiento uniformemente acelerado, de manera que la presión resultante no sobrepasara la presión de fractura y no estuviera por debajo de la presión de poro, esto con el fin de garantizar la estabilidad del pozo y la integridad de la perforación.

Surgencia: Para el cálculo de la presión de surgencia se realizo con una velocidad de 310 ft/min y una aceleración de 0.3 ft/s^2 , la limitante para la velocidad en la operación de surgencia fue la presión de poro, el perfil de presión a esta velocidad se muestra en la figura 110.

Figura 110. Presiones de surgencia y suabeo a profundidad de interés (8900 ft)



Fuente: Autores

Suabeo: Para el cálculo de la presión de suabeo se realizo con una velocidad de 70 ft/min y una aceleración de 0.02 ft/s^2 , la limitante para la velocidad en la

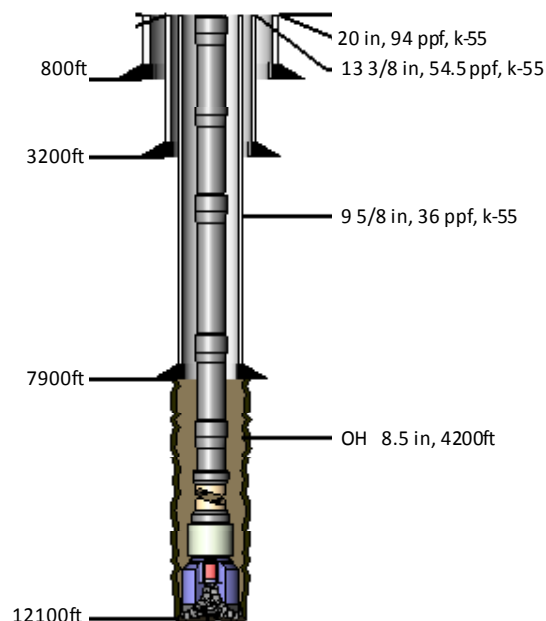
operación de suabeo fue la presión de poro, el perfil de presión a esta velocidad se muestra en la figura 110.

Al igual que para el análisis de presión de suabeo y surgencia que se hizo para el intervalo anterior de corazonamiento, el tipo de fluido seleccionado, está muy cercano a la presión de poro, por lo que las condiciones críticas para definir la velocidad máxima de viaje de la sarta están relacionadas con la presión de poro y a una profundidad de interés de 8900 ft.

5.9 INTERVALO DE PERFORACIÓN DE 7900 A 12100 PIES.

El mismo procedimiento realizado para el cálculo de parámetros reológicos e hidráulicos, fue aplicado en el último intervalo perforación convencional de 7900 a 12100 pies. El estado mecánico se muestra en la figura 111 y la información detallada de la configuración de la sarta se puede encontrar en el anexo B.

Figura 111. Estado mecánico del pozo a 12100 ft de profundidad



Fuente: Autores

a) *Análisis de sensibilidad de parámetros reológicos*

La selección del lodo de perforación se realizó haciendo un análisis de sensibilidad de densidad con sus respectivas propiedades, seleccionadas dentro de un rango normal para lodos base agua, como lo muestra la tabla 19.

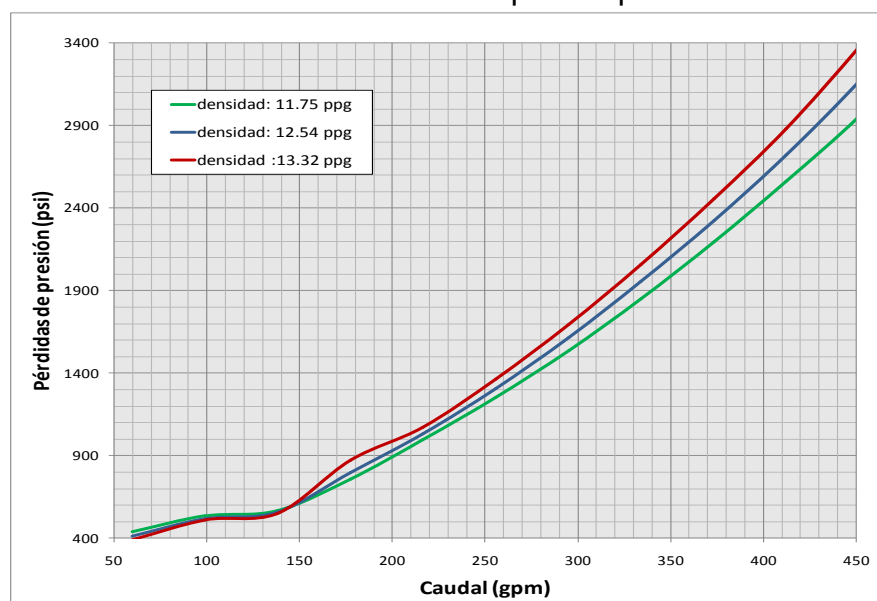
Tabla 19 Propiedades a usar para análisis de sensibilidad (12100ft)

densidad del lodo (ppg)	11,75	12,54	13,32
YP (lb/100ft*2)	13,8	13,8	13,8
VP (cp)	12,3	12,3	12,3

Fuente: Autores

Los resultados obtenidos de pérdidas de presión en el sistema por el cambio de densidad se pueden visualizar en la figura 112 donde las pérdidas de presión son más bajas para la densidad con menor valor, otro criterio de selección es el caudal mínimo de limpieza del pozo que para la densidad de 11.75 ppg corresponde a 204.8 gpm (tabla 20), el más alto de los tres resultados reportados en la tabla 20. En este caso como la diferencia entre los caudales mínimos de limpieza es baja, el principal parámetro de selección son las pérdidas de presión (Tabla 21). Por el análisis realizado anteriormente se eligió la densidad de 11.75 ppg; a continuación se hace un análisis de sensibilidad de propiedades reológicas para este lodo.

Figura 112. Sensibilidad de la densidad para la profundidad de 12100 ft



Fuente: Autores

Tabla 20. Caudal mínimo de limpieza de pozo por densidad de lodo (12100ft)

densidad del lodo (ppg)	11,75	12,54	13,32
Caudal min. de limpieza (gpm)	204,8	202,5	200,3

Fuente: Autores

Tabla 21. Análisis de sensibilidad propiedades del lodo $\rho = 11.75$ ppg

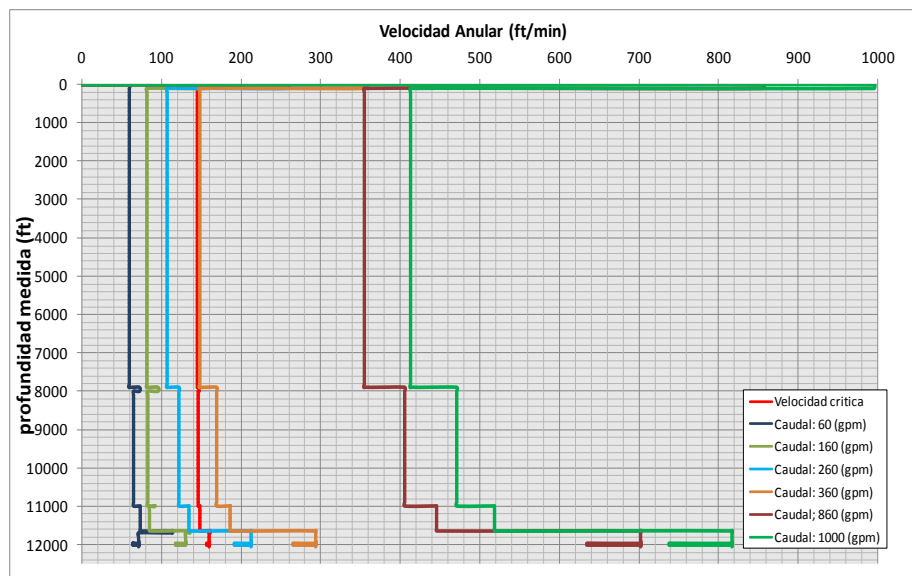
VP(CP)	9.5	11	13	15	17	19	21
YP(1b/100ft**2)	Caudal mínimo de limpieza (gpm)						
5	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
6	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
7	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
9	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
11	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
13	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
15	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
17	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
19	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
21	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
Caudal:204,8 (gpm)	Pérdida de presión en el sistema (psi)						
YP (min) (1b/100ft*2)	750	780	810	850	880	900	930
YP(max) (1b/100ft*2)	770	800	850	890	910	940	970

Fuente: Autores

El lodo seleccionado es de 11.75 ppg, con viscosidad plástica de 9.5 cp y yieldpoint de $5 \text{ lb}/100\text{ft}^2$, debido a que la pérdida de presión en el sistema, con estas propiedades resultan ser las menores (750 psi).

b) Régimen de Flujo en la Sección del Pozo

Figura 113. Velocidad en el anular por profundidad de la sección (0-12100ft)



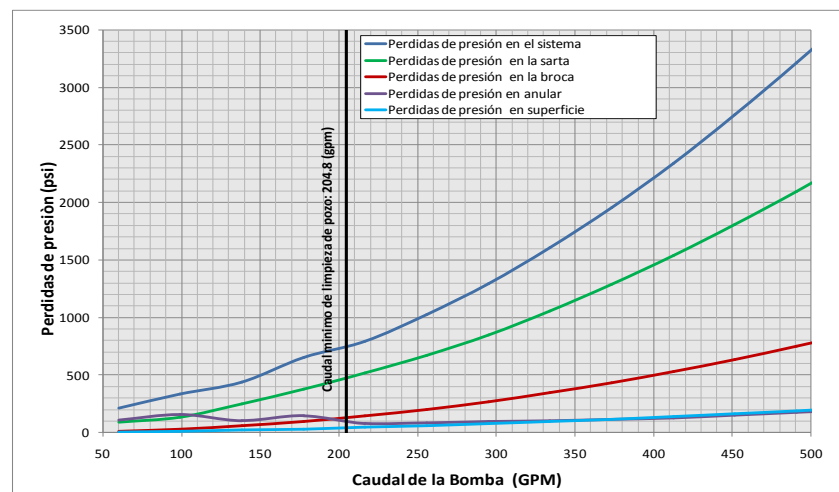
Fuente: Autores

Como ya se obtuvo en intervalos anteriores el caudal crítico hasta la profundidad de 7900ft es de 360gpm, después de dicha profundidad el régimen de flujo cambia a flujo turbulento para este mismo caudal, a una profundidad cercana a los 12100ft a partir de un caudal superior a 160 gpm se obtiene régimen de flujo turbulento.

c) Pérdidas de Presión en el Sistema

Debido a que el caudal mínimo de limpieza ha disminuido con la reducción del área transversal de flujo, se han obtenido pérdidas de presión relativamente bajas(750 psi) a caudal de interés (204.8 gpm), lo cual no significa que con el aumento de la profundidad, las pérdidas de presión vayan disminuyendo, si observamos la tendencia de la gráfica en la figura 114, se nota claramente un aumento vertiginoso de las pérdidas de presión en la sarta con el aumento del caudal de flujo, esto debido a la profundidad (12100ft) a la cual se ha hecho el análisis de pérdidas de presión, de lo que se puede concluir que para perforaciones a altas profundidades los caudales de bombeo de lodo se recomienda que sean relativamente bajos, cercanos a los 200 gpm.

Figura 114. Pérdidas de presión por fricción a 12100 ft

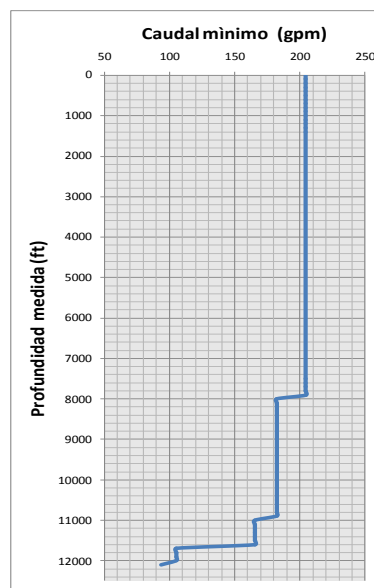


Fuente: Autores

d) Caudal Mínimo de Limpieza y EDC

En la figura 115 se da una información mucho más detallada del caudal mínimo de limpieza necesario por profundidad del pozo, donde se puede ver que para una profundidad de hasta 7900 ft el caudal mínimo de limpieza corresponde al mayor valor registrado; después de esta profundidad hasta 11000 ft el caudal mínimo de limpieza se reduce a 180 gpm, y a la profundidad total del pozo el caudal mínimo de limpieza está por debajo de los 100 gpm.

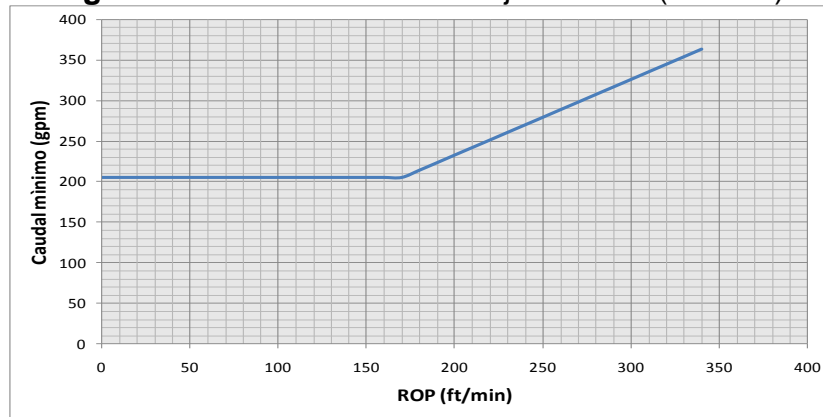
Figura 115. Caudal mínimo de limpieza por profundidad de pozo (0-12100ft)



Fuente: Autores

Tasa de penetración: Es importante tener claro bajo que límites operacionales se puede aumentar la tasa de penetración; en la figura 116 se muestra la tendencia del caudal mínima de limpieza necesario a medida que se aumenta la tasa de penetración, se tiene que para una tasa de penetración igual o inferior a 170ft/hr el caudal de limpieza necesario permanece constante (204.8 gpm), después de éste, un incremento en la tasa de penetración involucra un incremento en el caudal de mínimo de limpieza del pozo requerido. Hay que destacar que el aumento de la tasa de penetración se ve influenciado por otros factores operacionales y debe mantenerse un equilibrio entre todos estos para obtener una perforación exitosa y eficiente.

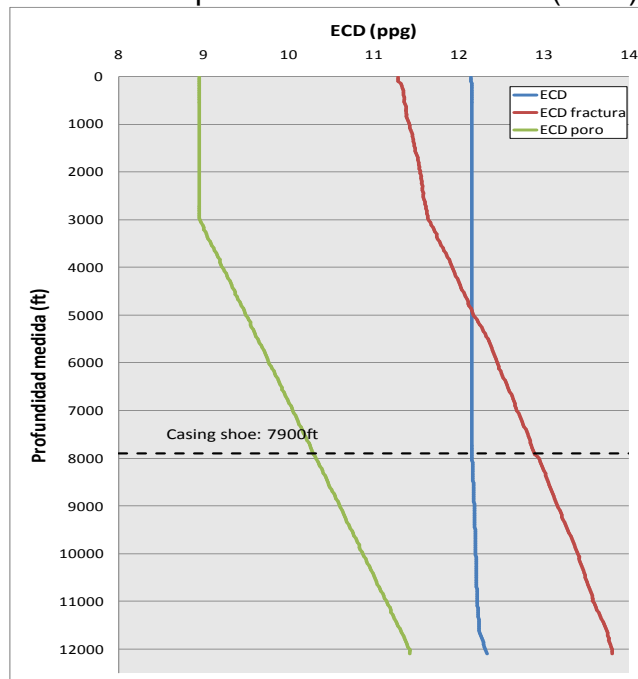
Figura 116. Tasa mínima de flujo vs ROP (12100ft)



Fuente: Autores

Densidad Equivalente de circulación: De la figura 117 se puede observar que la ECD en el anular está por encima de la ECD de fractura hasta una profundidad de aproximadamente 5000 pies; esto no representa ningún tipo de problema, ya que como puede verse el pozo se encuentra completado hasta una profundidad de 7900ft, esta información de ECD en el anular cobra importancia cuando se realiza un pre diseño para el estado mecánico de un pozo.

Figura 117. Densidad Equivalente de Circulación (ECD) (0-12100ft)



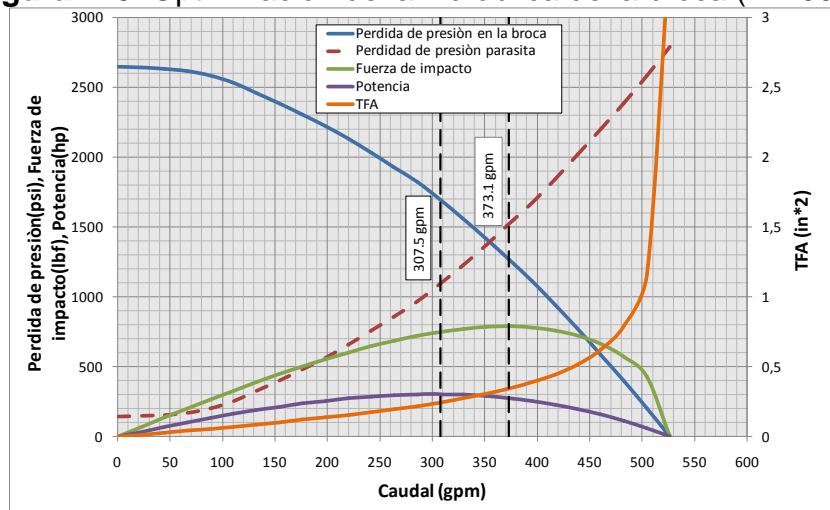
Fuente: Autores

e) Optimización de la hidráulica

Inicialmente se realizó el cálculo de pérdidas de presión en el sistema tomando una broca tricónica con tres boquillas de 16/32" (TFA = 0.589 in²), y una bomba con camisa de 7 in.

La optimización de la hidráulica de perforación tanto para fuerza de impacto como para potencia hidráulica contribuyen al aumento de la tasa de penetración, en la figura 118 se muestra la optimización por los dos métodos.

Figura 118. Optimización de la hidráulica de la broca (12100 ft)

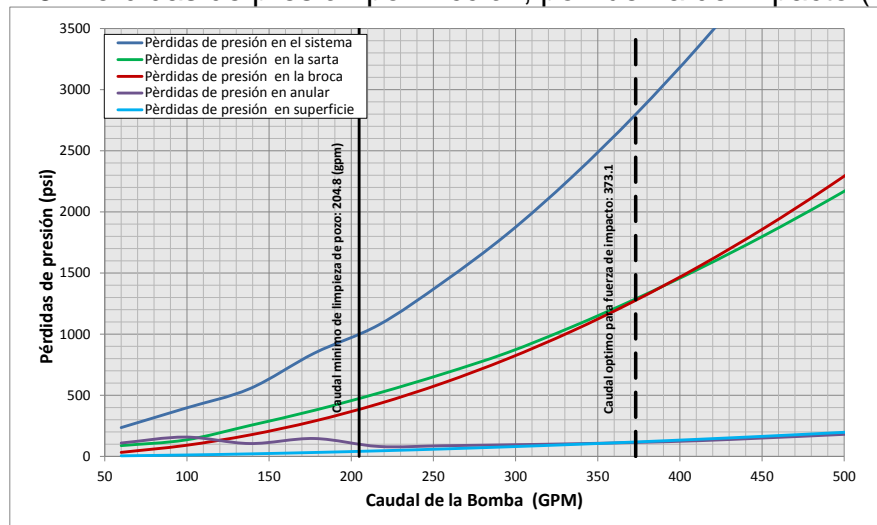


Fuente: Autores

Por fuerza de impacto: El TFA calculado para optimizar por fuerza de impacto corresponde a 0.345 in² (con dos boquillas de 12/32", y una de 13/32") con un caudal óptimo de 373.1 gpm para alcanzar una fuerza de impacto máxima de 788.9 lbf, la cual puede garantizar una buena tasa de penetración.

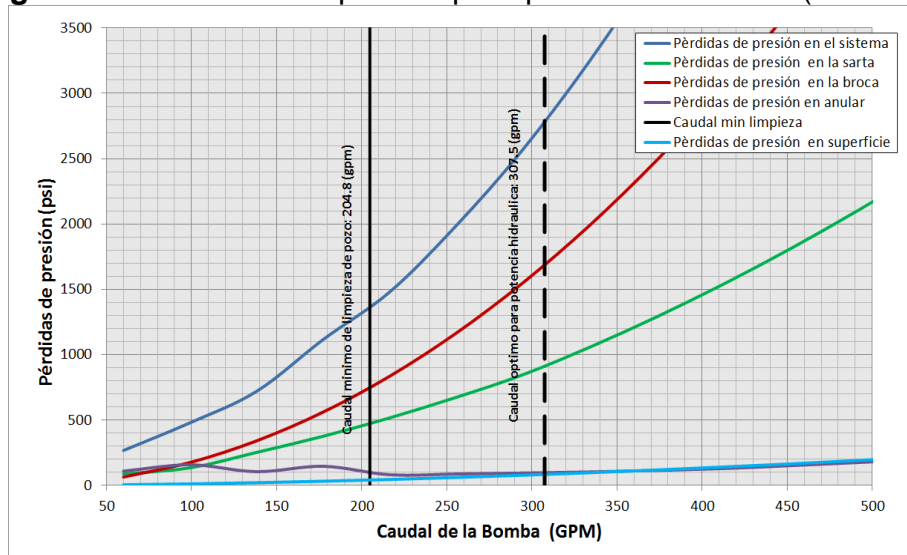
Por potencia hidráulica: el TFA calculado para optimizar por potencia hidráulica fue de 0.246 in² (con dos boquillas de 10/32", y una de 11/32") con un caudal óptimo de 307.4 gpm, que permite alcanzar una potencia máxima de 303.84 hp.

Figura 119. Pérdidas de presión por fricción, por fuerza de impacto (12100 ft)



Fuente: Autores

Figura 120. Pérdidas de presión para potencia hidráulica (12100 ft)



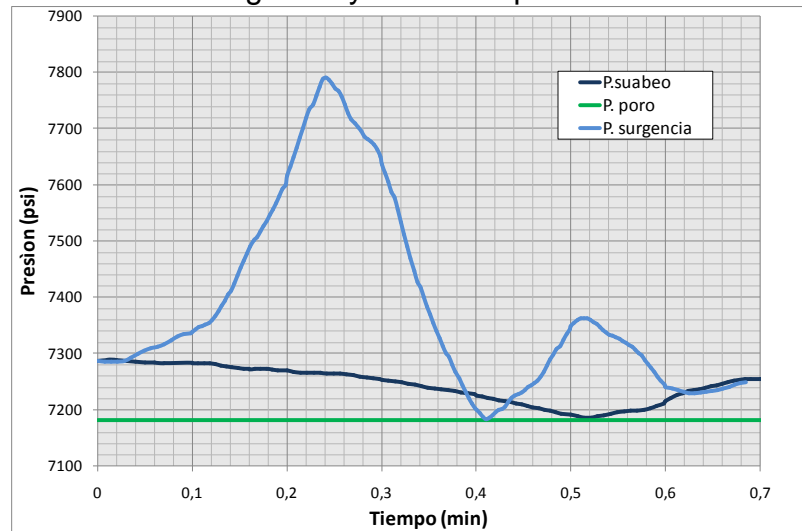
Fuente: Autores

f) Presiones de Suabeo y Surgencia

El cálculo de presión de suabeo y surgencia (figura 121) se realizó con diferentes perfiles de velocidad tanto para suabeo como para surgencia. La finalidad fue encontrar la velocidad máxima de viaje de la sarta dependiendo del tipo de operación a realizar (suabeo o surgencia), de manera que no se fuera a fracturar la formación o a producirse una presión inferior a la presión de poro. La velocidad máxima para suabeo fue de 200 ft/min, mientras que para surgencia fue de 520 ft/min. En surgencia la limitante no fue la presión de

fractura, sino la presión de poro debido al efecto ondulatorio del disturbio de presión.

Figura 121. Presión de surgencia y suabeo a profundidad de interés (12100ft)



Fuente: Autores

Cabe destacar que las velocidades obtenidas para los dos tipos de operación, son condiciones ideales, y por lo tanto debe realizarse un análisis de los resultados obtenidos con el software y las condiciones reales recomendadas en campo, cuyas velocidades son más bajas.

5.10 SELECCIÓN DE LAS BOMBAS ÓPTIMAS EN EL SISTEMA

Aplicando los resultados obtenidos para cada intervalo de caudal mínimo de limpieza y de pérdidas de presión a este caudal, se puede determinar un estimativo de la potencia hidráulica requerida para cada intervalo usando la ecuación 64. Para calcular la potencia máxima requerida por el sistema, se toma el mayor valor de potencia obtenido por intervalo y se aplica un factor de seguridad del 30 %. Según los resultados el intervalo de perforación de 800 a 3200 pies presenta una mayor demanda de potencia con 1270 hp (Tabla 22). Al aplicar el factor de seguridad del 30%, se requiere una potencia de 1651 hp para el sistema, por lo tanto se puede usar una bomba de 2200 HP o dos de 1000 HP (cabe resaltar que el criterio de selección de las bombas depende del evaluador).

Tabla 22. Calculo de potencia hidráulica por intervalo perforado.

OPERACIÓN	INTERVALO (ft)	MINIMO CAUDAL DE LIMPIEZA (gpm)	PÉRDIDA DE PRESION A CAUDAL MINIMO (psi)	POTENCIA HIDRAULICA POR INTERVALO (hp)
Perforación	0 - 800	837,1	2200	1131
Perforación	800 - 3200	738,4	2800	1270
Corazonamiento	2800 - 3200	750	1400	645
Corazonamiento	4000 - 4400	424,9	700	183
Perforación	3200 - 7900	419,4	1900	489
Corazonamiento	7500 - 7900	419,4	1200	309
Corazonamiento	8500 - 8900	207,8	425	54
Perforación	7900 - 12100	204,2	750	94
Máxima Potencia Hidráulica del sistema con un factor de seguridad del 30%				1651

Fuente: Autores

CONCLUSIONES

- ✓ Los software COMPASS y WELLPLAN, se constituyen en una herramienta útil para el diseño, monitoreo y seguimiento de los cálculos de reología e hidráulica durante la perforación de un pozo, ya sea de tipo convencional, o estratigráfico (operaciones de corazonamiento); permitiendo la inclusión de variables operacionales en tiempo real, de manera que se obtengan resultados que se ajustan al comportamiento de la hidráulica del pozo.
- ✓ La metodología desarrollada usando la herramienta software WELLPLAN, es una guía estructurada que permite la rápida identificación de los datos de entrada, de manera que garantizan la eficiente inicialización de la simulación y la óptima determinación de las propiedades reológicas del lodo y la hidráulica del sistema.
- ✓ Incrementos en las propiedades reológicas del lodo (densidad, yield point y viscosidad plástica), planteados para el pozo estratigráfico ANH-PATIA-X-ST-P, demuestran que el caudal mínimo de limpieza de pozo comienza a disminuir hasta que un valor constante es alcanzado.
- ✓ El parámetro operacional de corazonamiento más crítico de cumplir es el caudal de flujo, debido a que el rango recomendado está entre 200 – 300 gpm. Generalmente, debido a la configuración del pozo los caudales mínimos de limpieza están por encima de este rango. Por lo tanto, si se opera con caudales recomendados de corazonamiento se pueden generar problemas operacionales como atascamiento de tubería e intrusión de ripios en el core barrel.

- ✓ La simulación deja entre ver que las ecuaciones propuestas por la norma API, para cálculo de pérdidas de presión en la sarta de perforación no tienen en cuenta el efecto de las juntas de conexión en los cálculos.

- ✓ Incrementos en las propiedades reológicas de yield point y viscosidad plástica ocasionan una disminución en la velocidad máxima de viaje de la sarta para operaciones de suabeo y surgencia, debido a que aumentan las fuerzas de atracción entre partículas y por lo tanto, el transiente de presión de alcanza más rápido.

- ✓ Según los resultados obtenidos el intervalo de perforación de 800 a 3200 pies presenta una mayor demanda de potencia con 1270 hp. Al aplicar el factor de seguridad del 30%, se requiere una potencia de 1651 hp para el sistema, por lo tanto se puede usar una bomba de 2200 HP o dos de 1000 HP, para el pozo stratigráfico ANH-PATIA-X-ST-P.

RECOMENDACIONES

- ✓ En caso de implementarse la metodología para la planeación de la reología y cálculos de hidráulica, se recomienda en lo posible disponer de información de sísmica o geología de pozos vecinos para determinar la presión de formación y de fractura del yacimiento. Debido a que estos datos son la base para determinar la ventana del lodo y selección de la densidad del lodo.
- ✓ Es de gran importancia en el proceso de corazonamiento definir cuál es el objetivo principal de la operación, pues este es el punto de partida para definir los parámetros operacionales del proceso de extracción de núcleos.
- ✓ Para la selección óptima de las bombas de circulación, se recomienda realizar una evaluación de la potencia hidráulica requerida por intervalo de perforación, para seleccionar la mayor potencia de todos los intervalos y asignarla como la potencia requerida por el sistema. Con el fin de garantizar un rango de confiabilidad se aplica un factor de seguridad del 30% sobre el diseño.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mega de la ANH 2020 [online]. Disponible en Internet: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=20>
2. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Proceso de Selección para la Contratación de Bloques Exploratorios para el Proyecto de Desarrollo Crudos Pesados de la Cuenca de los Llanos Orientales – Área Oriental [online]. ANH, 2008. Disponible en Internet: <http://www.anh.gov.co/privados/adendo1.pdf>
3. AL-SAMMAK, I., AHMED, K., DE SANTUNU, AL-BOUS, Faisal and ABBAS, Faisal. Coring Uncosolidated Formation – Lower Fars: A case Study. SPE 119918, 2009.
4. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Rheology and Hydraulics of oil-well drilling fluids. API Recommended Practice 13D, Washington D.C., 2006, 73p.
5. ANNIS, M.R. and SMITH, M.V. Drilling Fluids Technology. Exxon Company, U.S.A. 1996.
6. ANNIS Max R. and SMITH, Martin V. Drilling Fluids Technology, EXXON COMPANY, 1974
7. ARIZA LEÓN, Emiliano. Principios de hidráulica de perforación, 2007.
8. API ENERGY. Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5. Dallas, Texas. 2001.
9. BAKER HUGHES. Drilling Fluids, Reference Manual. 2006
10. BAKER HUGHES INTEQ. Fluids Facts Engineering Handbook, Houston, 1998.
11. BAKER HUGHES. New Coring Handbook. Technical Publications Group, Houston, 1999.
12. BAROID PETROLEUM SERVICES. Manual de fluidos de Baroid. 1995

13. BECK, F.E., POWELL, J.W. and ZAMORA, Mario. The Effect of Rheology on Rate of Penetration. SPE/IADC 29368, 1995.
14. BERN, P.A., MORTON, E.K., ZAMORA, M., MAY, R., MORAN, D., et al. Modernization of the API Recommended Practice on Rheology and Hydraulics: Creating Easy Access to Integrated Wellbore fluids engineering. SPE 98743, 2007.
15. BOURGOYNE, A.T., MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E. and YOUNG, F.S. Formation Pore Pressure And Fracture Resistance in Applied Drilling Engineering, revised 2nd printing, Chapter 6, Society of Petroleum Engineers, Textbook Series, v. 2, 1991. pag. 246-299
16. BRIGNOLI, M., FANUEL, P., HOLT, R.M. AND KENTER, C.J. Effects on Core Quality of a Bias Stress Applied During Coring. SPE 47262, 1998.
17. BURKHARDT, J.A. Wellbore Pressure Surges Produced by Pipe Movement. Houston, Texas. SPE 1546, 1960.
18. CLARK, R.K. and FONTENOT, J.E. Field Measurements of the Effects of Drillstring Velocity, Pump Speed, and Lost Circulation Material on Downhole Pressures. SPE 4970, 1974.
19. EATON, B.A. "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations". SPE – AIME 2163, 1969.
20. FERREIRA, Christian y SERRANO, Mario. Hidráulica Avanzada de Perforación. Baroid Drilling Fluids, HALLIBURTON. 2004.
21. FLECKENSTEIN, W.W. and EUSTES, A.W. Novel Wireline Coring System. SPE 84358, 2003.
12. HALLIBURTON. Tecnología aplicada de lodos. 1981.
22. HETTEMA, M.H.H. and JONES, B.L. Minimizing Coring-Induced Damage in Consolidated Rock. Irving, Texas: SPE/ISRM 78156, 2002.
23. HUSSAIN, Rabia. Well Engineering & Construction.
24. LEISING, L.J. and WALTON, I.C. Cutting–Transport Problems and Solutions in Coiled–Tubing Drilling. SPE 77261, 2002.

25. LEON LOYA, Juan Gilberto. Hidráulica Práctica. PEMEX Exploración y Producción.
26. LÓPEZ GARCÉS, N.M. Obtención de Muestras Representativas de las Rocas y Yacimientos Petroleros. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. México D.F., Universidad Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2009. 197p.
27. METZNER, A.B. and REED J.C. Flow of Non-Newtonian Fluids – correlation of Laminar, Transition and Turbulent Flow Regions. American Institute of Chemical Engineers J, 1, pp. 434-440.
28. MILLHEIM, KEITH K. AND TULGA, SAID. Simulation of the Wellbore Hydraulics While Drilling, Including the Effects of Fluid Influxes and Losses and Pipe Washouts. New Orleans, Louisiana: SPE 11057, 1982.
29. MITCHELL, R.F. Dynamic Surge/Swab Pressure Predictions. SPE 16156, 1998.
30. RATHMELL, J.J., GREMLEY, R.R. AND TIBBITTS, G.A. Field Applications of Low Invasion Coring. SPE 27045, 1994.
31. RATHMELL, J.J., TIBBITTS, G.A., GREMLEY, R.B., WARNER JR, H.R. AND WHITE, E.K. Development of a Method for Partially Uninvaded Coring in High-Permeability Sandstone. SPE 20413, 1995.
32. SCHLUMBERGER. Manual de Perforación Drilling School.
33. SHUTER, Eugene and TEASDALE, Warren E. Application of Drilling, Coring, and Sampling Techniques to Test Holes and Wells.
34. SKOPEC, R.A. and McLEOD, G. Recent Advances in Coring Technology: New Techniques to Enhance Reservoir Evaluation and Improve Coring Economics. Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 36, Number 11, 1997.
35. SWANSON, B.W., THOROGOOD, J.L. AND GARDNER, ANDREW. The Design and Field Implementation of a Drilling Hydraulics Application for Drilling Optimization. Aberdeen, United Kingdom: SPE 27548, 1994.
36. WARREN T.M. Evaluation of Jet-bit Pressure Losses, SPE 17916. *SPE Drilling & Completion Engineering*, 4(4), pp. 335-340.

37. WHITE, W.W., ZAMORA, Mario and SVOBODA, C.F. Downhole Measurements of Synthetic-Based Drilling Fluid in an Offshore Well Quantity Dynamic Pressure and Temperature Distributions. SPE 35057, 1997.
38. WYLIE, G.S., RATHMELL, J.J. AND TIBBITTS, G.A. Coring Technology for Point McIntyre Wells. SPE 26353, 1993.

ANEXO A
ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN DE CORAZONAMIENTO (TIPOS DE
CORAZONAMIENTO, EQUIPOS USADOS: BROCAS, CORE BARREL)

Tabla 1. Resumen de los aspectos fundamentales de los diferentes tipos de muestreo

Tipo de muestreo	Tipo de formación	Características	Aplicaciones
Convencional	Formaciones consolidadas, no consolidadas y fracturadas y en todo tipo de litología (areniscas, calizas, dolomías, rocas ígneas y metamórficas)	Se utiliza el equipo más común y se obtienen núcleos largos. En formaciones fracturadas o no consolidadas se utilizan camisas de PVC. Es necesario en yacimientos con alta temperatura el uso de fibra de vidrio y compuestos de grafito, estos son resistentes a altas temperaturas, la limitante es el elevado costo.	Para pozos verticales
Presión	Aplicable en arenas muy suaves, en secuencias de arena/lutita, en carbonatos consolidados y en carbonatos sumamente fracturados	El barril es similar al convencional pero tiene una válvula de bola que permite que se mantenga la presión de la formación durante el corte y la recuperación de núcleo. Costos de operación elevados	Se puede obtener la presión del yacimiento siempre y cuando se tome en cuenta las variaciones que sufrió el núcleo en el viaje hacia la superficie. Para el análisis de saturación de fluidos
Espanja	Formaciones suaves y no consolidadas	Barril que posee un espacio anular lleno con esponja, poroso y permeable y permite conservar las saturaciones de aceite, agua y gas del núcleo.	Se usa en aplicaciones de ingeniería de yacimientos y recuperación mejorada
Gel	Formaciones duras, medias y suaves o deleznales con resistencia compresiva baja, no confinada. Apto para calizas y areniscas que tienen porosidad de matriz.	Barril que posee un espacio anular alrededor del núcleo lleno del gel y encapsula al núcleo protegiéndolo de esfuerzos mecánicos que amenacen con romperlo	Se utiliza para la determinación de aceite residual o para análisis especiales
Manga elástica	Se usa en formaciones suaves poco consolidadas, y en conglomerados escasamente cementado	La manga envuelve al núcleo manteniéndolo intacto e inhibe la contaminación por lodo o filtrado de lodo y le provee estabilidad mecánica para que posteriormente en la superficie sea cortado. No recomendable en yacimientos con altas temperaturas. Manejo de núcleo muy cuidadoso	se obtienen parámetros geomecánicos y petrofísicos necesarios para analizar rocas deleznales
Orientado	Se aplica en yacimientos fracturados con tendencia a atascamientos, en formaciones consolidadas, no consolidadas y fracturadas	Orienta el núcleo en el subsuelo por medio de una zapata trazadora unida al atrapa núcleos para determinar la inclinación y buzamiento estructural de la formación y evaluar las fracturas. Costos de operación elevados. Las operaciones, preservación y manejo del núcleo deben realizarse con mucho cuidado	En aplicaciones de ingeniería de yacimientos de mecánica de roca. En estudios de rumbo y echado, de permeabilidad direccional, estratigráficos.

Línea de acero	Formaciones consolidadas	Un barril nucleador para línea de acero tiene un receptáculo para el núcleo, que puede ser levantado hacia la superficie, por dentro de la sarta de perforación, con ayuda de una línea de acero que está sujeta a un malacate auxiliar en la superficie mientras la broca nucleadora permanece en fondo. No recomendable en formaciones poco consolidadas o fracturadas, así como en yacimientos con altas temperaturas	Se usa en proyectos costa afuera, aguas profundas o en operaciones de muestreo en la que los viajes para sacar y meter los barriles corta núcleos son anti económicos
Motor de fondo	Aplicable para formaciones duras o altamente fracturadas	Tiene una tubería interna sin rotación que recibe el núcleo, minimizando el potencial de atascamiento de la muestra cortada	Para pozos desviados, horizontales o multilaterales. Se reduce el peso requerido en la broca
Núcleo y perforación	Formaciones fracturadas y consolidadas	La extracción de muestras se produce durante la perforación con rápidos cambios de herramientas y mínima interrupción del proceso de perforación, sin necesidad de viajes de tubería. La broca corta núcleos con broca perforadora al insertarle un tapón removible y una rápida recuperación con línea de acero	Permite la toma de núcleo en pozos exploratorios donde la determinación de puntos de muestreo es difícil

Fuente: Modificado de LOPEZ, Nadia Mónica, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros, trabajo de grado ingeniería de petróleo. Ciudad universitaria, México, DF.: Universidad Autónoma de México, facultad de ingeniería División de ingenierías de la tierra, noviembre 2009



Tipos de brocas corazonadoras

Brocas con diamante natural

Están diseñadas especialmente para formaciones de areniscas de grano grande, conglomerados o formaciones fracturadas. El método más común para fijar los diamantes es con el uso de una matriz de metal, tungsteno, cobalto, níquel, o sus aleaciones. Es por ello que se pueden obtener núcleos hasta de 30 metros de largo sin dificultad, esto reduce los viajes redondos hasta en un 30% de los necesarios en formaciones donde se requiere muestreo de intervalos largos.

Tabla 2. Tipos de brocas con diamante natural



TABLA DE BROCAS CORAZONADORAS							
Broca	Características	Resistencia a la compresión (psi)	cortad o-res	Dureza de la formación			
				suave	medio	medio-duro	duro




	C201 Formación dura y densa con alta resistencia a la compresión, pero no abrasivo. Tipo de rocas: caliza, dolomía	Alta resistencia a la compresión (15000-30000)	mediano		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
	C23 Muy alta resistencia a la compresión de algunas formaciones con capas abrasivas. Tipos de rocas: areniscas	Muy alta resistencia a la compresión (>30000)	Rígido				<input checked="" type="checkbox"/>

Fuente: Modificado de LOPEZ, Nadia Mónica, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros, trabajo de grado ingeniería de petróleo. Ciudad universitaria, México, DF.: Universidad Autónoma de México, facultad de ingeniería División de ingenierías de la tierra, noviembre 2009

Brocas Ballaset

Tabla 3. Tipos de brocas Ballaset

TABLA DE BROCAS CORAZONADORAS							
Broca	Características	Resistencia a la compresión (psi)	cortad o-res	Dureza de la formación			
				suave	medio	medio-duro	duro
	SC226 Resistencia a las pequeñas capas abrasivas. Tipos de rocas: limolita, dolomita, mudstone, caliza	Alta resistencia a la compresión (7500-15000)	triangular		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
	SC278**(formaciones abrasivas) Diseñadas para núcleos en formaciones demasiado abrasivas, fracturadas o duras. Tipos de rocas: areniscas, calizas, dolomita.	Muy alta resistencia a la compresión (15000-30000)	Rígido			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

	<p>SC279**(formaciones abrasivas)</p> <p>Formaciones duras y abrasivas con una alta resistencia a la compresión en algunas capas abrasivas. Tipos de rocas: areniscas y conglomerados</p>	Alta resistencia a la compresión (>30000)	Impregnado				<input checked="" type="checkbox"/>
	<p>SC277**(formaciones abrasivas)</p> <p>Se puede aplicar en operaciones donde se genere alta temperatura con estratos muy abrasivos. Tipos de rocas: Areniscas</p>	Alta resistencia a la compresión (>30000)	pesado			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	<p>SC281</p> <p>Para formaciones extremadamente duras o abrasivas. Tipos de rocas: esquisto, cuarcita, volcánica</p>	Alta resistencia a la compresión (>30000)	pesado				<input checked="" type="checkbox"/>

Fuente: Modificado de LOPEZ, Nadia Mónica, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros, trabajo de grado ingeniería de petróleo. Ciudad universitaria, México, DF.: Universidad Autónoma de México, facultad de ingeniería División de ingenierías de la tierra, noviembre 2009



Las brocas BallaSet son térmicamente estables. Estas brocas pueden operar en situaciones que generan alto calor de fricción a 2192 °F (1200 °C). Son usadas para perforar rocas duras, por ejemplo caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras. Los diamantes sintéticos tienen forma de triángulos pequeños no redondos.

Brocas PDC

Los cortadores de PDC ofrecen un ritmo de penetración alto y una larga vida a la broca. Mantienen un corte del acero afilado en formaciones suaves y en formaciones ligeramente duras.

Tabla 4. Tipos de brocas PDC

TABLA DE BROCAS CORAZONADORAS							
Broca	Características	Resistencia a la compresión (psi)	cortad o-res	Dureza de la formación			
				suave	medio	medio-duro	duro
	ARC325 Resistencia a las pequeñas capas abrasivas. Tipo de rocas: limolita, dolomita, mudstone, caliza	Alta resistencia a la compresión (7500-15000)	pequeños			<input checked="" type="checkbox"/>	
	ARC412* Máxima velocidad de penetración es requerida para una baja invasión y alta perforabilidad. Tipo de rocas: arcillas lutitas y anhidrita (Evaporitas)	Baja resistencia a la compresión (1500-3500)	ligero	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
	ARC425* Diseñado para obtener núcleos a un óptimo ritmo de penetración. Con baja resistencia a capas interstratificadas duras. Tipos de rocas: Arena, lutita	Baja resistencia a la compresión (1500-3500)	mediano	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
	ARC427 Con alta resistencia a la compresión de pequeñas capas abrasivas. Tipos de rocas: limolita, dolomita, mudstone, caliza	Alta resistencia a la compresión (7500-15000)	pesado		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	ARC435 Core drill con drilling plug Diseñada para perforar formaciones con una variedad amplia de núcleos a un óptimo ritmo de penetración		mediano	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

	<p>RC478 Diseñado para aplicaciones generales. Alta resistencia a la compresión de pequeñas capas abrasivas. Tipos de rocas:</p>	Alta resistencia a la compresión (7500-15000)	pesado			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	<p>RC476 Diseñado para aplicaciones generales. Con baja resistencia a la compresión de capas interestratificadas duras. Tipos de rocas: Arena, lutita</p>	Baja resistencia a la compresión	mediano	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

Fuente: Modificado de LOPEZ, Nadia Mónica, Obtención de muestras representativas de las rocas de los yacimientos petroleros, trabajo de grado ingeniería de petróleo. Ciudad universitaria, México, DF.: Universidad Autónoma de México, facultad de ingeniería División de ingenierías de la tierra, noviembre 2009

Core Barrel

Tabla 5. Especificaciones técnicas de core barrel

ITEM	5 3/4" x 3 1/2"	6 1/4" x 4"	6 1/4" x 4"	8" x 5 1/4"
longitud	30ft	30ft	30ft	30ft
Tubo externo	5 3/4" x 4 5/8"	6 1/4" x 5 1/8"	6 3/4" x 5 3/8"	8" x 6 5/8"
Tubo interno	4 1/4" x 3 3/4"	4 3/4" x 4 1/4"	4 3/4" x 4 1/4"	6 1/4" x 5 1/2"
Tamaño de núcleo OD	3 1/2"	4"	4"	5 1/4"
Tamaño de hueco recomendado	7"-8"	7 7/8"- 8 1/2"	8"- 9"	9"- 12 1/4"
Peso neto (lbs)	3163	3833	4240	5441
Conexión	4 1/2" API FH	4 1/2" API FH	4 1/2" API FH	6 5/8" API reg
Make up torque (ft-lbs)	8600	9400	11100	21900

Fuente: BAKER HUGHES INTEQ. Fluids Facts Engineering Handbook, Houston, 1998

ANEXO B
DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA SARTA DE PERFORACIÓN POR
INTERVALO DE OPERACIÓN, CASO DE APLICACIÓN

Condiciones de operación propuestos para la sarta de perforación de 0 – 800 pies:

WOB: 40000lbs, MOP: 60000lbs, Densidad de lodo: 9.5 ppg

Tabla 1. Sarta de perforación convencional de 0-800ft

Tipo de sección	Longitud (ft)	Profundidad medida (ft)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descripción
Drill Pipe	83	83	4.5	3.826	17.98	Drill Pipe 4 1/2 in, 16.60 ppf, X, NC50(IF), 1
Heavy Weight	496	579	5	3	51.10	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 51.10 ppf
Drill Collar	90	669	8	2.5	154.33	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7 H-90
Stabilizer	5	674	8	2.813	149.92	Integral Blade Stabilizer 17 1/2" FG, 8 x2 13/16 in
Drill Collar	30	704	8	2.5	154.33	Drill Collar 8in, 2 1/2 in, 7 H-90
Stabilizer	5	709	8	2.813	149.92	Integral Blade Stabilizer 17 1/2" FG, 8 x2 13/16 in
Drill Collar	60	769	8	2.5	154.33	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7H-90
Mud Motor	30	799	8	2.5	108.25	Bent Housing 8 , 8 x2 1/2 in
Bit	1	800	26		1430	Tri-Cone Bit, 3x18, 0.746 in ²

Fuente: Autores

Condiciones de operación propuestos para la sarta de corazonamiento de 2800 – 3200 pies:

WOB: 18000lbs, MOP: 70000lbs, Densidad de lodo: 9.1 ppg

Tabla 2. Sarta de perforación intervalo de corazonamiento (2800-3200ft)

Tipo de sección	Longitud (ft)	Profundidad medida (ft)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descripción
Drill Pipe	2731	2731	4.5	3.826	17.98	Drill Pipe 4 1/2 in, 16.60 ppf, X, NC50(IF), 1
Heavy Weight	248	2979	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 49,7 ppf
Drill Collar	60	3039	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	3044	6	2.813	75.08	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 1/4 xv2 13/16 in
Drill Collar	30	3074	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	3079	6	2.813	75.08	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 x2 13/16 in
Drill Collar	60	3139	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Mud Motor	30	3169	6.75	3	108.25	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Core Barrel	30	3199	6.75	5,375	141.3	Core Barrel 251P-3,675in
Bit	1	3200	8.5		95	CoreBit, 6x18, 1.491 in ²

Fuente: Autores

Condiciones de operación propuestos para la sarta de perforación de 0 – 3200 pies:

WOB: 52000lbs, MOP: 80000lbs, Densidad de lodo: 9 ppg

Tabla 3. Sarta de perforación convencional (0-3200ft)

Tipo de sección	Longitud (ft)	Profundidad medida (ft)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descripción
Drill Pipe	2299	2299	4.5	3.826	17.98	Drill Pipe 4 1/2 in, 16.60 ppf, X, NC50(IF), 1
Heavy Weight	620	2919	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 49,7 ppf
Drill Collar	150	3069	8	2.5	154.33	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7H-90
Stabilizer	5	3074	9	3.75	178.91	Integral Blade Stabilizer 17 1/2" FG, 9 x3 3/4 in
Drill Collar	30	3104	8	2.5	154.33	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7 H-90
Stabilizer	5	3109	9	2.813	178.91	Integral Blade Stabilizer 17 1/2" FG, 9 x3 3/4 in
Drill Collar	60	3169	8	2.5	154.33	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7 H-90
Mud Motor	30	3199	6.75	3	108.25	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Bit	1	3200	17.5		95	Tri-cone Bit, 3x16, 0.589 in ²

Fuente: Autores

Condiciones de operación propuestos para la sarta de corazonamiento de 4000 – 4400 pies:

WOB: 20000lbs, MOP: 90000lbs, Densidad de lodo: 9.3 ppg

Tabla 4. Sarta de perforación, intervalo de corazonamiento (4000-4400ft)

Tipo de sección	Longitud (ft)	Profundidad medida (ft)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descripción
Drill Pipe	3900	3900	4.5	3.826	17.98	Drill Pipe 4 1/2 in, 16.60 ppf, X, NC50(IF), 1
Heavy Weight	279	4179	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 49,7 ppf
Drill Collar	60	4239	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	4244	6	2.813	75.08	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 1/4 xv2 13/16 in
Drill Collar	30	4274	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	4279	6	2.813	75.08	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 x2 13/16 in
Drill Collar	60	4339	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Mud Motor	30	4369	6.75	3	108.25	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Core Barrel	30	4399	6.75	5,375	141.3	Core Barrel 251P-3,675in
Bit	1	4400	8.5		95	CoreBit, 6x18, 1.491 in ²

Fuente: Autores

Condiciones de operación propuestos para la sarta de perforación de 0 – 7900 pies:

WOB: 84000lbs, MOP: 100000lbs, Densidad de lodo: 10.4 ppg

Tabla 5. Sarta de perforación convencional (0-7900ft)

Tipo de sección	Longitud (ft)	Profundidad medida (ft)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descripción
Drill Pipe	6477	6477	4.5	3.826	17.98	Drill Pipe 4 1/2 in, 16.60 ppf, X, NC50(IF), 1
Heavy Weight	992	7469	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 49,7 ppf
Drill Collar	300	7769	8	2.5	154.33	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7H-90
Stabilizer	5	7774	8	2.5	154.36	Integral Blade Stabilizer 11" FG, 8 x2 1/2 in
Drill Collar	30	7804	8	2.5	154.33	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7H-90
Stabilizer	5	7809	9	2.813	154.36	Integral Blade Stabilizer 11" FG, 8 x2 1/2 in
Drill Collar	60	7869	8	2.5	154.3	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7 H-90
Mud Motor	30	7899	6.75	3	108.25	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Bit	1	7900	17.5		95	Tri-cone Bit, 3x16, 0.589 in ²

Fuente: Autores

Condiciones de operación propuestos para la sarta de corazonamiento de 7500 – 7900 pies:

WOB: 22000lbs, MOP: 100000lbs, Densidad de lodo: 10.5 ppg

Tabla 6. Sarta de perforación intervalo de corazonamiento (7500-7900ft)

Tipo de sección	Longitud (ft)	Profundidad medida (ft)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descripción
Drill Pipe	7401	7401	4.5	3.826	17.98	Drill Pipe 4 1/2 in, 16.60 ppf, X, NC50(IF), 1
Heavy Weight	248	7649	5	3	51.1	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 51.10 ppf
Drill Collar	90	7739	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	7744	6	2.813	75.08	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 1/4 xv2 13/16 in
Drill Collar	30	7774	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	7779	6	2.813	75.08	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 x2 13/16 in
Drill Collar	60	7839	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Mud Motor	30	7869	6.75	3	108.25	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Core Barrel	30	7899	6.75	5,375	141.3	Core Barrel 251P-3,675in
Bit	1	7900	8.5		95	CoreBit, 6x18, 1.491 in ²

Fuente: Autores

Condiciones de operación propuestos para la sarta de perforación de 8500 – 8900 pies:

WOB: 24000lbs, MOP: 100000lbs, Densidad de lodo: 10.8 ppg

Tabla 7. Sarta de perforación intervalo de corazonamiento (8500-8900ft)

Tipo de sección	Longitud (ft)	Profundidad medida (ft)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descripción
Drill Pipe	8339	8339	4.5	3.826	17.98	Drill Pipe 4 1/2 in, 16.60 ppf, X, NC50(IF), 1
Heavy Weight	310	8649	5	3	51.1	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 51.10 ppf
Drill Collar	90	8739	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	8744	6	2.813	75.08	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 1/4 xv2 13/16 in
Drill Collar	30	8774	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	8779	6	2.813	75.08	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 x2 13/16 in
Drill Collar	60	8839	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Mud Motor	30	8869	6.75	3	108.25	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Core Barrel	30	8899	6.75	5,375	141.3	Core Barrel 251P-3,675in
Bit	1	8900	8.5		95	CoreBit, 6x18, 1.491 in ²

Fuente: Autores

Condiciones de operación propuestos para la sarta:

WOB: 55000lbs, MOP: 100000lbs, Densidad de lodo: 11.8 ppg

Tabla 8. Sarta de perforación convencional de 0-12100ft

Tipo de sección	Longitud (ft)	Profundidad medida (ft)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descripción
Drill Pipe	10988	10988	4.5	3.826	18.34	Drill Pipe 4 1/2 in, 16.60 ppf, X, NC50(IF), 1
Heavy Weight	651	11639	5	3	51.1	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 51.10 ppf
Drill Collar	330	11969	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	11974	6.25	2.813	83.27	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	12004	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	5	12009	6.25	2.813	83.27	Integral Blade Stabilizer 8 1/2" FG, 6 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	60	12069	6.5	2.5	96.21	Drill Collar 6 1/2 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
Mud Motor	30	12099	6.75	3	97.73	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Bit	1	12100	8.5		90	Tri-Cone Bit, 3x16, 0.589 in ²

Fuente: Autores