

**AJUSTE DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS DEL FLUIDO DE
PERFORACIÓN TENIENDO EN CUENTA LAS OPERACIONES EJECUTADAS
EN CAMPO PARA EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P.**

**ANGEL DE JESÚS ARRIETA ROJANO
CAMILO ANDRÉS RODRÍGUEZ OBREGÓN**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013**

**AJUSTE DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS DEL FLUIDO DE
PERFORACIÓN TENIENDO EN CUENTA LAS OPERACIONES EJECUTADAS
EN CAMPO PARA EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P**

**CAMILO ANDRÉS RODRÍGUEZ OBREGÓN
ANGEL DE JESÚS ARRIETA ROJANO**

Proyecto de Grado presentado para optar al título de: Ingeniero de Petróleo

Director:

Ing. OSCAR FERNANDO LOPEZ

Codirector:

ALEXANDER BELTRÁN BARRERA

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

2013

DEDICATORIA

A dios por estar siempre a mi lado

A mi madre María E. porque a pesar de la distancia siempre ha estado y su amor ha sido incondicional.

A mi padre Alberto porque más que un padre es un amigo y siempre ha hecho su mayor esfuerzo por apoyarme y gracias a él llegue a esta ciudad y estudie lo que siempre quise y a Lucy por toda su ayuda.

A mis hermanos Luis y paula y Johanna por su inmenso corazón.

A mi prima Laura Camila por su inmensa felicidad.

A mis parceros de petróleos Oscar, Juan, Iván, Javier, Felipe, Luis, Casadiego, Camilo, Angel, Sergio, Natalia, Miguel y Marcela Ruiz

A mis amigos de la vida Edward, Ricardo, Freddy one, Lora, Julian,

Alejandra, Adrian, Faher, Laura y Carolina Villamil.

A Kate porque siempre creyó que si se podía

A Alexander Beltrán por darnos la oportunidad de esta tesis y la UPS y todos mis profesores.

Camilo Andrés Rodríguez Obregón

DEDICATORIA

*Le doy gracias a ti, Dios y a la Virgen del Carmen, por dotarme de grandes posibilidades,
capacidades y fortalezas, para poder llegar donde estoy.*

*A mi madre, mi negra bella por su abnegación, su fé y fortaleza, para que siguiera siempre adelante,
me enseñó a soñar siempre con el éxito.*

A ti LEA, por ser una persona amorosa y acompañarme en momentos difíciles.

*A ti Anto manita querida y Yamith, por alegrarme la vida con mis preciosas sobrinas, SAMMY y
VICTORIA, los cuales estaban convencidos que iba a tener éxito en mis estudios, gracias.*

A mi abuelita Otilia, por sus sabios consejos y por quererme tanto.

*A mis abuelos, que están en el cielo, los cuales tengo en mis oraciones, aunque no los conocí, los aprendí
a amar.*

A mis tíos y tías, que siempre me animaron y visualizaron mi futuro.

A tía Ermis, siempre estás en mis oraciones.

*A todos mis profesores de primaria, secundaria y universitaria, que con su paciencia y sabiduría, han
dejado una estela imborrable en mi vida de estudiante y profesional.*

A mis compañeros de estudio por tenerme paciencia y escucharme.

A tía Irma por su aprecio y cariño.

A mis primos y primas por incitarme a seguir adelante.

A Diomedes Díaz por hacerme pasar ratos amenos en la ciudad Bonita

*Estoy convencido que el éxito no está en el dinero, sino en hacer bien lo que más nos gusta, para
sentirnos bien con nosotros mismos y con los demás.*

Angel De Jesús Arrieta Rojano

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES	22
1.1 CONVENIO UIS-ANH PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS EN LA CUENCA CAUCA PATÍA.	22
1.2. CUENCA CAUCA-PATÍA	23
1.2.1. Localización cuenca Cauca-Patía	23
1.2.2. División de la cuenca Cauca-Patía	24
1.2.3 Marco geológico en el pozo ANH-PATIA-1 ST-P	25
1.2.4 Descripción litológica del pozo ANH-PATIA-1-ST-P	27
1.3 PARÁMETROS OPERACIONALES DE PERFORACIÓN	39
1.3.1 Tasa de Penetración (ROP).	39
1.3.2. Viscosidad Del Lodo	40
1.3.3. Peso Sobre La Broca (WeightOn Bit - WOB)	40
1.3.4. Velocidad De Rotación (rpm)	41
1.3.5 Hidráulica y Limpieza Del Hueco .	42
1.3.6. Concentración De Recortes De Perforación	42
1.3.7. Velocidad De Deslizamiento y Limpieza Del Hueco	42
1.3.8 Tasa de bombeo	43
1.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	44
1.4.1 Funciones Del Fluido De Perforación	44
1.5. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	48
1.5.1. Densidad o peso	48
1.5.2. Tixotropía	48
1.5.3. Filtración	48
1.5.4. Contenido de Arena	49

1.5.5. Concentración de Sal	49
1.5.6. pH	49
1.5.7. Viscosidad de Marsh	49
1.6. PROPIEDADES REOLOGICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	50
1.6.1 Viscosidad Plastica	50
1.6.2. Viscosidad Aparente	51
1.6.3 Viscosidad Efectiva	51
1.6.4 Punto Cedente o Yield point	52
1.6.5. Esfuerzo de gel	52
1.6.6. Efecto de la temperatura y la presión sobre la viscosidad	54
1.7. TIPOS DE FLUIDOS	55
1.7.1. Fluidos newtonianos	55
1.7.2. Fluidos no newtonianos	55
1.8 PROBLEMAS OPERACIONALES	60
1.8.1 Descripción de los Problemas Operacionales Presentados en el Pozo ANH-PATIA-1-ST-P	62
2. PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES	67
2.1.2 Presiones Normales	68
2.1.3 Presiones Anormales	68
2.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PRESIONES DE SOBRECARGA, PORO Y FRACTURA	69
2.2.1 Calculo de la Presión de Sobrecarga	69
2.2.2 Intervalo de Lutitas limpias o Arenas Sucias	70
2.2.3 Presión de Poro	75
2.2.4 Presión de Fractura	80
2.2.5 Calibración de la Presión de Poro y de Fractura	84
2.3 COMPARAR Y CALIBRAR LA VENTANA OPERACIONAL REAL UTILIZADA EN EL POZO CON LA CREADA POR LOS REGISTROS PARA EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P	85
3. HIDRÁULICA	106

3.1 PAUTAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA	107
3.2 ECUACIONES DE HIDRÁULICA DE API	107
3.2.1 Velocidad media de propagación en el medio	108
3.2.2 Número de REYNOLDS	108
3.3.3 Velocidad crítica	109
3.4 CÁLCULOS DE PÉRDIDA DE PRESIÓN	110
3.4.1 Sistema de circulación	110
3.5 CÁLCULOS DE HIDRÁULICA DE LA BROCA	114
3.5.1 Potencia hidráulica	114
3.5.2 Potencia hidráulica en la broca	114
3.5.3 Velocidad de tobera (PIES/SEG)	115
3.5.4 Porcentaje de pérdida de presión en la broca	115
3.5.5 Fuerza de Impacto (IF) Hidráulica	116
3.6 OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE LA BROCA	116
3.7 PRUEBA DE LABORATORIO FANN 70	117
3.7.1 Parámetros Reológicos de la prueba HP-HT	117
3.7.2 Reporte de laboratorio de la prueba FANN 70 para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.	118
3.7.3 Análisis de Resultados en la prueba FANN 70 para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	121
3.8 SIMULACIÓN HIDRÁULICA PARA EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P.	121
3.8.1 Simulación hidráulica para una profundidad de 767 pies	121
3.8.2 Simulación hidráulica para una profundidad de 5003 pies	125
3.8.3 Simulación hidráulica para una profundidad de 7790 pies	128
3.8.4 Simulación hidráulica para una profundidad de 12100 pies	132
3.8.5 Simulación hidráulica para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT	137
4. CONCLUSIONES	143
5. RECOMENDACIONES	146
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	147

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación regional de la cuenca Cauca-Patía en Colombia	23
Figura 2. Mapa de localización de la cuenca Cauca-Patía	24
Figura 3. División geográfica y geológica de la cuenca Cauca-Patía en la subcuenca Cauca y la subcuenca Patía por el alto de Popayán	25
Figura 4. Muestra el mapa Geológico plancha 386 del área de mercaderes, se observa las principales unidades aflorantes en superficie y las dos estructuras geológicas dominantes, el Sinclinal de Mercaderes, el Anticlinal de Reyes, y la ubicación del pozo ANH-PATIA-I-ST-P.	26
Figura 5. Distribución porcentual del corazonamiento por formación para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P de acuerdo a los informes finales de corazonamiento.	29
Figura 6. Medida porcentual litológica para las formaciones encontradas en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P de acuerdo a los informes geológicos finales.	29
Figura 7. Medida porcentual de las distintas litologías encontradas en la formación Mercaderes en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.	30
Figura 8. Representación de la variación de coloración de los conglomerados Polimictico a lo largo de todo el intervalo.	31
Figura 9. Representación de la variación de coloración de las arcillolitas a lo largo de todo el intervalo	31
Figura 10. Fotografía de muestras de zanja correspondientes a la formación Mercaderes. A) Conglomerado Polimictico y B) Arcillolitas pardo amarillentas-pardo rojizos y arenisca lítica	32
Figura 11. Medida Porcentual litológicas de la formación Esmita-Miembro Conglomerático.	33

Figura 12. Muestras de zanja Formación Esmita Miembro Conglomerático: A) Conglomerado polimíctico B) Arcillolitas pardo amarillentas-pardo rojizos y limolitas con microinclusiones líticas y arenisca de grano muy fino	34
Figura 13. Medida porcentual litológica en la formación Esmita Miembro Arenáceo en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	35
Figura 14. Núcleo perteneciente al miembro arenáceo de la Formación. Esmita: a) Arenisca conglomerática con gránulos, guijos y guijarros flotantes dentro de matriz arenosa. B) Conglomerado polimíctico matriz arcillosa	35
Figura 15. Medida Porcentual litológicas de la formación Esmita-Miembro Limolítico	36
Figura 16. Núcleos Miembro Limolítico de la Formación Esmita	36
Figura 17. Medida porcentual litológica en la formación Mosquera en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	37
Figura 18. A) Conglomerado polimícticos diversos tamaños desde grueso a guijos, pobre selección. B) Arcillolita gris verdosa, blocosa, amorfa, moderadamente firme a blanda.	37
Figura 19. Medida porcentual litológica en la formación Peña Morada, pozo ANH-PATIA-1-ST-P	38
Figura 20. Núcleos Formación Peña Morada: A) Arenisca color gris medio de grano fino a medio hacia la base. B) Arenisca conglomerática con gránulos y guijos de arcillolita, chert y limolita	38
Figura 21. Comportamiento de la tasa de penetración en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	39
Figura 22. Comportamiento del Peso sobre la broca en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	41
Figura 23. Comportamiento del Peso sobre la broca en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	41
Figura 24. Comportamiento del Caudal en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	44
Figura 25. Comportamiento de la Viscosidad Marsh en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	50

Figura 26. Comportamiento de la viscosidadplástica en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	51
Figura 27. Comportamiento del Punto cedente en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	52
Figura 28. Comportamiento de formación de gel en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	53
Figura 29. Modelo de Bingham y modelo no newtoniano típico	57
Figura 30: Grafico logarítmico de la ley exponencial	58
Figura 31: Efecto del índice “n” de Ley Exponencial sobre la forma del perfil de flujo.	59
Figura 32: Comparación de los modelos reológicos.	60
Figura 33. Presión de poro en condiciones normales y anormales.	68
Figura 34. Proceso de transferencia y capas intercaladas de arena y lutita	69
Figura 35. Profundidad vs Gradiente de sobrecarga utilizando la metodología de Eaton.	70
Figura 36. Línea base de Lutitas para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P tomada del registro Gamma Ray.	71
Figura 37. Selección de los puntos de Lutitas para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P tomada del registro Gamma Ray, resistivos y sínicos.	72
Figura 38. Unión de los puntos de Lutitas para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P tomada del registro Gamma Ray, resistivos y sínicos.	72
Figura 39. Registro Gamma Ray espectral para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	73
Figura 40. Registro de Resistividad para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	74
2.2.3 Presión de Poro	75
Figura 41. Comportamiento del tiempo de tránsito y perfil de porosidad en las zonas bajo compactadas.	76
Figura 42. Comportamiento de las resistividades en las zonas bajo compactadas	77
Figura 43. Comportamiento de las conductividades en las zonas bajo compactadas	78
Figura 44. Nomograma de la relación de Poisson	81

Figura 45. Prueba de Leak off Test utilizada en campo para la predicción del gradiente de fractura.	83
Figura 46. Profundidad vs Tiempos de Transito en lutitas para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.	86
Figura 47. Linealización de los tiempos de tránsitos observados en condiciones normales para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.	87
Figura 48. Tiempos de Transito normales y Tiempos de Tránsito observados para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.	88
Figura 49. Registro Density tomado de los registros para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	88
Figura 50. Relación de Eaton de la sobrecarga vs profundidad	89
Figura 51. Ventana operacional ajustada teniendo en cuenta los datos de tiempos de transito observados en los registros sónicos para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	92
Figura 52. Profundidad vs dc en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	95
Figura 53. Ventana operacional del fluido de perforación mediante el cálculo del exponente “dc”	99
Figura 54. Linealización de la resistividad observada en condiciones normales para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.	101
Figura 55. Ventana operacional del fluido de perforación a partir de registros eléctricos para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	105
Figura 56. Reología HPHT lodo Q-MAXDRILL	119
Figura 57. ViscosidadPlástica, Yield Point, Yield Stress vs. TemperaturaLodo Q-MAXDRILL	120
Figura 58. Geles vs. Temperatura lodo Q-Maxdrill	120
Figura 59. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.	122
Figura 60. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.	122

Figura 61. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.	123
Figura 62. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.	124
Figura 63. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.	124
Figura 64. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.	125
Figura 65. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.	126
Figura 66. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.	127
Figura 67. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.	127
Figura 68. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.	128
Figura 69. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.	129
Figura 70. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.	130
Figura 71. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.	130
Figura 72. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.	131
Figura 73. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.	132
Figura 74. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.	133

Figura 75. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.	134
Figura 76. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.	135
Figura 77. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.	136
Figura 78. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.	137
Figura 79. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT.	138
Figura 80. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT.	139
Figura 81. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT.	140
Figura 82. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT.	141
Figura 83. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reológicos de HPHT.	142

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ficha Técnica de la cuenca Cauca-Patía	27
Tabla 2. Intervalos perforados y corazonados por cada una de las formaciones del pozo ANH-PATIA-1-STP	28
Tabla 3. Lecturas de los tiempos de tránsitos observados en el registro sísmico, leído gráficamente y en los datos .LAS	85
Tabla 4. Diseño de la ventana operacional del fluido de perforación teniendo en cuenta el parámetro “Dc”,	93
Tabla 5. Comportamiento del registro de resistividad con respecto a la profundidad para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P	100
Tabla 6. intervalos sistema de circulación	111
Tabla 7. Geometrías comunes del equipo de superficie	111
Tabla 8. Medición reológica a alta temperatura y alta presión RPM	119
Tabla 9. Medición reológica a alta temperatura y alta presión Reologia	119

TITULO: Ajuste de las propiedades reológicas del fluido de perforación teniendo en cuenta las operaciones ejecutadas en campo para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.*

AUTORES RODRÍGUEZ Obregón Camilo
ARRIETA Rojano Ángel**

PALABRAS CLAVES: Reología, Hidráulica, pozo ANH-PATIA-1-ST-P, Fann 70, Cauca-Patía, Parámetros operacionales, ventana operacional de lodo.

RESUMEN

La Universidad Industrial de Santander UIS y la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P. Este convenio tuvo como fin la perforación de pozos profundos con el fin de adquirir y construir conocimiento del subsuelo colombiano para la cuenca CAUCA-PATIA construyendo la columna estratigráfica a través de la recuperación de núcleos y toma de registros de pozo.

Este trabajo se fundamenta en evaluar la reología e hidráulica del fluido de perforación con base a los eventos operacionales en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P realizado por la Universidad Industrial de Santander, a través del análisis de datos obtenidos durante la perforación del pozo y los registros los cuales utilizaremos para el desarrollo de la ventana operacional del pozo, con el fin de identificar zonas en las cuales se presentaron problemas operacionales los cuales pueden ser relacionados con la reología e hidráulica del fluido de perforación.

El fluido utilizado en la perforación del pozo ANH-PATIA-ST-P-1 Q-MAX DRILL PHPA presento las propiedades necesarias y adecuadas, Para un óptimo rendimiento de limpieza y estabilidad del hueco reduciendo los tiempos de perforación y evitando retrasos en las operaciones de corazonamiento y ensanchamiento.

Los problemas operacionales presentados en el pozo ANH-PATIA-ST-P-1 ocurrieron principalmente por qué se presentan altos esfuerzos horizontales asociados a Tectonismo, debido a que la cuenca Cauca-Patía se encuentra en el nacimiento de la cordillera Central y Occidental

El comportamiento del fluido Q-MAX DRILL PHPA obtenido en la prueba de laboratorio Fann 70, a una alta presión y alta temperatura fue el apropiado y esto se confirmó con las propiedades reológicas del fluido obtenidas en campo.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Oscar López, Co-Director: Alexander Beltrán Barrera

TITLE: Setting of rheological properties of the drilling fluid considering operations performed in the oilfield at the well ANH-PATIA-1-ST-P.

AUTHORS: RODRÍGUEZ Obregón Camilo
ARRIETA Rojano Ángel**

KEYWORDS: Rheology, Hydraulic, Well ANH-PATIA-1-ST-P, Fann 70, Cauca-Patía, operational parameters, Mud Weight Window.

ABSTRACT

Universidad Industrial de Santander UIS" and Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, for well ANH-PATIA-1-ST-P. Agreement's goal was to drill a deep well in order to get knowledge about Colombian basin CAUCA-PATIA and make a stratigraphic column through the recovery of cores and well logs making.

This work is fundamented in evaluating the rheology and hydraulics of the drilling fluid based on the operational events of the well ANH-PATIA-1-ST-P which was done by the Industrial University of Santander, through the analysis of data obtained during the drilling of the well and logs, which we will use for the development of the operational window of the well, in order to identify zones where we had operational problems, which can be related to the rheology and hydraulics of the drilling fluid.

The fluid used in the drilling of ANH-PATIA-ST-P-1 Q-MAX DRILL PHPA properties present necessary and appropriate, for optimal cleaning performance and stability of the hole reducing drilling time and avoiding delays in operations and widening of coring.

Operational problems presented in the well-PATIA ANH-ST-P-1 occurred mainly why they have high horizontal stresses associated Tectonism because Cauca-Patia basin is in the birth of the Cordillera Central and Western

Fluid behavior Q-MAX DRILL PHPA obtained in laboratory test Fann 70, at a high pressure and high temperature was appropriate and this is confirmed with the rheological properties of the fluid obtained in the field.

* Degree project

**Physical-Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director Eng. Oscar López, Co-Director: Alexander Beltrán Barrera

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de grado contiene las generalidades de los diferentes aspectos y parámetros que afectan el avance de penetración en el proceso de perforación y corazonamiento de los pozos estratigráficos profundos, además de los problemas operacionales que se presentaron en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.

El desarrollo de la ventana operacional para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P, teniendo como base los registros eléctricos, sínicos y gamma ray, con el fin de calibrar la ventana operacional del fluido de perforación utilizada y la ventana operacional creada a través de los registros.

Se describe detalladamente la utilidad de la prueba de laboratorio Fann 70, su utilidad y aplicabilidad para el análisis de la hidráulica y limpieza del pozo en condiciones de alta presión y alta temperatura para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.

Se Analiza el comportamiento hidráulico en el pozo ANH-PATIA-1-ST-Pa través de simulaciones hidráulicas utilizando como herramienta un software comercial y se sugiere una posible optimización en el sistema teniendo en cuenta los parámetros operacionales utilizados.

1. GENERALIDADES

1.1 CONVENIO UIS-ANH PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS EN LA CUENCA CAUCA PATÍA.

En este sentido se requiere adelantar un Interadministrativo en el marco del convenio N° 06 del 25 de marzo del 2009 con la universidad Industrial de Santander para desarrollar la perforación del pozo estratigráfico profundo ANH-PATIA-1-ST-P en Mercaderes (Cuenca Cauca-Patía)

Alcance del proyecto

- Perforación de un pozo estratigráfico proyectado en principio hasta 10.000 pies de profundidad (3.048 metros) y que corte en lo posible la mayor cantidad de unidades estratigráficas del sistema petrolífero
- Obtener núcleos de rocas como así muestras de zanja (seca y húmeda) y eventuales muestra de hidrocarburos.
- Adquirir e interpretar los registros de pozo.
- Correlacionar la información proveniente de la interpretación y digitalización de los registros, con la información de la descripción litológica de los núcleos y las muestras de zanjas obtenidas
- Ejecutar los compromisos adquiridos dentro de la comunidad o comunidades del proceso de consulta previa, así como los acordados dentro del plan de gestión e inversión social.

1.2. CUENCA CAUCA-PATÍA

1.2.1. Localización cuenca Cauca-Patía. El pozo ANH-PATIA-1-ST-P se encuentra ubicado en la cuenca Cauca-Patía, distinguido por ser una depresión intermontaña alargada, cuyo eje se extiende por 440 km de longitud en sentido N24°E, desde el municipio de El Peñol (Departamento de Nariño) hasta el municipio de Viterbo (Departamento de Caldas).

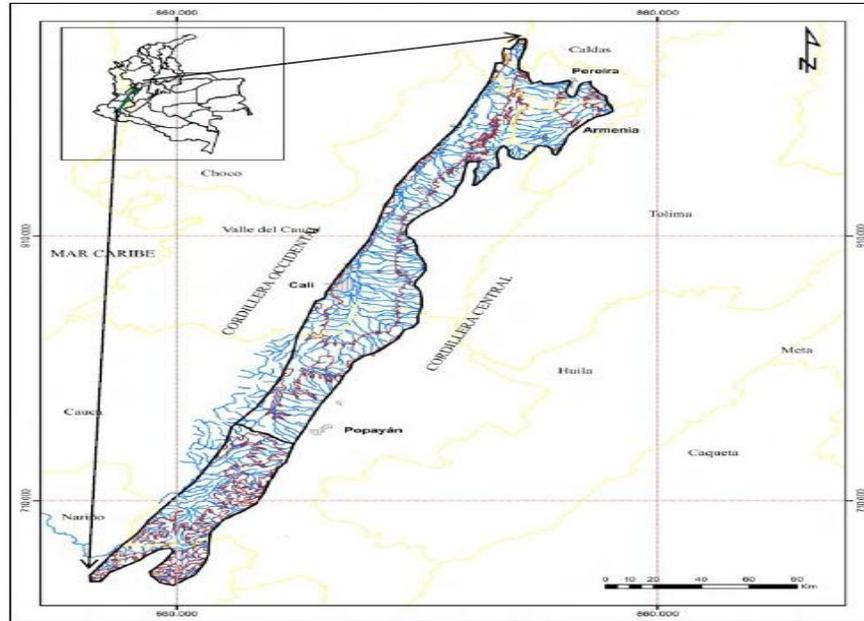
En la cuenca Cauca- Patía se presentan tasas de sedimentación muy altas debido a la morfología montañosa de alta pendiente adyacente, la cual comprende un área de aproximadamente 13.000 km² entre las cordilleras Central y Occidental de Colombia (ver Figura 1) y está limitada estructuralmente por el sistema de fallas del Patía al Occidente y el sistema de fallas del Romeral al Oriente. La subcuenca Patía limita al Norte con la subcuenca del Cauca en el paleo-alto de Popayán-El Tambo y se extiende hasta el Nudo de los Pastos al sur de la misma.

Figura 1. Ubicación regional de la cuenca Cauca-Patía en Colombia



Fuente: Los autores

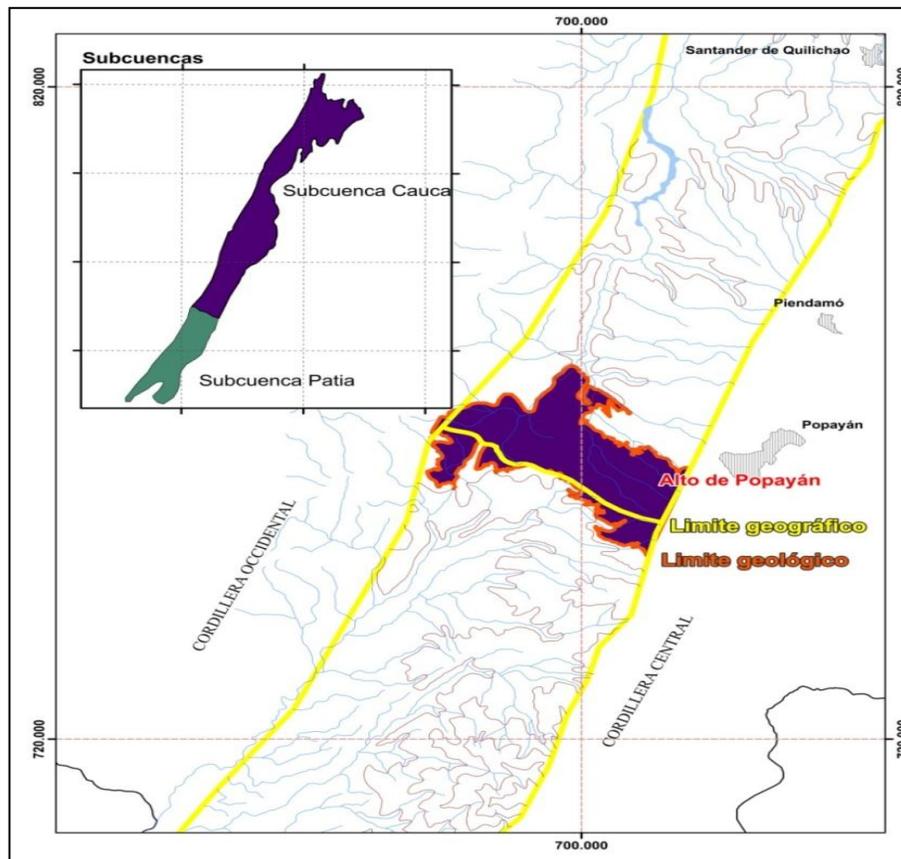
Figura 2. Mapa de localización de la cuenca Cauca-Patía



Fuente: Universidad de Caldas Informe Final Contrato 113, 2008

1.2.2. División de la cuenca Cauca-Patía. La cuenca Cauca-Patía se subdivide en la subcuenca Cauca, ubicada al Norte y la subcuenca Patía, ubicada al Sur. Los principales rasgos geológicos de estas, cambian de acuerdo a las diferentes unidades litoestratigráficas que las conforman. El límite geológico y geográfico entre ellas, corresponde al Paleotallo basamento de Popayán. Ver Figura 3.

Figura 3. División geográfica y geológica de la cuenca Cauca-Patía en la subcuenca Cauca y la subcuenca Patía por el alto de Popayán

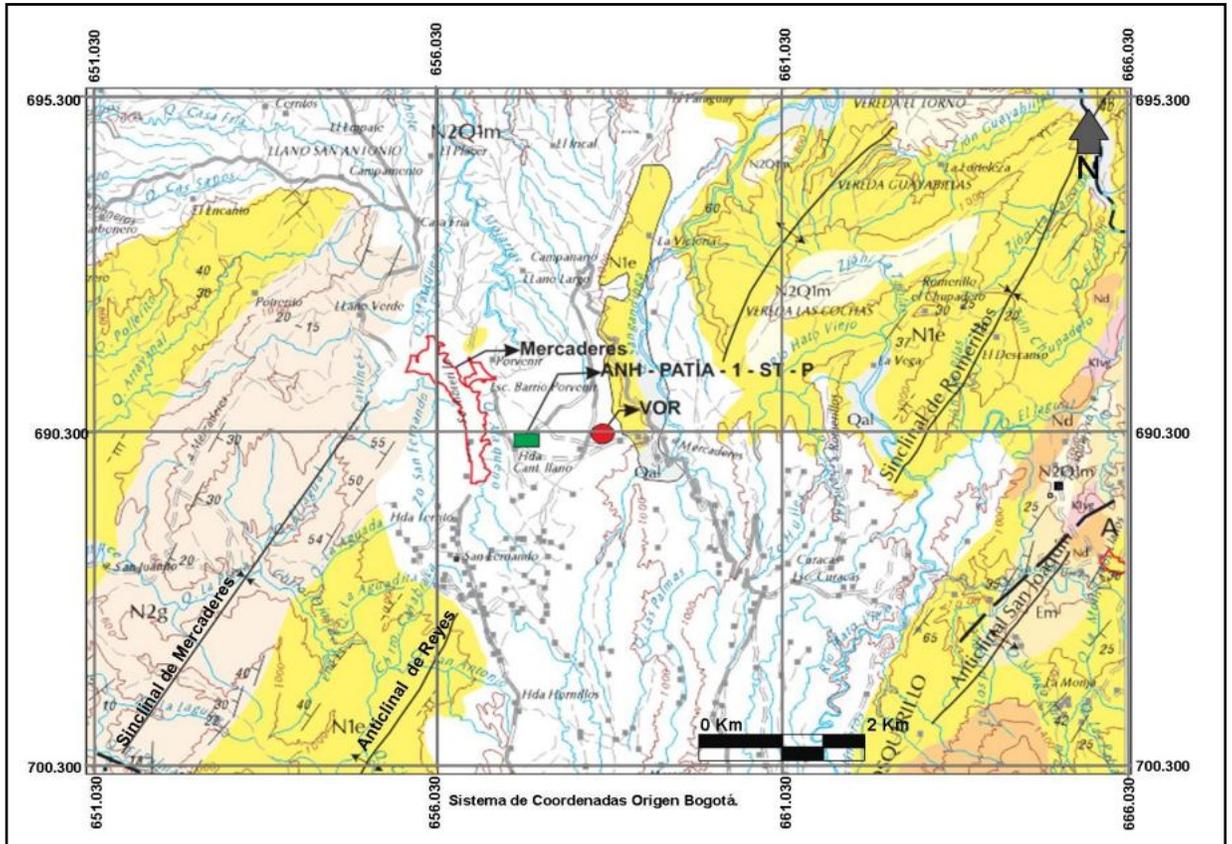


Fuente: Universidad de Caldas Informe Final Contrato 113, 2008.

1.2.3 Marco geológico en el pozo ANH-PATIA-1 ST-P. Geológicamente, el pozo **ANH-PATIA-1 ST-P** se encuentra ubicado en la subcuenca Patía, en el flanco noreste del sinclinal de Mercaderes (Ver figura 4). Esta estructura presenta una dirección de N21°E y una longitud de 26 Km; El objetivo del pozo ANH-PATIA-1-ST-P es perforar las Formaciones Mercaderes, Esmita (Miembros: Conglomerático, Arenáceo y Limolítico), Mosquera y Peña Morada. Que datan desde el Cretáceo Superior hasta el Holoceno.¹

Tomado de "Programa de perforación Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

Figura 4. Muestra el mapa Geológico plancha 386 del área de mercaderes, se observa las principales unidades aflorantes en superficie y las dos estructuras geológicas dominantes, el Sinclinal de Mercaderes, el Anticlinal de Reyes, y la ubicación del pozo ANH-PATIA-I-ST-P.



Fuente: Tomado del Documento de ASPECTOS GEOLOGICOS DEL POZO ANH- PATÍA- 1 -ST- P UIS 2011.

Tabla 1. Ficha Técnica de la cuenca Cauca-Patía

FICHA TÉCNICA CUENCA CAUCA-PATÍA	
Cuenca	Cauca-Patía
Estado de la cuenca:	Cuenca frontera tipo 3
Tipo de cuenca	Piggy back relacionada a colisión (intermontana)
Área de la cuenca:	12823 Km ² /1282330 Ha
Área disponible :	12823 Km ² /1282330 Ha
Numero de bloques:	6
Pozos perforados convencionales.	5
Pozos perforados <i>Slim Hole</i> en este contrato.	13
Pozos perforados tipo profundo en este contrato.	1
Espesor máx. Cobertura productiva.	>3000m
Sísmica 2D	968 m
Roca generadora :	Aguaclara-Peña Morada-Chimborazo
Roca reservorio:	Chimborazo-Mosquera-Cinta de Piedra-Guachinté
Roca sello:	Galeón-La Paila, Lodolitas intraformacionales.
Tipo de hidrocarburo:	Posibilidad de petróleo y gas
Otras explotaciones, minerales:	Oro, carbón, bentonita, cal.

Fuente: Grupo de trabajo UIS. Proyecto perforación de pozos tipo “Slim Hole” en la cuenca Cauca-Patía.

1.2.4 Descripción litológica del pozo ANH-PATIA-1-ST-P. Para la descripción litológica del pozo ANH-PATIA-1-ST-P en la siguiente tabla se resume la profundidad medida del tope según la muestra, el espesor de cada formación y la cantidad de pies corazonados para el caso particular del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, teniendo en cuenta los reportes de perforación, muestras de zanjas y núcleos, fundamentales para el desarrollo de la columna estratigráfica final.

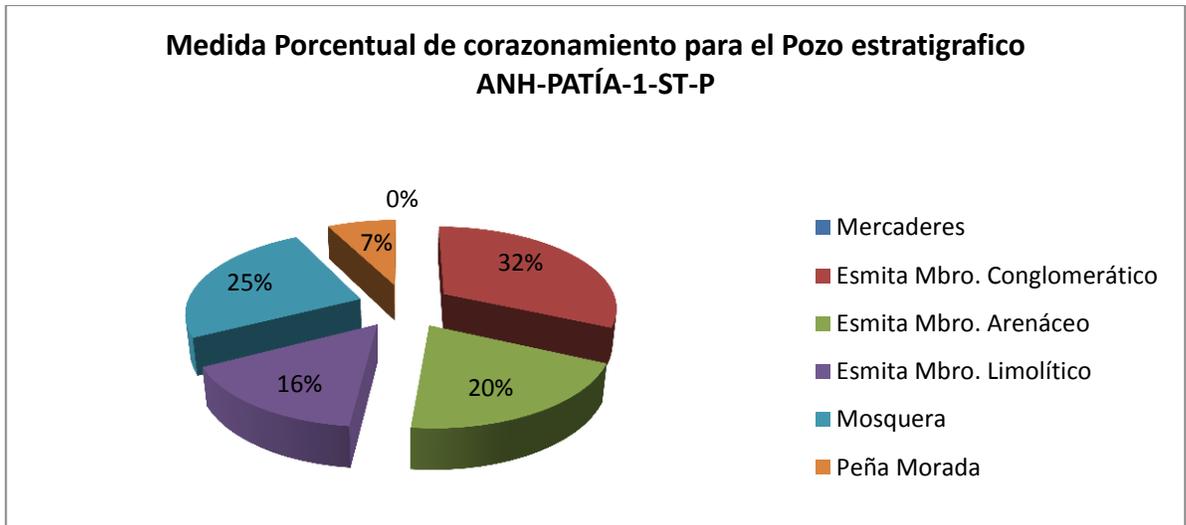
Tabla 2. Intervalos perforados y corazonados por cada una de las formaciones del pozo ANH-PATIA-1-STP

FORMACION	PROF. MEDIDA DEL TOPE SEGÚN MUESTRA (ft)	ESPEJOR (ft)	% PERFORACION	PIES CORAZONADOS	% CORAZONAMIENTO
Mercaderes	0	1658	13,7	0	0,0
Esmita Miembro. Conglomerático	1658	2572	21,3	635	31,7
Esmita Miembro. Arenáceo	4230	814	6,7	399,8	20,0
Esmita Miembro. Limolítico	5044	1145	9,5	314	15,7
Mosquera	6189	2071	17,1	501	25,0
Peña Morada	8260	3840	31,7	151	7,5
		TOTAL	12100	TOTAL	2000,8
		PERFORAD		CORAZONAD	
		OS		OS	

Fuente: Equipo de Trabajo UIS 2012

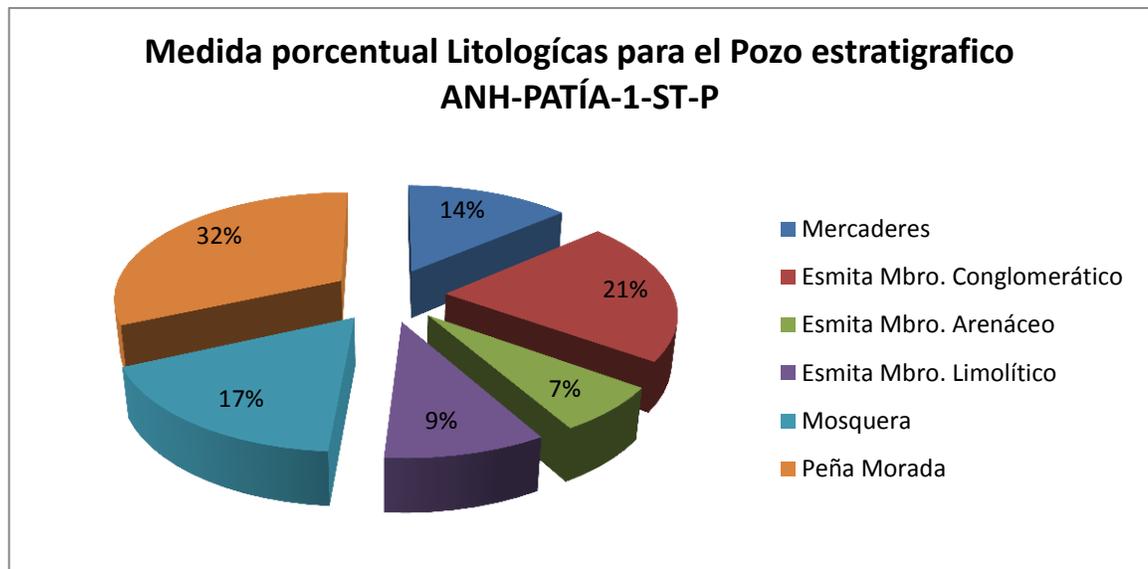
En las siguientes graficas encontramos la medida porcentual de núcleos corazonados y perforados fundamental para la localización de la profundidad del cada formación estratigráfica.

Figura 5. Distribución porcentual del corazonamiento por formación para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P de acuerdo a los informes finales de corazonamiento.



Fuente: Los Autores

Figura 6. Medida porcentual litológica para las formaciones encontradas en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P de acuerdo a los informes geológicos finales.

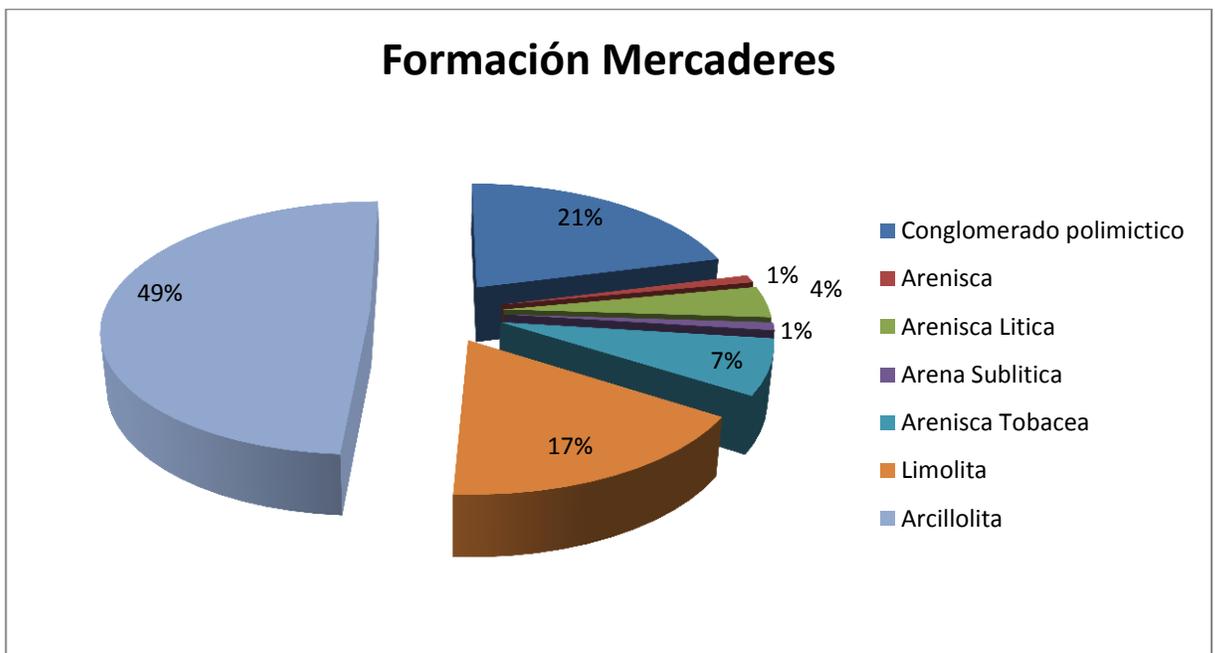


Fuente: Los Autores

Descripción detallada litoestratigráfica en general de cada miembro de la formación en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P de acuerdo a los informes geológicos finales.

1.2.5.1 Formación Mercaderes: Esta formación cuaternaria representa la más somera de las encontradas durante la perforación del pozo ANH-PATIA-1-ST-P, presentando un espesor de 1658 ft; conforma la meseta de Mercaderes, tiene un ambiente fluvial en la cual se encuentra gran aporte volcánico, y consta de intercalaciones de conglomerados, arcillolitas, limolitas, y en menor proporción areniscas líticas y tobáceas. Para dicha formación no se presentaron manifestaciones gasíferas importantes ya que no superaba.

Figura 7. Medida porcentual de las distintas litologías encontradas en la formación Mercaderes en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.



Fuente. Los Autores

Figura 8. Representación de la variación de coloración de los conglomerados Polimicticoa lo largo de todo el intervalo.



Fuente. Grupo de trabajo UIS. 2012

Figura 9. Representación de la variación de coloración de las arcillolitas a lo largo de todo el intervalo



Fuente. Grupo de trabajo UIS. 2012

Figura 10. Fotografía de muestras de zanja correspondientes a la formación Mercaderes. A) Conglomerado Polimictico y B) Arcillolitas pardo amarillentas-pardo rojizos y arenisca lítica



Fuente. Grupo de trabajo UIS. 2012

1.2.5.2 Formación Esmita: La Formación Esmita presenta un ambiente de sedimentación continental por arrastre fluvial en un clima árido y seco.

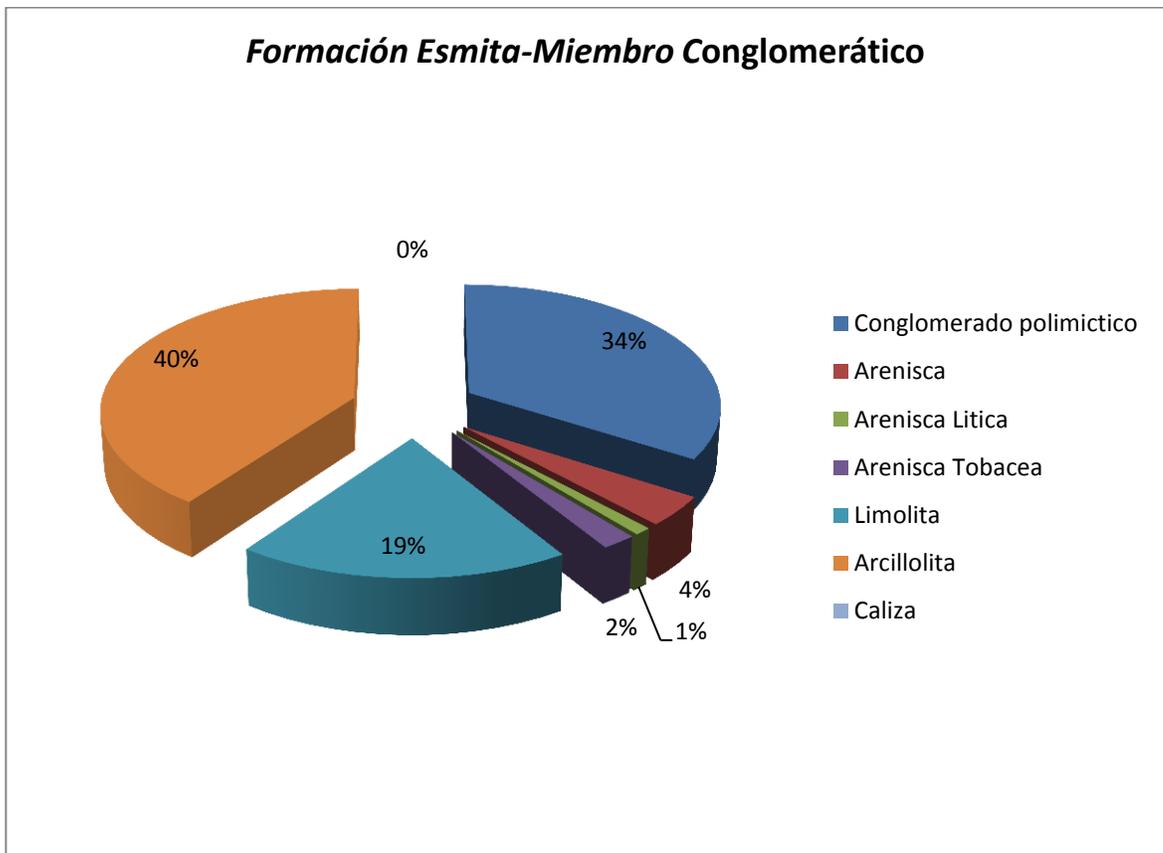
La Formación Esmita en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P presenta un espesor de 4531' y consta de tres miembros claramente diferenciables en base a su variación litológica los cuales son:

- A) Miembro Conglomerático (1658' – 4230').
- B) Miembro Arenáceo. (4230' - 4044')
- C) Miembro limolítico. (5044' – 6189')

– **Formación Esmita-Miembro Conglomerático**

Este miembro está conformado por espesos niveles de conglomerados polimicticos intercalados con niveles de arcillolitas y limolitas ocasionalmente calcáreas, y en menor grado areniscas, areniscas tobáceas y líticas.). Los conglomerados están compuestos por guijos y guijarros de basaltos, diabasa, cuarzo y chert. Las arcillolitas son de tonos pardos amarillentos no hidratables y no calcáreos.

Figura 11. Medida Porcentual litológicas de la formación Esmita-Miembro Conglomerático.



Fuente: Los Autores

Figura 12. Muestras de zanja Formación Esmita Miembro Conglomerático: A) Conglomerado polimíctico B) Arcillolitas pardo amarillentas-pardo rojizos y limolitas con microinclusiones líticas y arenisca de grano muy fino

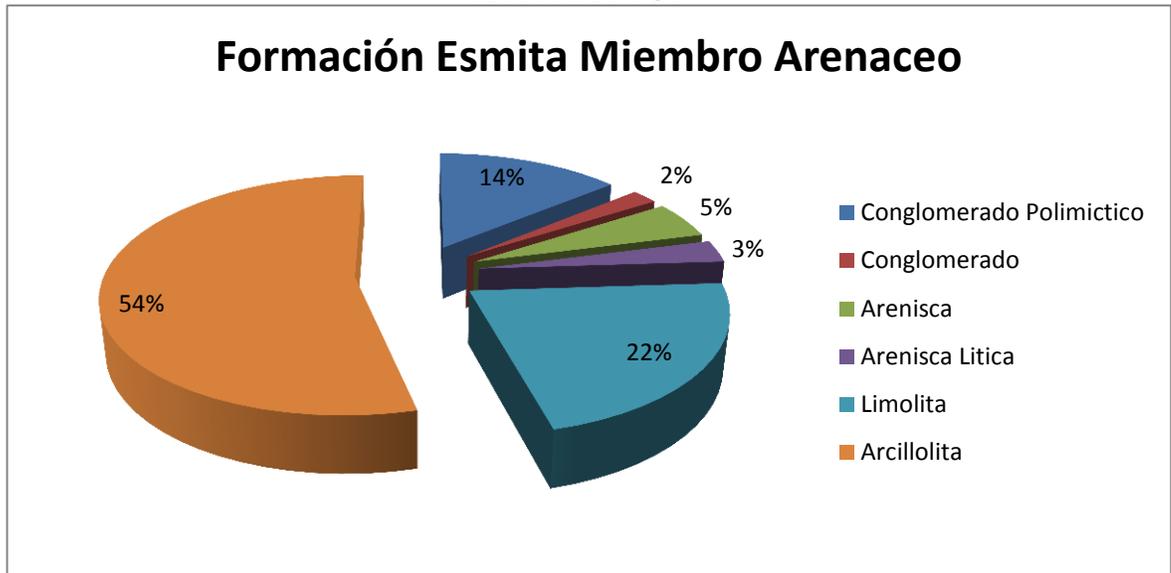


Fuente. Grupo de trabajo UIS. 2012

- Formación Esmita-Miembro Arenáceo

Para el miembro arenáceo de la Formación Esmita continúan presentándose las mismas litologías del miembro Polimictico hay un aumento considerable en la proporción de areniscas, limolitas y arcillolitas.

Figura 13. Medida porcentual litológica en la formación Esmita Miembro Arenáceo en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Los Autores

Figura 14. Núcleo perteneciente al miembro arenáceo de la Formación. Esmita: a) Arenisca conglomerática con gránulos, guijos y guijarros flotantes dentro de matriz arenosa. B) Conglomerado polimítico matriz arcillosa

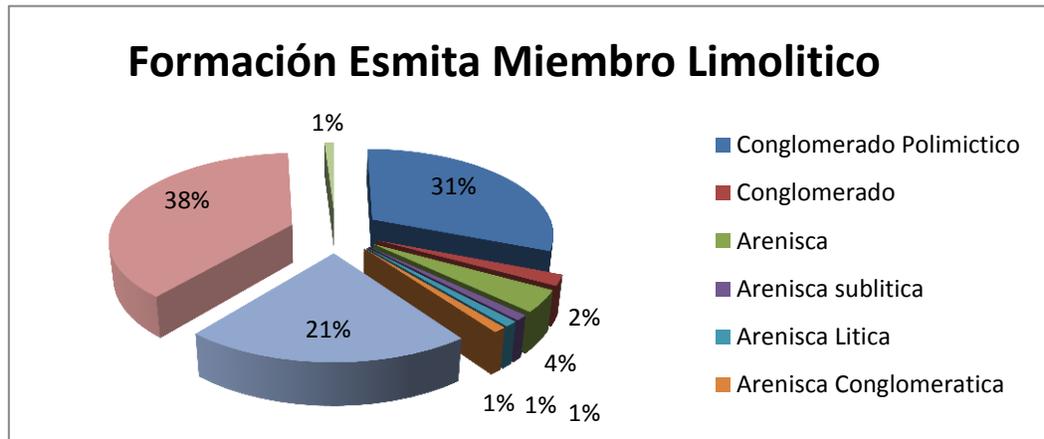


Fuente. Grupo de trabajo UIS. 2012

- **Formación Esmita-Miembro Limolítico**

La limolita es de color pardo moderado, pardo amarillento, ocasionalmente gris medio; blocosa a subblocosa, grada a arenisca de grano fino y con carácter calcáreo especialmente hacia el tope del miembro. La arcillolita es de color naranja amarillento, blanda, hidratable.

Figura 15. Medida Porcentual litológicas de la formación Esmita-Miembro Limolítico



Fuente: Los Autores

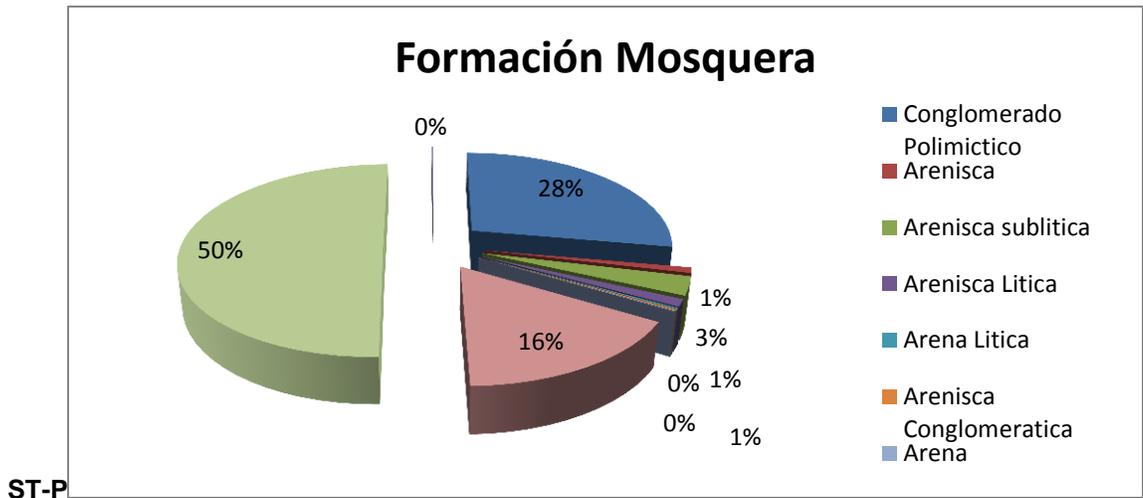
Figura 16. Núcleos Miembro Limolítico de la Formación Esmita



Fuente. Grupo de trabajo UIS. 2012

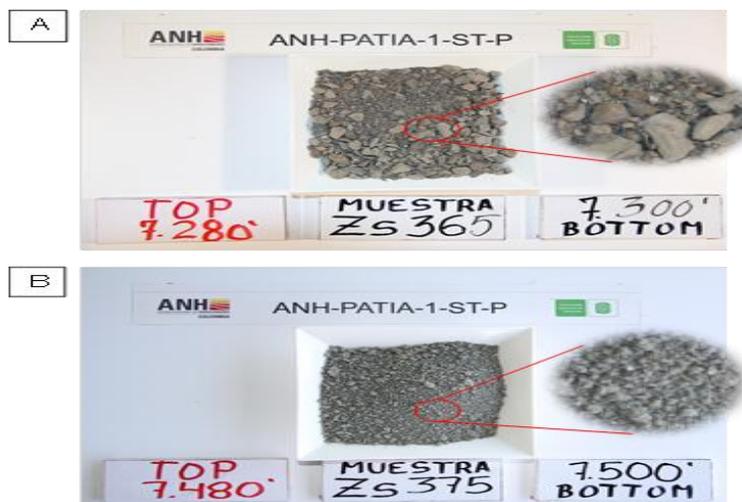
1.2.5.3 Formación Mosquera: Es una secuencia predominantemente Conglomerático-arenácea con cantos de cuarzo lechoso, chert y cuarcita. Se presentan intercalaciones de areniscas de cuarzo, friables; son comunes los cambios laterales de las areniscas a conglomerados, se presentan intercalaciones de limolitas grises.

Figura 17. Medida porcentual litológica en la formación Mosquera en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Los Autores

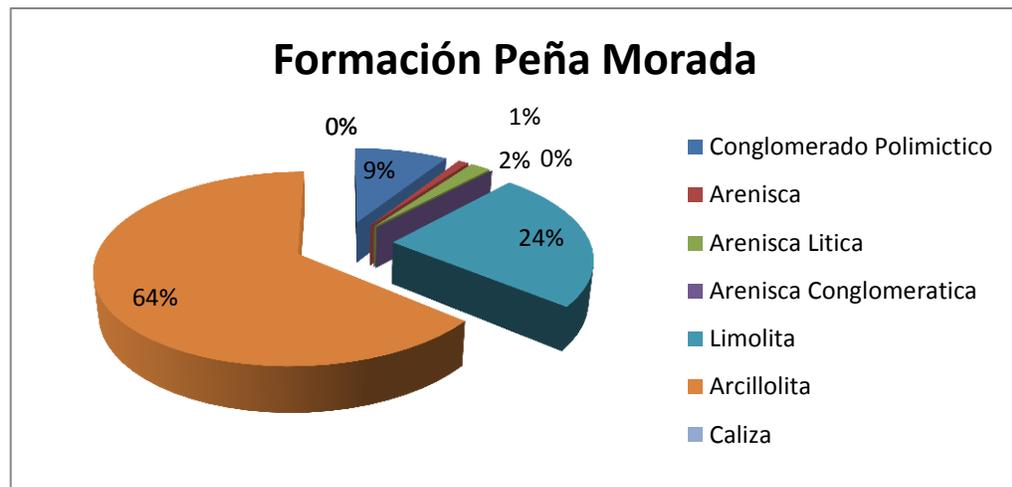
Figura 18. A) Conglomerado polimicticos diversos tamaños desde grueso a guijos, pobre selección. B) Arcillolita gris verdosa, blocosa, amorfa, moderadamente firme a blanda.



Fuente. Grupo de trabajo UIS. 2012

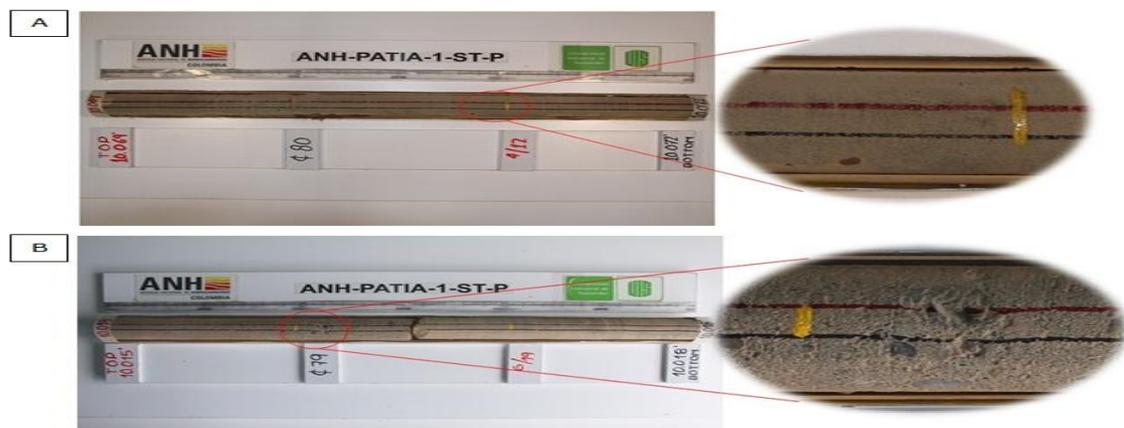
1.2.5.4 Formación Peña Morada: Presenta conglomerado polimictico compuesto principalmente por basalto de color negro, gris oscuro, diabasa negra, chert gris. En Este segmento también se encuentran niveles de limolitas, de colores Gris oscuro. Las arcillolitas y las limolitas en ocasiones se intercalan con niveles de arenisca lítica de grano muy fino a medio, friable, compuesta por cuarzo.

Figura 19. Medida porcentual litológica en la formación Peña Morada, pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Los Autores

Figura 20. Núcleos Formación Peña Morada: A) Arenisca color gris medio de grano fino a medio hacia la base. B) Arenisca conglomerática con gránulos y guijos de arcillolita, chert y limolita



Fuente. Grupo de trabajo UIS. 2012

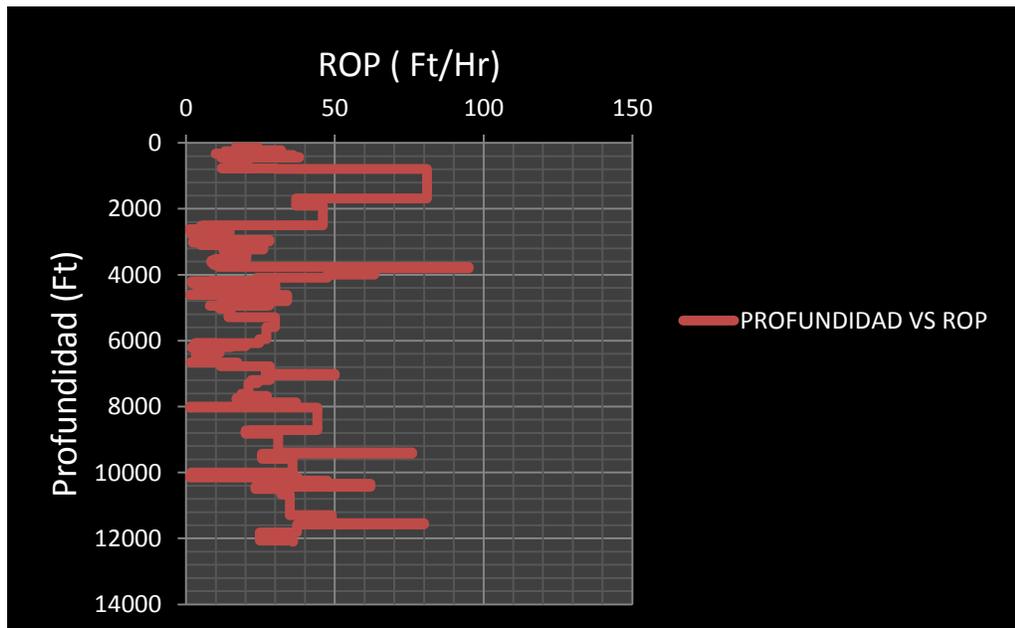
1.3 PARÁMETROS OPERACIONALES DE PERFORACIÓN

Los parámetros operacionales del sistema son características físicas que son tenidas en cuenta en los equipos utilizados en la perforación y estas características afectan directamente la velocidad de la perforación como es la tasa de perforación (ROP), pero también dependerán de factores externos como la dureza de la roca.

1.3.1 Tasa de Penetración (ROP). La ROP o tasa de penetración es uno de los principales factores que nos indican la eficiencia con la cual se está llevando a cabo la perforación de un pozo, este valor nos da la relación de la distancia perforada en unidad de pies (12 pulgadas o 30.48 cm) por hora de rotación.

Este valor de la tasa de penetración depende principalmente de una serie de factores como veremos seguidamente.

Figura 21. Comportamiento de la tasa de penetración en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente. Los Autores

1.3.2. Viscosidad Del Lodo. La viscosidad del lodo es un factor que mide la resistencia del lodo al flujo, la cual es debida a la atracción interna de las moléculas, por lo cual entre mayor sea la resistencia mayor será la viscosidad, la cual representa la resistencia del fluido al movimiento y es un valor muy importante y determinante en la limpieza del pozo que permite un óptimo arrastre de los recortes de perforación hasta la superficie.

La viscosidad del fluido afecta la velocidad de penetración o ROP ya que fluidos con viscosidades más bajas permiten mayor velocidad de penetración y ejercerán menor resistencia un lodo de perforación menos viscoso que un fluido más viscoso.

1.3.3. Peso Sobre La Broca (WeightOn Bit - WOB). Es la carga aplicada a la broca, la cual es necesaria para la perforación de un pozo en determinadas formaciones. Esta se realiza con rotación y peso aportado por la sarta. Para que la perforación sea posible es necesario que la carga aplicada sobre la broca supere la resistencia de compresión de las formaciones con los dientes de la broca, Su unidad de medida corresponde en miles de libras fuerza y se toma del medidor de peso del taladro o Martin-Decker.

El resultado de todo esto es la velocidad de penetración o ROP, la cual es la respuesta de los pies perforados de formación en relación con el peso aplicado sobre la broca.

Figura 22. Comportamiento del Peso sobre la broca en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P

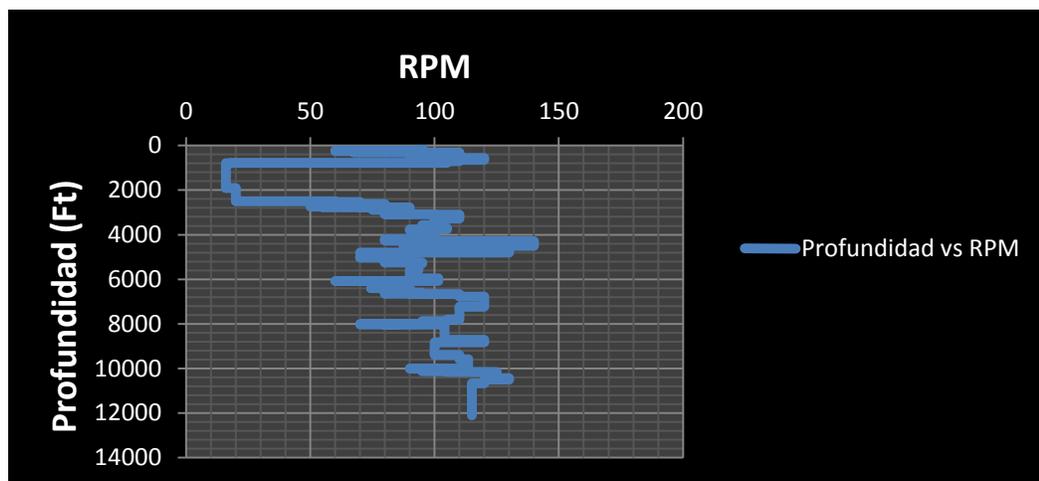


Fuente. Los Autores

1.3.4. Velocidad De Rotación (rpm). Es la cantidad de vueltas por minuto que la mesa rotaria o top drive le transmite a la sarta de perforación y esta a su vez lo transmite a la broca de perforación.

Existe una relación lineal entre las RPM y la ROP en formaciones blandas, pero en formaciones duras ya consolidadas se puede dar un efecto contrario generando una disminución de las RPM y la ROP.

Figura 23. Comportamiento del Peso sobre la broca en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente. Los Autores

1.3.5 Hidráulica y Limpieza Del Hueco. Durante la perforación es muy importante evaluar si se está realizando una adecuada limpieza del pozo y si la hidráulica esta en óptimas condiciones, ya que es de suma importancia que los recortes de perforación en el fondo de pozo sean removidos adecuadamente, para evitar problemas operacionales como embolamiento de la broca entre otros.

1.3.6. Concentración De Recortes De Perforación. Al momento de perforar un pozo es de suma importancia evaluar la tasa de perforación, ya que esta puede generar un mayor volumen de recortes de perforación en la región del anular, de los que se pueden sacar del pozo en la circulación que se está realizando. Esta concentración de los recortes de perforación en la región anular se obtiene en porcentaje, y depende de la formación a la cual se está perforando, un porcentaje de recortes de perforación en volumen mayor de 6% a 8 % seguramente traerá problemas en la limpieza del hueco.

1.3.7. Velocidad De Deslizamiento y Limpieza Del Hueco. Una de las tantas funciones que cumplen los fluidos de perforación, consiste en el transporte de los recortes de perforación del fondo de pozo hasta superficie, para una adecuada limpieza del hoyo. Pero una inadecuada limpieza puede ocasionar una serie de problemas graves como:

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

La capacidad con la que cuenta el fluido de perforación para ejercer una adecuada limpieza del hueco depende principalmente de su reología, densidad, caudal y el tamaño de los recortes de perforación. Para que estos recortes tengan un

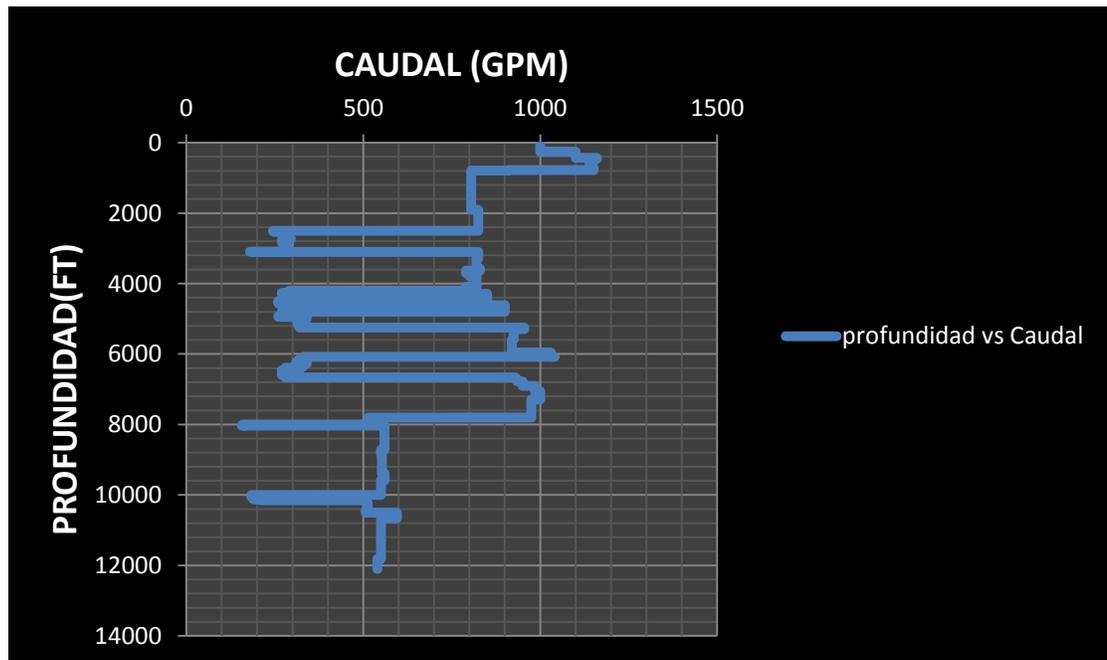
movimiento hacia arriba el cual es ejercido por el flujo del fluido de perforación y cuenta con una fuerza en sentido contrario que ejerce la gravedad la cual favorece el asentamiento de estos recortes, esta tasa de asentamiento se denomina velocidad de deslizamiento. Al compararla la velocidad de deslizamiento con la velocidad anular en un intervalo deseado es posible calcular el tiempo neto de transporte de partículas y el tiempo anular de transporte.

Estos valores nos indican el tiempo mínimo requerido para el transporte de los recortes de perforación hasta la superficie.

1.3.8 Tasa de bombeo. La tasa de bombeo es el volumen que puede impulsar la bomba por unidad de tiempo y generalmente este caudal se utiliza en unidades de Galones por minuto (GPM). Las bombas usadas para esta operación generalmente son de dos tipos dúplex o triplex.

Una adecuada tasa de bombeo es muy importante en la limpieza del hueco, ya que este es el principal factor, altas tasas de bombeo realizarán una mejor limpieza del hueco a diferencia de tasas con un menor caudal que tendrá una eficiencia mucho menor.

Figura 24. Comportamiento del Caudal en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente. Los Autores

1.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La estabilidad de los pozos de petróleo se fundamenta principalmente en dos variables, uno es el componente que refiere a los parámetros geomecánicos y el otro a los parámetros fisicoquímicos. La parte fisicoquímica es la que tiene que ver con los fluidos de perforación, estos fluidos poseen unas características físicas y químicas, las cuales se determinarán para cada pozo dependiendo de una serie de variables que se establecerán en el programa de lodos como es el tipo de formación a perforar y las interacciones entre roca y fluido.

1.4.1 Funciones Del Fluido De Perforación. Las funciones de los fluidos de perforación son una serie de tareas, las cuales se deben cumplir, de manera óptima y al menor costo, como por ejemplo una rápida y adecuada limpieza del hueco, manteniendo este seguro contra alguna arremetida o patada de pozo y de igual forma impidiendo el daño a la formación, por un posible filtrado hacia el pozo.

Los fluidos de perforación deben poseer una composición y características ya definidas en el programa de lodos, las cuales deben garantizar la seguridad e integridad del pozo.

1.4.1.1 Remoción De Los Recortes De Perforación: A través de las boquillas de la broca se inyecta el fluido de perforación en el fondo de pozo, el cual tiene la función particular de arrastrar los recortes de perforación generados por la broca desde el fondo de pozo, hasta la superficie por la sección del anular. Una inadecuada limpieza puede generar una serie de problemas en la perforación, como la pérdida de circulación, aumento excesivo del torque, aumento de la presión hidrostática y el arrastre o problemas más complicados como una pega de tubería.

Este fluido debe tener unas características de viscosidad, densidad, velocidad de circulación en el anular y reológicas las cuales permitirán una adecuada remoción de los recortes de perforación.

1.4.1.2 Velocidad De Circulación En El Anular: La velocidad de circulación en el anular es el principal factor en la remoción de los recortes de perforación y generalmente se manejan valores de 100 a 200 ft/min el cual depende del diámetro del pozo, el diámetro de la tubería y la capacidad de la bomba.

1.4.1.3 Densidad (efecto boyante): La densidad cumple una importante función en el fluido de perforación a la hora de realizar la remoción de los recortes de perforación y es ejercer un efecto boyante sobre los recortes de perforación, por lo cual al aumentar la densidad del fluido, la fuerza del efecto boyante será mayor y como resultado su capacidad de arrastre será mayor. Este efecto también se puede apreciar cuando se suspende la circulación y el lodo se comporta como un gel por sus propiedades tixotrópicas, evitando la rápida caída de los recortes de perforación al fondo del hueco

De igual forma el lodo también cumple la función de suspender la sarta de perforación, ya que esta puede llegar a pesar hasta 200 toneladas y generar una serie de esfuerzos en la sarta de perforación y tensión excesiva.

1.4.1.4 Controlar las presiones de formación y generar estabilidad al pozo: El fluido de perforación debe tener un peso mínimo el cual controle la presión de formación evitando una arremetida o patada de pozo y un peso máximo que no fractura la formación, este peso ideal es manejado a través de la ventana operacional del lodo, el cual además de esto debe contar con un factor de seguridad el cual garantizara una operación de perforación segura.

Este factor depende directamente de la profundidad vertical verdadera o (TVD) y del peso del lodo que también es conocido la densidad, y es llamado presión hidrostática.

La estabilidad del pozo es una tarea más complicada la cual depende de factores como presión y esfuerzo que al no ser controlados adecuadamente pueden generar un derrumbamiento del pozo, hinchamiento de arcillas o hasta una pega de tubería por atascamiento y de igual forma existen los factores químicos los cuales son controlados con los aditivos utilizados en el lodo, esta serie parámetros son esenciales para una adecuada y rápida perforación, lo cual garantizara una operación más segura y de menor costo.

1.4.1.5 Permitir una adecuada evaluación de la formación: El poder realizar un análisis adecuado a la formación es muy importante para evaluar la capacidad de producción del yacimiento, esto es posible evitando al máximo cualquier tipo de daño a la formación como afectar su porosidad o permeabilidad, este daño se evidenciara con una caída de presión en el yacimiento el cual se presentara en el momento de la producción de los hidrocarburos.

Al no utilizar los aditivos adecuados en el lodo de perforación se presentara una interacción entra la roca de la formación, el fluido de la formación y el lodo de perforación. Lo cual seguramente alterara los resultados en la toma de registros, desencadenando una mala interpretación de la verdadera capacidad de producción de nuestro yacimiento.

1.4.1.6 Enfriar y lubricar la sarta y broca de perforación: A la vez que la broca se encuentra perforando se va generando calor por la fricción entre la broca y la formación, por lo cual el lodo de perforación absorbe este calor y lo lleva a la superficie.

De igual forma el lodo de perforación permite disminuir el arrastre y torque que es generado entre las paredes del hueco y la sarta de perforación, actuando como lubricante y disminuyendo la presión de las bombas, aumentando así la vida útil de la sarta de perforación y la broca.

1.4.1.7 Transmisión de la potencia hidráulica a las herramientas de fondo y la broca: El lodo de perforación es el encargado de transmitir la potencia hidráulica desde la superficie hasta el fondo del pozo, permitiendo así realizar una adecuada limpieza de los recortes de perforación en el fondo del hueco, esto ayuda aumentar la velocidad de penetración.

De igual manera esta potencia hidráulica es trasmitida a las herramientas de fondo y los motores que hacen girar la broca.

Todos estos cálculos de la potencia hidráulica están basados en un adecuado dimensionamiento de las toberas de la broca para maximizar la caída de presión en la broca, los cuales están limitados por la capacidad de las bombas, el caudal óptimo, la máxima presión permitida en superficie y las pérdidas de presión por la

fricción entre el fluido de perforación y las paredes del hueco, el casing o la sarta de perforación.

1.5. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los lodos de perforación deben contar con la capacidad de cumplir con cada una de las funciones que se especificaron anteriormente y para cumplir dichas funciones es necesario que tengan unas propiedades específicas ya establecidas por la industria petrolera y además de esto cada lodo debe regirse por el programa de lodos, el cual es único para cada pozo y es diseñado con anterioridad por ingenieros expertos y va de la mano con el programa de perforación.

1.5.1. Densidad o peso. Este depende de la ventana operacional del lodo y va cambiando a medida que avanza la perforación. En campo se expresa en libras por galón (lb/gal)

1.5.2. Tixotropía. Los lodos de perforación deben tener la capacidad de mantener en suspensión los recortes de perforación que se están transportando a superficie cuando se interrumpa o suspenda la circulación. Esta propiedad de desarrollar una estructura rígida o semirrígida de gel cuando no hay circulación y volver a nuevamente a su estado inicial de fluido por una agitación mecánica es la tixotropía.

1.5.3. Filtración. Es el proceso de separar sólidos suspendidos de un líquido, forzar el paso del líquido a través de un medio poroso. En el pozo ocurren dos tipos de filtración, una es la filtración dinámica durante la circulación y la otra es la filtración estática cuando no hay circulación.

En general la filtración se da cuando un volumen de agua atraviesa la retorta e invade y empieza a penetrar al interior de una formación permeable.

1.5.4. Contenido de Arena. Según el instituto Americano del Petróleo - API toda partícula mayor de 74 micrones es arena y esta entra al sistema durante la perforación de formaciones que contienen cuarzo y sílice.

Generalmente se realiza una comparación del contenido de arena entre la línea de succión y la línea de flujo para determinar si la arena se está retirando en superficie. Este contenido de arena no debe sobrepasar el dos por ciento.

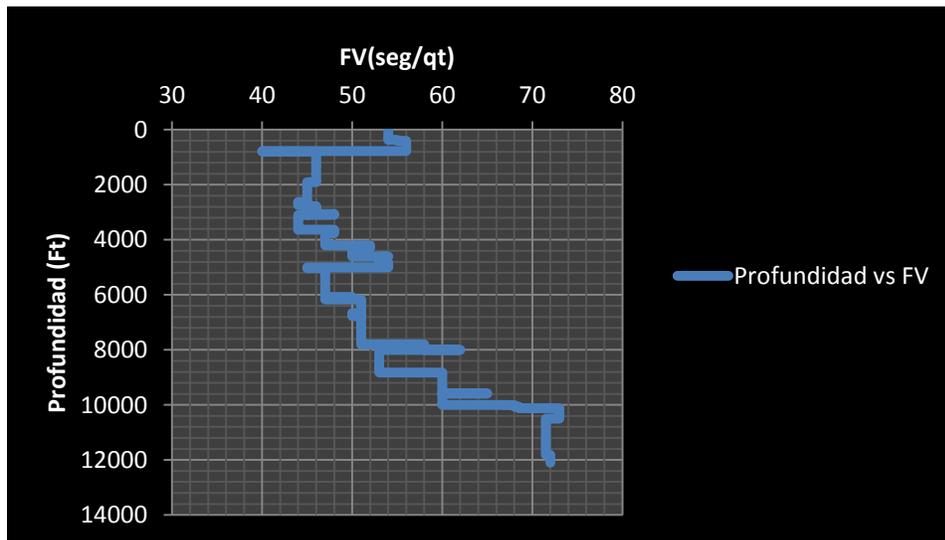
1.5.5. Concentración de Sal. Las formaciones en las que se realiza la perforación, generalmente tienen un contenido de sal o corrientes de agua salobres y por esto es necesario conocer el contenido de sal en los lodos de perforación, ya que esta sal afecta las propiedades del lodo.

1.5.6. pH. La mayoría de los lodos de perforación se encuentran en un rango de 9 a 10.5 en su pH, casi siempre presentando alcalinidad pudiendo llegar hasta valores de 13 en pH.

Un mal control en el pH puede traer serios problemas al lodo de perforación como generar ambientes propicios para la generación de bacterias, generar la corrosión de herramientas metálicas y afectar la solubilidad de productos y sustancias químicas.

1.5.7. Viscosidad de Marsh. La viscosidad Marsh o de embudo es el tiempo que demora un cuarto de galon (946 cm³) en pasar a través de un embudo de 3/16 Plg de Diámetro en la parte superior y se expresa en unidades Seg/Qt.

Figura 25. Comportamiento de la Viscosidad Marsh en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Los Autores

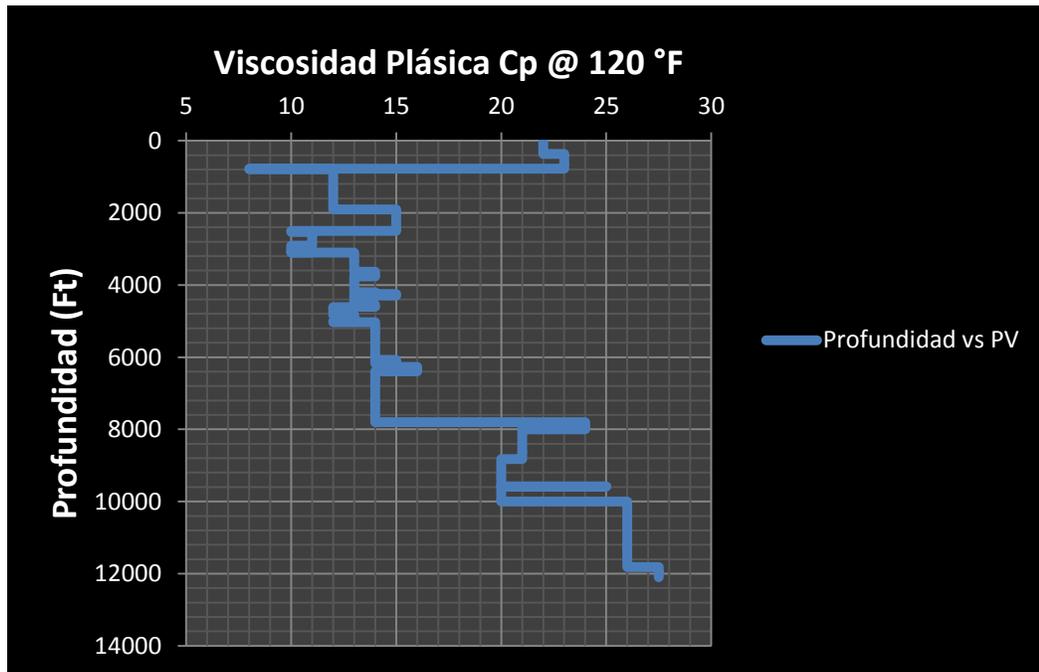
1.6. PROPIEDADES REOLOGICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los lodos de perforación además de tener las propiedades anteriormente dichas y cumplir con sus funciones ya especificadas, deben cumplir con unas propiedades más específicas como son las propiedades reológicas.

1.6.1 Viscosidad Plástica. La viscosidad plastica es la medida de la resistencia interna al flujo de fluido, y esta depende del tipo, cantidad y tamaño de los solidos presentes en el fluido. Su unidad es de dinas por cm^2 de esfuerzo de corte tangencial en exceso del valor de cedencia de Bingham que provocara una cantidad unitaria de corte. Este valor en unidades de centipoises, es proporcional a la pendiente de la curva de consistencia determinada en la region de flujo laminar.

Su manera de obtencion con el viscosimetro fann es: $\theta 600 - \theta 300$ rpm

Figura 26. Comportamiento de la viscosidad plástica en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente. Los Autores

1.6.2. Viscosidad Aparente. La viscosidad aparente es la viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento determinado, a una velocidad de corte especificada. Esta viscosidad esta en funcion de la viscosidad plastica y el punto cedente.

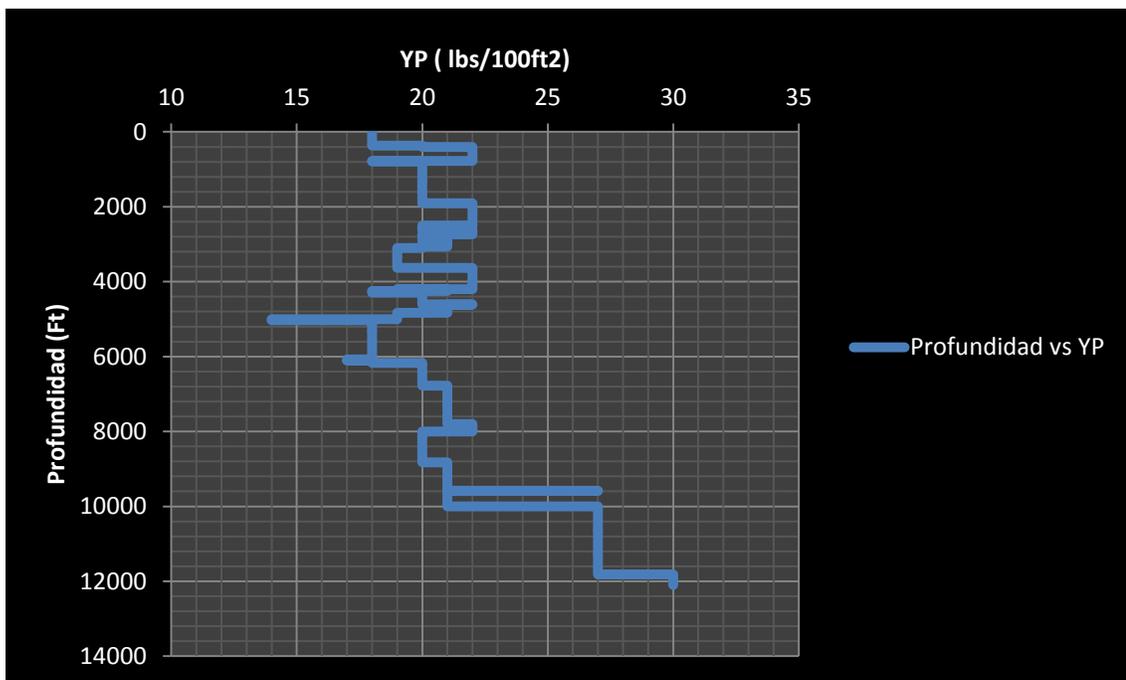
Su manera de obtencion con el viscosimetro fann es: $\theta 600 \text{ rpm} / 2$

1.6.3 Viscosidad Efectiva. La viscosidad efectiva es utilizada con los fluidos no newtonianos y está dada bajo condiciones específicas de la presión, temperatura y la velocidad de corte. Esta viscosidad efectiva de los fluidos no newtonianos cambia y se calcula con el esfuerzo de corte, las cuales están dadas bajo las condiciones de flujo que presenta el pozo.

1.6.4 Punto Cedente o Yield point. Es el esfuerzo mínimo de corte que debe aplicarse a un fluido para que comience a desplazarse, el cual depende principalmente de las propiedades superficiales de los solidos presentes en el fluido y de la concentracion volumetrica de estos solidos en el fluido, como tambien a las cargas eléctricas ubicadas en o cerca de las superficies de los solidos presentes.

Su manera de obtencion con el viscosimetro fann es: $\theta 300 \text{ rpm} - \text{VP}$

Figura 27. Comportamiento del Punto cedente en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente. Los Autores

1.6.5. Esfuerzo de gel. Es la capacidad de un coloide de formar geles. El esfuerzo de gel se da generalmente en unidades de presion en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ y constituye una medida de las fuerzas internas entre particulas como el Yield point, la diferencia esta que el Yeild Point se mide en condiciones dinamicas y el Esfuerzo de Gel en condiciones estaticas, las medidas comunes de esfuerzo de gel son a los 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos.

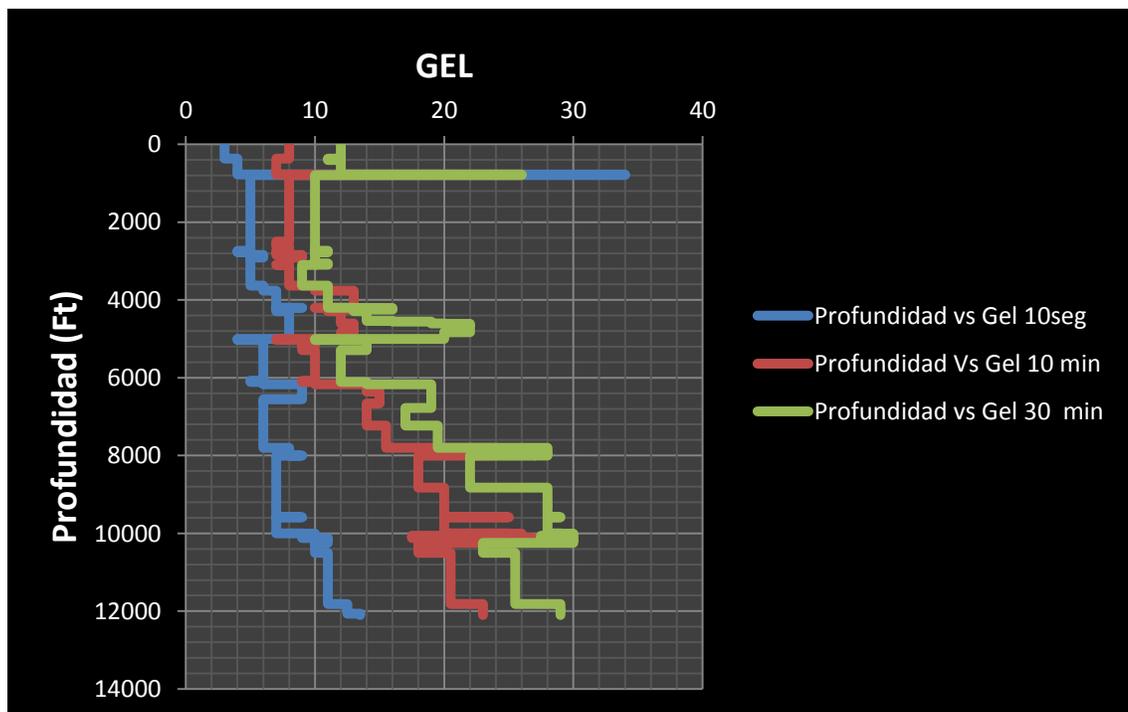
Esfuerzo de Gel Inicial o de 10 segundos

El esfuerzo de gel a los 10 segundos de un fluido es la deflexion maxima registrada en el viscosimetro despues de que el fluido hubiese estado quieto por 10 segundos y se reporta en lb/100 pies^2

Esfuerzo de Gel, 10-Min.

El esfuerzo de gel a los 10 minutos de un fluido es la deflexion maxima registrada en el viscosimetro despues de que el fluido hubiese estado quieto por 10 minutos y se reporta en lb/100 pies^2

Figura 28. Comportamiento de formación de gel en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente. Los Autores

1.6.6. Efecto de la temperatura y la presión sobre la viscosidad. La viscosidad de los fluidos de perforación se ve severamente afectada por el aumento de la temperatura y la presión, las cuales van aumentando a medida que se va perforando y llegando a una mayor profundidad. Este efecto es mucho más notorio en los fluidos base aceite de emulsión inversa que en los fluidos base agua, ya que los fluidos base aceite son mucho más comprimibles que los fluidos base agua. Es cierto que este efecto de la temperatura es diferente para cada tipo de fluido y su compresibilidad varía según el tipo de base usada para cada fluido.

Este comportamiento que se presenta en los fluidos sometidos a una alta presión y temperatura debe de ser determinado mediante pruebas de laboratorio como el Fann 70, O puede ser evaluado mediante ecuaciones API las cuales requieren la viscosidad efectiva y compensan los efectos de presión y temperatura sobre la viscosidad.

Teniendo en cuenta que los fluidos base aceite son muchos más compresibles que los fluidos base agua, y que su densidad aumenta al aumentar la presión, pero de igual forma los fluidos base aceite se expanden al aumentar la temperatura, reduciendo así la densidad y así en alguna medida estos dos efectos de presión y temperatura se compensan.

Esta viscosidad de los fluidos base aceite afecta directamente la viscosidad plástica, de esta manera los fluidos base aceite con mayores viscosidades tendrá un mayor viscosidad plástica.

En pozos profundos como el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.A mayor profundidad existirá una mayor compresión por lo cual la viscosidad aumentara.

Para realizar una adecuada hidráulica es necesario tener en cuenta que en fluidos de emulsiones inversas las gotas de agua son mucho menos compresibles que el

aceite y por esto las gotas de agua se pueden tomar de alguna manera para el cálculo de la reología como sólidos. Por lo cual al aumentar la concentración de agua aumentara la viscosidad plástica, esta viscosidad plástica se debe mantener al nivel más bajo posible.

1.7. TIPOS DE FLUIDOS

En la industria petrolera se manejan básicamente dos tipos de fluidos los newtonianos y los no newtonianos, para los cuales a lo largo del tiempo se han desarrollado una serie de ecuaciones y modelos reológicos e hidráulicos, para así poder analizar su comportamiento detalladamente.

1.7.1. Fluidos newtonianos. El comportamiento de los fluidos newtonianos se caracteriza porque la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte es directamente proporcional. Al realizar una gráfica entre estos dos valores se presenta una línea recta la cual tiene inicio en el origen (0; 0) y su pendiente es la viscosidad de este tipo de fluidos.

Los gases a presión y temperatura ambiente y los fluidos como el agua, la glicerina y las salmueras presentaran este tipo de comportamiento newtoniano.

1.7.2. Fluidos no newtonianos. Los fluidos no newtonianos presentan un comportamiento diferente a los newtonianos ya que su viscosidad varía con la tasa de corte y para describir su comportamiento se utiliza la viscosidad efectiva la cual ya se explicó previamente.

En su gran mayoría los fluidos utilizados en la perforación son no newtonianos, los cuales a medida que aumenta el esfuerzo cortante disminuyen su viscosidad por adelgazamiento, estos empezaran a fluir cuando se aplique la fuerza inicial necesaria, la cual es diferente dependiendo del tipo de fluido.

1.7.2.1 Modelo de flujo plástico de Bingham: El modelo plástico de Bingham es muy similar al usado en los fluidos newtonianos ya que este presenta una línea recta suponiendo así un comportamiento lineal y es directamente proporcional, el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, en el cual la constante de proporcionalidad es la viscosidad plástica, la diferencia entre el modelo de Bingham y el modelo de Newton es básicamente que el modelo de Newton parte del origen (0; 0) y el modelo de Bingham parte punto cedente o Yield Point, el cual es la fuerza mínima o esfuerzo de corte que se debe aplicar para que empiece el movimiento del fluido.

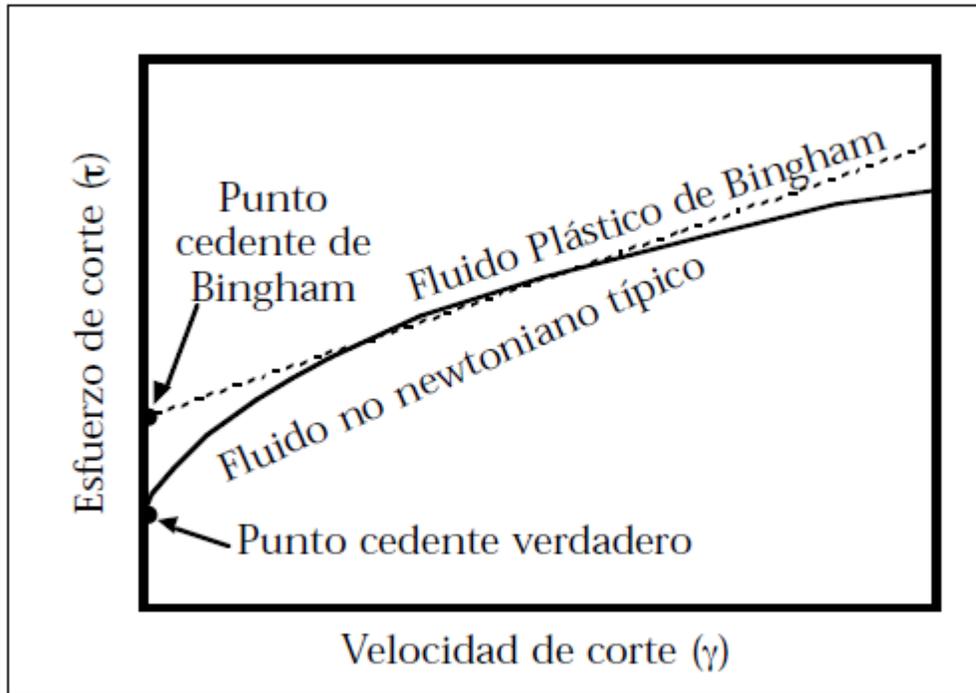
$$\tau = PC + VP (\dot{\gamma}),$$

PC = Punto cedente, lbf/100 ft²

VP = Viscosidad Plástica, cP (centipoise, 1/100 Poise)

Este modelo es uno de los más usados para el análisis de los lodos de perforación, pero en la realidad los lodos de perforación no tienen un comportamiento lineal, ya que a bajas velocidades de corte su comportamiento difiere bastante y se recomienda usarlo para altas velocidades de corte.

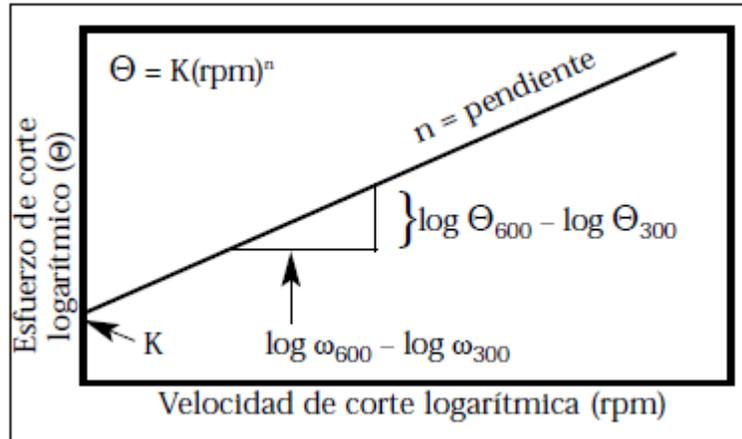
Figura 29. Modelo de Bingham y modelo no newtoniano típico



Fuente: Manual de Fluidos de perforación de M-I

1.7.2.2 Modelo de ley exponencial o ley de potencia: El modelo de la ley exponencial describe una línea recta cuando se usa papel de coordenadas doblemente logarítmicas, ya que este se aproxima más al comportamiento de un lodo a bajas tasas de corte, comparado con el modelo de Bingham. Pero se debe tener claro que este modelo no establece relación lineal entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte como el modelo de Bingham.

Figura 30: Grafico logarítmico de la ley exponencial



Fuente: Manual de Fluidos de perforación de M-I

Este modelo de ley de potencia establece una relación matemática a una potencia determinada entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte

$$\tau = KY^n$$

Dónde:

τ = Esfuerzo de corte

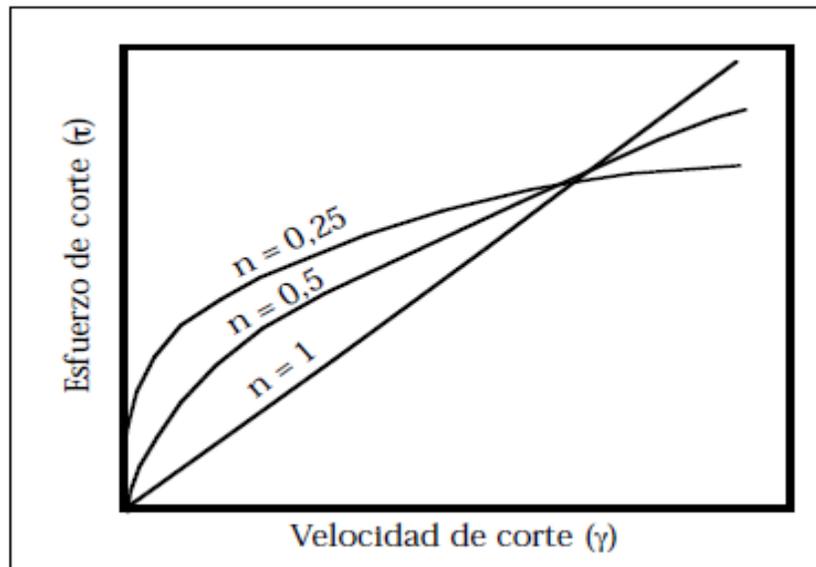
K = Índice de consistencia

Y = Velocidad de corte

n = Índice de Ley Exponencial

El índice “n” utilizado en la ecuación anterior nos da la referencia del comportamiento no newtoniano de un fluido en un rango determinado de velocidades de corte, si $n = 1$ tendrá el comportamiento como un fluido newtoniano generando así una línea recta y entre más pequeño sea el valor de “n” menor va a ser su viscosidad a medida que aumente la velocidad de corte y más curvada será la relación.

Figura 31: Efecto del índice “n” de Ley Exponencial sobre la forma del perfil de flujo.



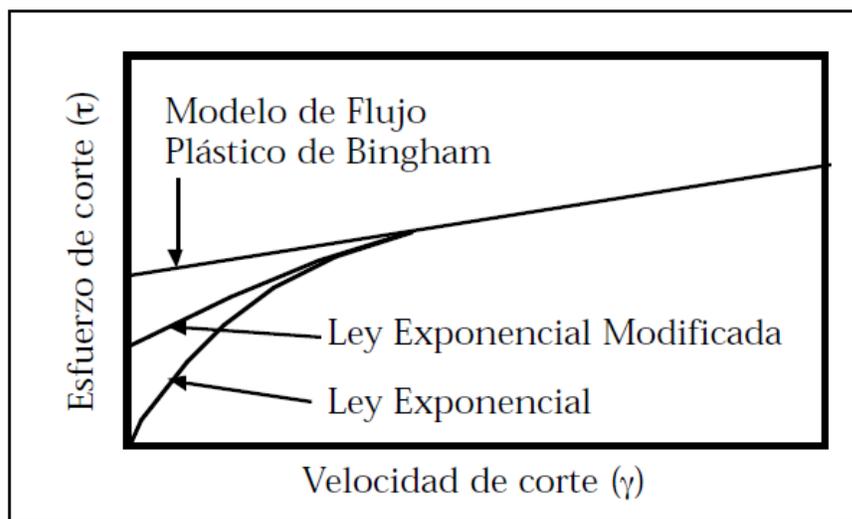
Fuente: Manual de Fluidos de perforación de M-I

Los fluidos no newtonianos proporcionan una mejor limpieza del pozo, los cuales disminuyen su viscosidad al aumentar su esfuerzo de corte, y su velocidad aumenta en el espacio anular por lo cual mejora la limpieza del hueco.

1.7.2.3 Modelo de ley Exponencial Modificada o Modelo de Herschel – Bulkley: El modelo de ley exponencial modificada es el modelo que mejor describe el comportamiento reológicos de los lodos de perforación.

El modelo de la ley exponencial no presenta el punto cedente o Yield point, el cual es la fuerza mínima para que empiece el movimiento del fluido a un esfuerzo de corte, pero el modelo de la ley exponencial modificada si presenta este punto cedente. Por otro lado comparando el modelo de la ley exponencial modificada con el modelo plástico de Bingham, el cual es una línea recta y es directamente proporcional la tasa de corte y el esfuerzo de corte, el modelo de la ley exponencial modificada presenta una línea curva cuando el esfuerzo de corte aumenta, lo cual es una representación mas real de los fluidos de perforación.

Figura 32: Comparación de los modelos reológicos.



Fuente: Manual de Fluidos de perforación de M-I

Se podría decir que el modelo de la ley exponencial combina el modelo newtoniano, el modelo plástico de Bingham y el modelo de la ley exponencial por lo cual es el que mejor describe el comportamiento reológico de los Fluidos de perforación con mayor exactitud que algún otro modelo.

1.8 PROBLEMAS OPERACIONALES

Perdida de circulación

La Pérdida de circulación o pérdida de retorno es uno de los problemas que más contribuye en el alto costo del lodo y el cual puede llevar a problemas de mayor envergadura, como una pega de tubería, la inestabilidad del pozo o incluso una patada de pozo.

La pérdida de circulación ocurre principalmente por la invasión del fluido de perforación hacia las formaciones naturalmente fracturadas, con fisuras o cavernosas o también se presenta por una excesiva presión que fracture hidráulicamente la formación, generando el espacio para que el lodo se pierda y no exista el retorno de este a superficie.

Pega de tubería

La pega de tubería es uno de los problemas que puede generar mayores inconvenientes en la operación, como detener la perforación por horas o incluso por días, también puede ocasionar la pérdida de la sarta de perforación o una pérdida total del pozo.

La pega de tubería puede ser por una pega mecánica o una pega diferencial.

La pega por presión diferencial se presenta cuando existe una diferencia de presión entre la columna de lodo y el revoque que se encuentra en una formación permeable, este tipo de pega se genera cuando la tubería se encuentra quieta y en lodos con alto contenido de sólidos o de alta densidad.

La pega mecánica se presenta cuando existe una restricción física que impide el movimiento de la sarta de perforación y puede ser una pega por empaquetamiento del pozo o por la geometría de este.

En general las pegas por empaquetamiento son causadas por la inestabilidad de las lutitas, el hinchamiento de las arcillas, formaciones no consolidadas o una mala limpieza del hueco generando una alta depositación de recortes de perforación.

En pozos direccionales la pega por empaquetamiento más común es la pega por ojo de llave y patas de perro.

Si ya después de varios intentos por despegarse, él envió de una píldora o el martilleo y ningún método fue efectivo, esta tubería pasa a ser un pescado el cual debemos sacar para continuar nuestra perforación o realizar una desviación de la dirección del pozo (side track).

Inestabilidad del pozo

Los cambios de los ambientes químicos y físicos durante la perforación pueden generar la inestabilidad de las lutitas, las cuales se verán afectadas por la incompatibilidad entre el fluido de perforación y la formación.

Un problema común es el hinchamiento de las arcillas, que se debe minimizar al máximo con inhibidores evitando así la reducción del diámetro del hueco.

1.8.1 Descripción de los Problemas Operacionales Presentados en el Pozo ANH-PATIA-1-ST-P. A continuación presentamos Los problemas operacionales presentados en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.

En el día 9 de la operación Se observaron puntos apretados a 2011', 1408', 1200' con un overpull de 30 a 50 kLbs, en la formación mercaderes con un porcentaje del 60% de arcillolita, 30% de limolita y 10% de areniscas. La cual fue la tendencia general de la litología y para la cual se realizó reaming y backreaming obteniendo buenos resultados.

De igual forma a lo largo de la operación se presentaron en diferentes días (23) y a diferentes profundidades una serie de puntos apretados (79) los cuales se resolvieron realizando reaming y backreaming.

Una posible causa de estos puntos apretados puede ser una mala inhibición de arcillas o una mala limpieza del hueco. En realidad no se puede asegurar con certeza la causa ya que en la hidráulica realizada los valores arrojados nos muestran que la limpieza del hueco fue buena en todo el intervalo de perforación. De igual manera la inhibición de arcillas se realizó de la mejor manera y en las pruebas realizadas se comprobó una efectiva inhibición.

Un asunción de estos puntos apretados a partir de la última sección después de completar el hueco hasta 7790 sería que por la alta concentración del ion cloruro se dejó de utilizar el inhibidor de arcillas MAXDRILL LO lo cual seguramente fue lo que ocasionó la gran cantidad de puntos apretados, generando problemas en los viajes de la tubería.

A continuación se presentan los puntos apretados y los días en los que ocurrieron.

Día 20. 1646', 1974' 70% ARCILLOLITA, 20% LIMOLITA, 10% CONGLOMERADO POLIMICTICO

Día 23. 3201', 3160', 3140', 60% ARCILLOLITA, 40% LIMOLITA

Día 24. 2681' 80% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 10% LIMOLITA, 10% ARCILLOLITA

Día 25. 3705' 50% ARCILLOLITA, 20% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 20% LIMOLITA, 10% ARENISCA

Día 41. 2478' 80% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 20% ARCILLOLITA

Día 43. 4954', 4880' 90% ARCILLOLITA, 10% LIMOLITA

Día 44. 3510', 3543' 80% ARCILLOLITA, 10% LIMOLITA, 10% CONGLOMERADO POLIMICTICO

Día 48. 4182', 4228', 4370', 4396', 4487', 4491', 4494', 4687', 4739', 4853' 4857' 4893' 4940' 60% ARCILLOLITA, 30% LIMOLITA, 10% CONGLOMERADO POLIMICTICO

Día 57. 5235' 80% ARCILLOLITA, 10% CONGLOMERADO, 10% LIMOLITA

Día 68. 5645' 5294' 5353' 5347' 5372' 5424' 5549' 50% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 30% ARCILLOLITA, 10% LIMOLITA, 10% ARENISCA CONGLOMERATICA

Día 69. 6697' 90% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 10% ARCILLOLITA

Día 71. 6512' 6547' 7186' 60% ARCILLOLITA, 40% LIMOLITA

Día 72. 7756' 60% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 20% LIMOLITA, 20% ARCILLOLITA

Día 73. 6810' 50% ARCILLOLITA, 40% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 10% LIMOLITA

Día 74. 7749' 7698' 7709' 7772' 7783' 7797' 7790' 7784' 60% ARCILLOLITA, 30% LIMOLITA, 10% CONGLOMERADO POLIMICTICO

Día 75. 7756' 7748' 7737' 7594' 7309' 7375' 7255' 7293' 7505' 7513' 7557' 7565' 7661' 7740' 7641' 7640' 7639' 7377' 7760' 7757' 70% ARCILLOLITA, 20% LIMOLITA, 10% ARENISCA SUBLITICA

Día 76. 7512' 50% CONGLOMERADO POLIMICTICO, 30% ARCILLOLITA, 10% LIMOLITA, 10% Caliza

Día 79. 7337' 70% ARCILLOLITA, 30% LIMOLITA

Día 82. 7907' 60% ARCILLOLITA, 20% ARENISCA SUBLITICA, 20% LIMOLITA

Día 88. 8518' 8990', 9154' 60% ARCILLOLITA, 20% LIMOLITA, 20% ARENA LITICA

Día 95. 9960' 30% ARCILLOLITA, 30% LIMOLITA, 30% ARENISCA LÍTICA, 10% CALIZA

Día 99. 11741', 11735', 10219' 10090', 10075' 80% ARCILLOLITA, 20% LIMOLITA

Día 102. 9839', 9992', 10064', 10182', 10202', 10237' 50% ARCILLOLITA, 40% LIMOLITA, 10% ARENISCA LÍTICA

Intentos de pega por empaquetamiento

Después del día 101 se presentaron aproximadamente 14 puntos apretados que generaron mayores problemas en la operación, con intentos continuos de pega de tubería.

Estos intentos de pega de tubería se resolvieron con Torque, Tensión y Compresión.

Un asunción de la posible causa de estos intentos de pega de tubería seria las litologías ya que en su gran mayoría son arcillas las cuales seguramente pudieron hincharse al haberse suspendido el uso del inhibidor de arcillas MAXDRILL por la

alta concentración del ion cloruro, por lo cual se recomienda para próximas operaciones, en la planificación tener alternativas de inhibidores que no afecten la concentración del ion cloruro.

Día 101. 10028' 40% ARCILLOLITA, 50% LIMOLITA, 10% ARENISCA

Día 102. 10031' 50% ARCILLOLITA, 30% LIMOLITA, 10% ARENISCA LÍTICA, 10% CALIZA

Día 104. 10911', 10938', 10940', 10956', 10977', 11000', 11002', 11005' 80% ARCILLOLITA, 10% LIMOLITA, 10% ARENISCA LITICA

Día 104. 10815', 10828', 10835', 10839' 80% ARCILLOLITA, 10% LIMOLITA, 10% ARENISCA

Pegas de tubería

Los días 94 y 101 se presentaron pegas de tubería que tuvieron una corta duración.

La pega del día 94 ocurrió de esta manera se “Levantó la sarta, coloco la sarta en la cuña y Conectó Top Drive, Cuando se estaba quitando la cuña la sarta se pegó”

Por la descripción de la operación realizada se puede asumir que esta pega pudo ocurrir por la presión diferencial entre la columna hidrostática del lodo y la presión dela formación, ya que este tipo de pegas se presentan cuando la sarta de perforación se encuentra estática. Pero según la descripción realizada esta pega fue por empaquetamiento, por un cambio de calibre en el hueco debido a la litología. Limonitas, arcilla, arenisca así generado ledges, cambio en el calibre y hueco lavado).

Esta pega se trabajó de esta manera. La sarta se tensiono hasta 350K lbs, con la bomba en mínimo, aplico torque con 80 RPM hasta aplica 28K lbf/ft y se liberaba controladamente hasta cero, Se observó que la tensión disminuía hasta 300K lbs, así se trabajó la sarta sucesivamente desde 9724 ft hasta 9706 ft, donde se logró obtener circulación y rotación liberándose la sarta.

Día 94. 9725' 50% LIMOLITA, 30% ARCILLOLITA, 10% ARENA/ARENISCA LÍTICA

La pega de tubería ocurrida el día 101 se presentó de esta manera, en el acondicionamiento del hueco para posteriormente realizar la corrida de registros, se estaba haciendo Backreaming desde 10322' hasta 9952'. Donde se presentó pega de tubería por empaquetamiento. Por lo cual se con Torque, Tensión y compresión. Logrando liberar la sarta de perforación con facilidad en poco tiempo. Una asunción de una posible causa es el hinchamiento de las arcillas al igual que la pega anterior, por lo cual se recomienda tener las concentraciones adecuadas de inhibidor según el tipo de litología y programa de lodos

Día 101. 9952' 50% LIMOLITA, 40% ARCILLOLITA, 10% ARENA/ARENISCA LÍTICA

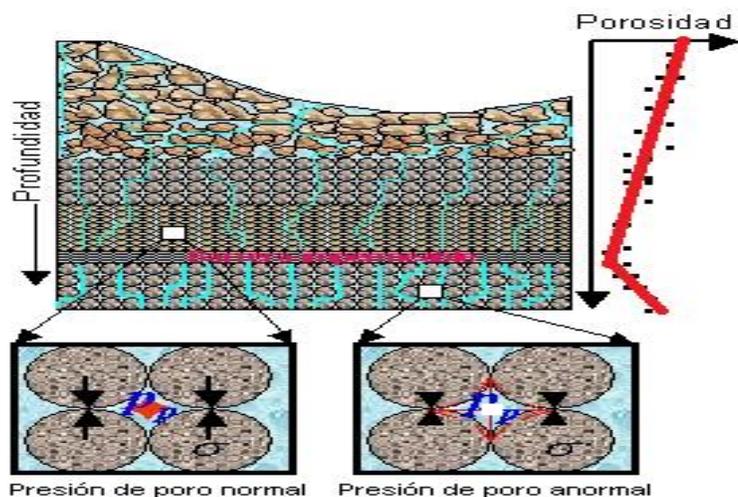
2. PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES

Para el desarrollo de la ventana operacional es necesaria la predicción de las Geopresiones, desarrollando una metodología para predecir las presiones de sobrecarga, poro y fractura con un alto grado de exactitud y precisión.

Cuando se está perforando pozos estratigráficos es de suma importancia controlar y prevenir los problemas de flujo y descontrol, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento y derrumbes de formación suelen incrementar considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo. Estos problemas son generados debido a que no se tiene una deficiente predicción efectiva de las presiones de sobrecarga, poro y fractura de las formaciones a perforar, y cuyo conocimiento es básico para planear la perforación sobre todo de pozos estratigráficos, de manera que se pueda diseñar una tubería de revestimiento y cementación sin peligros.

En los procesos en donde ocurre una depositación de sedimentos normal a medida que los sedimentos se acumulan la presión de sobrecarga aumenta es por esto que ocurre una disminución en la porosidad de la roca para condiciones normales.

Figura 33. Presión de poro en condiciones normales y anormales.



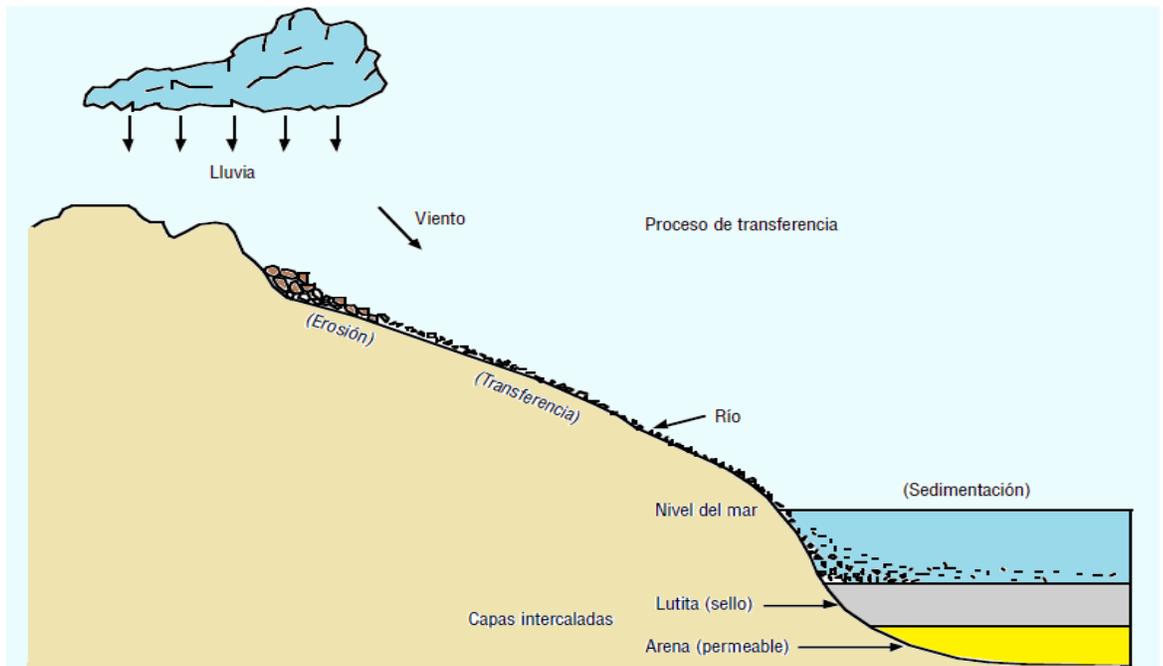
Fuente: Los Autores

2.1.2 Presiones Normales. Una formación que presenta una presión normal es aquella que tiene una presión de poro igual a la presión hidrostática del agua. Es decir, que su porosidad disminuye a medida que aumenta la compactación. Cualquier desviación del ambiente de presión hidrostática normal será considerada anormal. Las presiones altas se llaman Geopresiones, sobrepresiones o surpresiones. Las presiones bajas se llaman subpresiones.

2.1.3 Presiones Anormales. La presión anormal es originada por los procesos geológicos que ocurrieron en una región geológica determinada e involucra acciones tanto físicas como químicas dentro de la tierra. Las sobrepresiones anormales siempre son causadas por una zona en particular que se “sella” o aísla.

Estos sellos pueden constar de muchos tipos de rocas: Lutitas densas, Lutitas calcáreas, caliza cementada, arenisca cementada calcáreamente, ceniza volcánica (toba) solidificada, anhidrita entre otras. En el pozo estratigráfico que se presenta para el estudio se presentan intercalaciones de arenas y lutitas.

Figura 34. Proceso de transferencia y capas intercaladas de arena y lutita



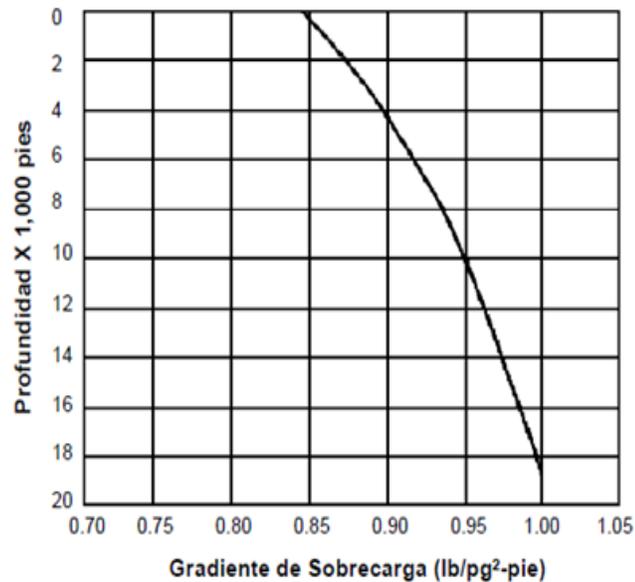
Fuente: Los Autores

2.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PRESIONES DE SOBRECARGA, PORO Y FRACTURA

- Determinar la presión de sobrecarga (P_{sc}).
- Definir los intervalos de lutitas limpias
- Determinar la presión de poro (P_f).
- Determinar la presión de fractura (P_{fr}).
- Calibrar las predicciones de las presiones de poro y fractura.

2.2.1 Cálculo de la Presión de Sobrecarga. La presión de sobrecarga (P_{sc}) es igual a la presión total del peso de los sedimentos (P_s), más la presión del peso de los fluidos (P_f) que existen encima de una formación determinada y que deben ser soportados mecánicamente por la formación.

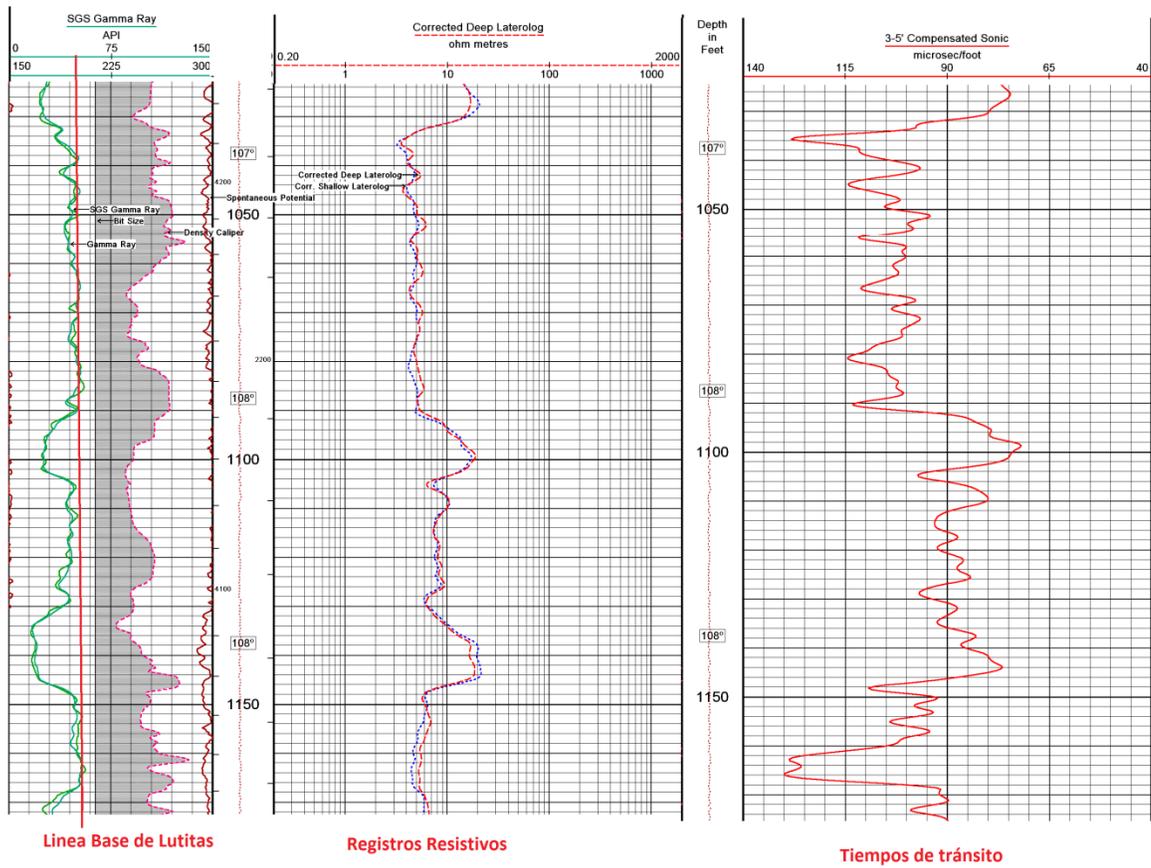
Figura 35. Profundidad vs Gradiente de sobrecarga utilizando la metodología de Eaton.



Fuente. Los Autores

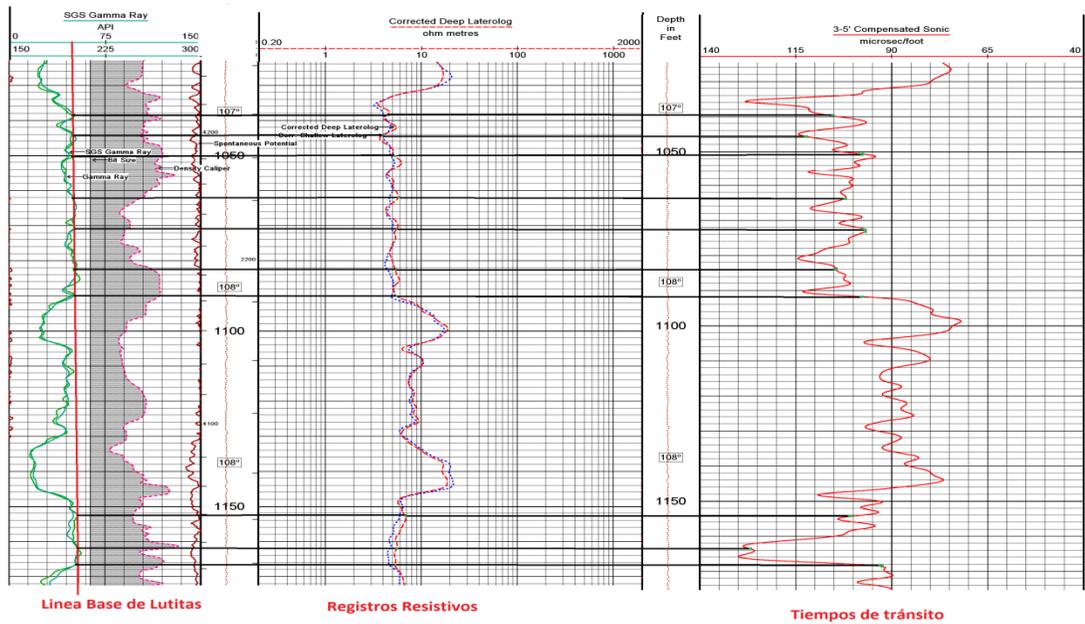
2.2.2 Intervalo de Lutitas limpias o Arenas Sucias. Para identificar la región de lutitas limpias es necesaria la utilización de los registros Gamma Ray (GR), ya que es un registro fundamental para determinar litologías en la columna estratigráfica. Todos los métodos para evaluar la presión de poro emplean los valores de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación. Para esto, es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias. La manera de identificar las regiones de lutitas limpias se trata en tomar los valores o picos mayores en el registro Gamma Ray y a partir de estos se construye la línea Base de Lutitas la cual nos ayudara para tomar los valores de resistividad y de tiempos de tránsito para los registros sísmicos. En la figura 36,37 y 38 se observa en el Registro Gamma Ray la toma de los picos en el registro, para la construcción de la línea base y la toma de datos de resistividad y tiempos de tránsitos en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.

Figura 36. Línea base de Lutitas para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P tomada del registro Gamma Ray.



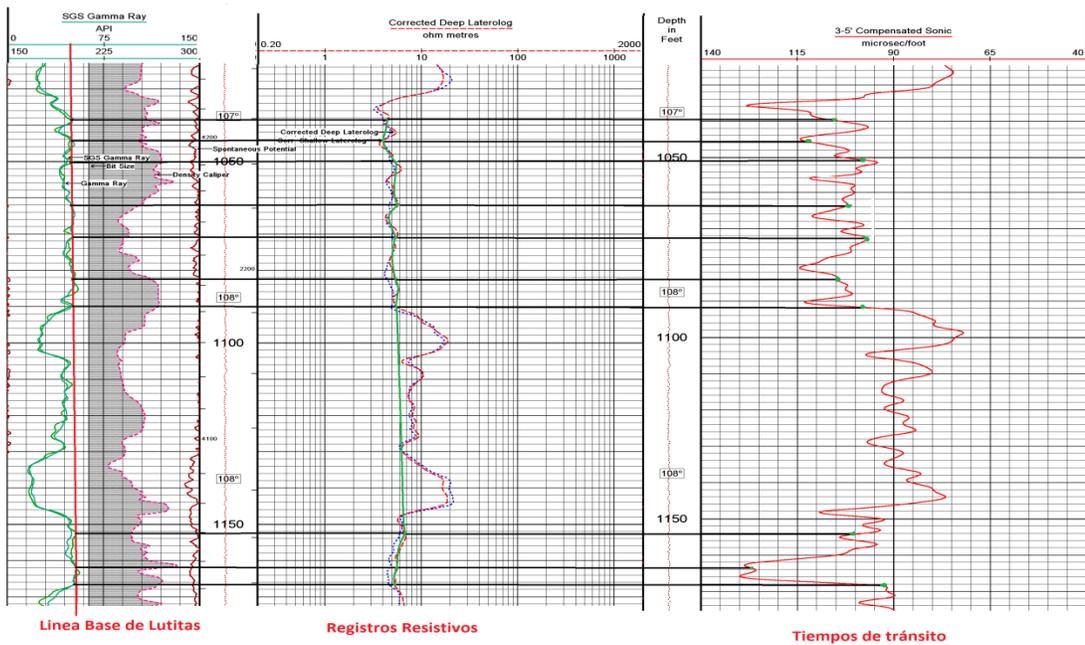
Fuente: Los Autores

Figura 37. Selección de los puntos de Lutitas para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P tomada del registro Gamma Ray, resistivos y sónicos.



Fuente: Los Autores

Figura 38. Unión de los puntos de Lutitas para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P tomada del registro Gamma Ray, resistivos y sónicos.

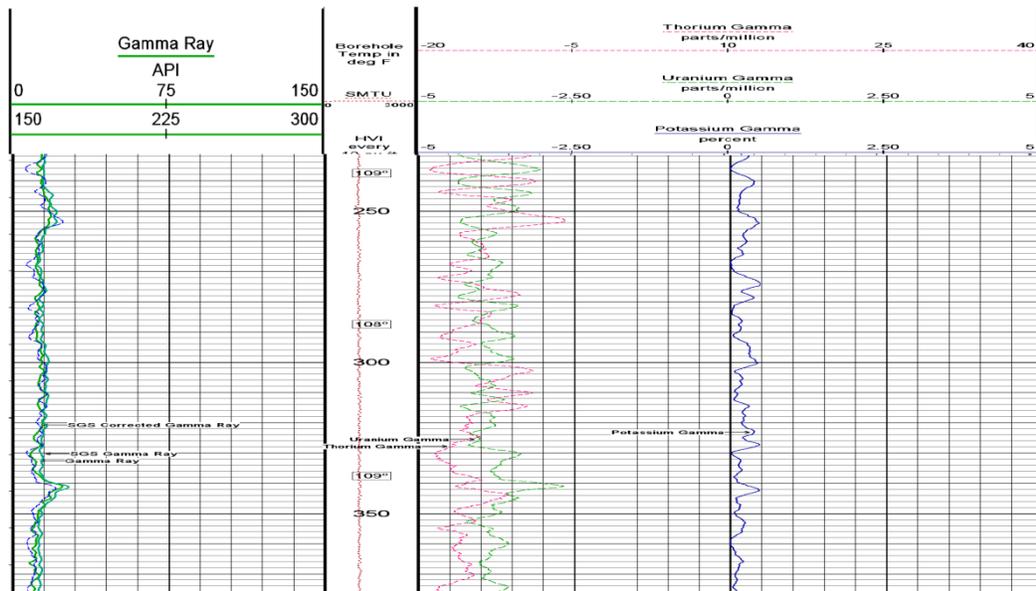


Fuente: Los Autores

2.2.2.1 Registro Gamma Ray (GR): La utilización de los registros Gamma Ray (GR) es de suma importancia en la industria de los hidrocarburos ya que se encarga de medir cuantitativamente presencia natural de Rayos Gamma en las formaciones. Esta emisión de rayos gamma es producida por tres series radioactivas encontradas en la corteza terrestre, como lo son: series de Potasio (K40), de Uranio y de Thorio observada en la figura 39 para el pozo ANH-PATIA-1-ST-Pel registro Gamma Ray espectral.

En arenas limpias, la lectura de los Rayos Gamma está alrededor 40 °API. Si el valor de Gamma Ray se encuentra entre 45-80 API, puede también clasificarse como arena sucia. En formaciones arcillosas, la lectura de GR se encuentra entre 120-180 API. Esto difiere bastante de la lectura mostrada cuando la formación es arenosa. Algunas de las aplicaciones más comunes son aquellas que se encargan del control de Profundidades, límites entre las formaciones, espesor de las formaciones y sobre todo la litología.

Figura 39. Registro Gamma Ray espectral para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



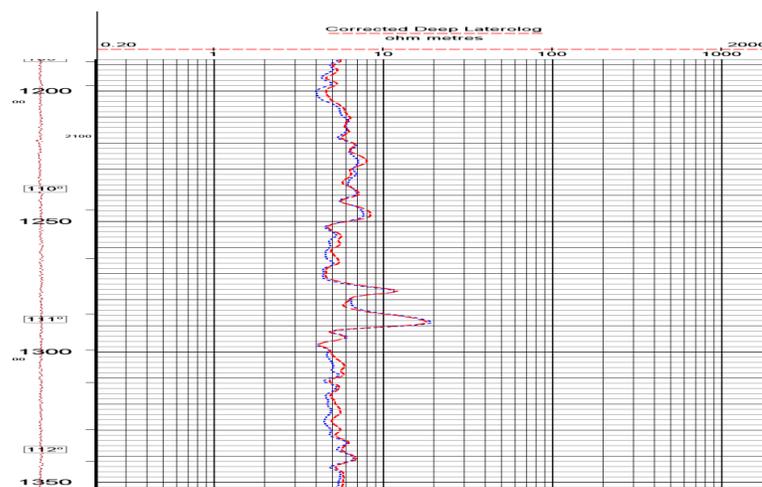
Fuente: Los Autores

2.2.2.2 Registro Resistivo: Es un registro inducido. La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de resistir al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

Dentro de los Perfiles de Resistividad de Inducción tenemos:

- a) **SFL** = Spherical Induction Log. Para profundidades someras (0.5 – 1.5) pies. Este registro de resistividad mide la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).
- b) **MIL = LIM** = Medium Induction Log. Para distancias medias (1.5 – 3.0')
- c) **DIL = ILD** = Deep Induction Log. Para profundidades de más de 3.0'. Este registro de resistividad mide la resistividad de la formación (R_t)

Figura 40. Registro de Resistividad para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Los Autores

2.2.3 Presión de Poro. En un estudio del estado del arte de los métodos de predicción de presión de poro se identificaron 15 métodos. Sin embargo, los mejores y más usados por la industria petrolera son: el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o profundidad equivalente, el método de Eaton y el método del exponente dc. A diferencia de los otros métodos, estos cuatro métodos son sencillos y utilizan información convencional y de fácil acceso.

2.2.3.1 Método de Hottman y Johnson (H&J): Usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana, H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas para la determinación de la presión de poro, como se indica a continuación.

- ✓ A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias
- ✓ Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total
- ✓ A la profundidad de interés, leer los valores de tiempo de tránsito o resistividad de la tendencia normal y de la curva graficada con los valores del registro.
- ✓ Se calcula la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito ($t_o - t_n$) o la relación de resistividades (R_{on}/R_o) entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia normal extrapolada.
- ✓ Con el valor obtenido en el punto se entra a la correlación de H&J y se determina el gradiente de presión de poro.

2.2.3.2 Método de Eaton: Al igual que el método de H&J, el método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los

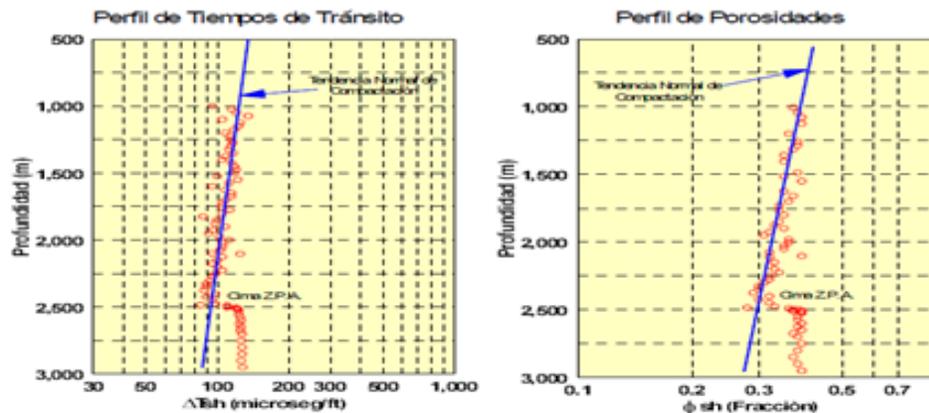
valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada. El método se explica a continuación:

- ✓ A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas “limpias”
- ✓ Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total
- ✓ A la profundidad de interés h , leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal t_{ny} de la tendencia observada t_{oy} la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado h_n .
- ✓ Calcular la presión de poro a la profundidad de interés h , según el registro que se tenga, con las siguientes ecuaciones:

Registro Sónico

$$G_f = G_{sc} - (G_{sc} - G_{fnormal}) \left(\frac{\Delta t_{normal}}{\Delta t_{observado}} \right)^3$$

Figura 41. Comportamiento del tiempo de tránsito y perfil de porosidad en las zonas bajo compactadas.

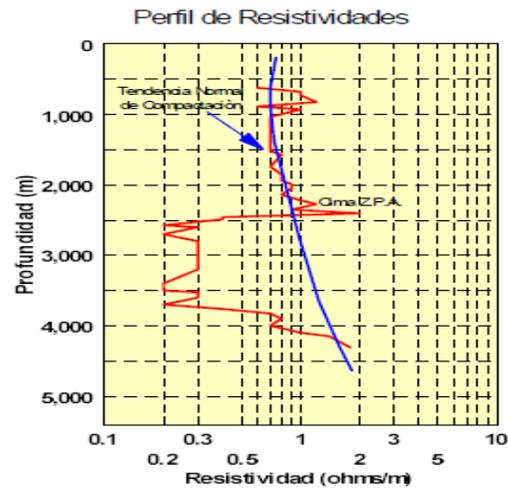


Fuente. Los Autores

Registro Resistivo

$$G_f = G_{sc} - (G_{sc} - G_{fnormal}) \left(\frac{R_{observado}}{R_{normal}} \right)^{1.2}$$

Figura 42. Comportamiento de las resistividades en las zonas bajo compactadas

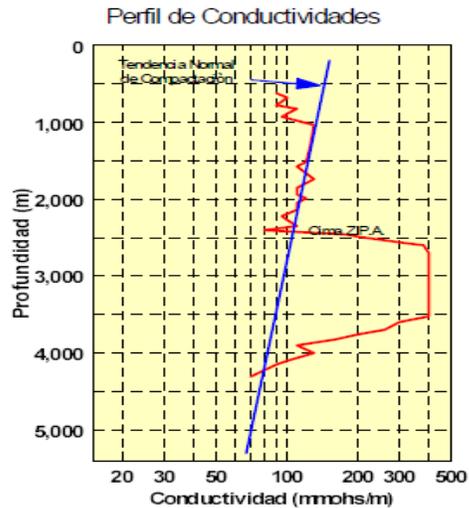


Fuente. Los Autores

Registro Conductivo

$$G_f = G_{sc} - (G_{sc} - G_{fnormal}) \left(\frac{C_{normal}}{C_{observado}} \right)^{1.2}$$

Figura 43. Comportamiento de las conductividades en las zonas bajo compactadas



Fuente. Los Autores

Aun cuando el método de Eaton está basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, es el más preciso y sencillo de utilizar.

2.2.3.3 Método del Exponente “d”: Los cálculos para el “exponente d” y el “exponente d” pueden ser realizados para normalizar los datos de ROP y predecir la magnitud del aumento de la presión de la formación.

Muchos métodos han sido desarrollados para resolver el problema de normalización de la ROP. Todos son eficaces en cierta medida, pero cada uno tiene sus límites. Todos los métodos se vuelven imprecisos cuando se usan malas prácticas de perforación.

La mayoría de los métodos suponen el uso de ecuaciones matemáticas complicadas; sin embargo, un método usa una ecuación de perforación simplificada que es más fácil de usar en el pozo.

Este método se llama “exponente d” y la ecuación correspondiente es la siguiente:

$$d = \frac{\left(\frac{R}{60 * N} \right)}{\log \left(\frac{12 * W}{D * 10^6} \right)}$$

d = Exponente en la ecuación de perforación generalizada

D = Diámetro de la barrena (pulg)

N = Velocidad Rotacional (RPM)

R = Velocidad de Penetración (pies/hora)

W = Carga de la barrena (lb)

$$d_c = \frac{\rho_l * d}{ECD}$$

ρ_l = Densidad del lodo (Lb/gal)

ECD = Densidad equivalente (lb/gal)

Basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal, el método del exponente d consiste en lo siguiente:

- ✓ Calcular el exponente d y el exponente modificado dc durante la perforación de lutitas. Los datos de perforación obtenidos en formaciones que no sean lutitas deben eliminarse.
- ✓ Graficar profundidad vs. Exponente dc
- ✓ Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total a la profundidad de interés D , leer los valores del exponente dc_{mod} , y en la tendencia normal dc_{mod} . Además, para el valor de dc_{mod} , leer la profundidad equivalente, en la zona de presión normal D_n .
- ✓ Finalmente, calcular la presión de poro a la profundidad de interés D , usando la fórmula de Eaton:

$$G_f = G_{sc} - (G_{sc} - G_{fnormal}) \left(\frac{d_c}{d_{cnormal}} \right)^{1.2}$$

2.2.4 Presión de Fractura. La presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina presión de fractura. Para determinar esta presión se propone emplear el método de Eaton, tal y como se plantea a continuación.

2.2.4.1 Método de Eaton: La ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de fractura (**P_{fr}**) está en función de la presión de poro (**P_f**) y de la sobrecarga (**P_{sc}**), previamente calculada, así como de la relación de Poisson ν . La relación de Poisson es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo. Para calcularla:

$$P_{fr} = P_f + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) * (P_{sc} - P_f)$$

donde:

$$\nu = 0.0645 * \ln(h) - 0.067 [a \text{ dimensional}]$$

$$P_f = \text{Presión de Poro o de formación} [Psi]$$

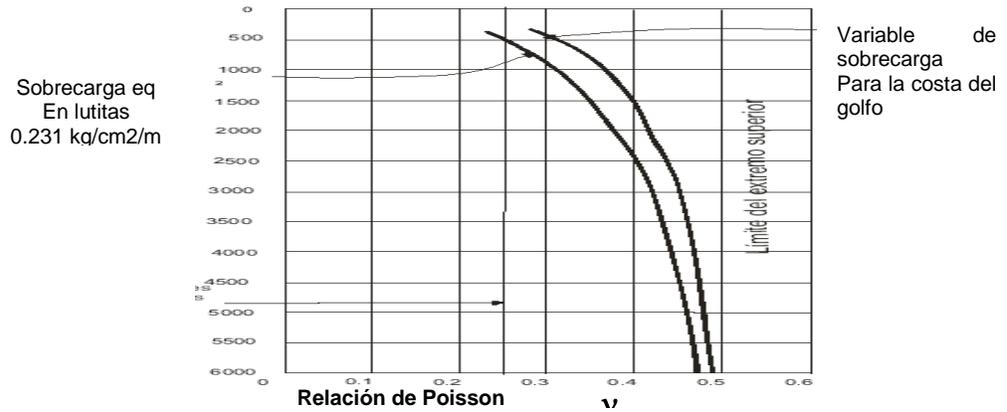
$$h = \text{Profundidad} [metros]$$

$$P_{sc} = \text{Presión de Sobrecarga} [Psi]$$

$$P_{fr} = \text{Presión de Fractura} [Psi]$$

Otra opción es obtener la relación de Poisson a partir de ensayos mecánicos de laboratorio a muestras de núcleos, con la consideración de que esta medición es puntual y referida a la profundidad a la cual se obtuvo la muestra.

Figura 44. Nomograma de la relación de Poisson



Fuente. Los Autores

2.2.4.2 Método de Hubbert y Willys: Hubbert y Willis (1957) utilizaron la siguiente relación para K:

$$K = \frac{1 - \text{sen}(\theta)}{1 + \text{sen}(\theta)}$$

Donde θ es el ángulo de fricción interno de la roca. En su artículo, ellos suponen igual al 30° , lo cual proporciona un valor de $K=0.33$.

Su relación de esfuerzos representa el límite inferior teórico de K, conocido en mecánica de suelos como el coeficiente del esfuerzo activo “ K_a ” (Lambe y Whitman, 1969). Este define el valor más bajo que puede tener el esfuerzo horizontal sin fallas normales en formaciones horizontales. En áreas tectónicamente inactivas, K es típicamente más grande que K_a .

$$P_{fr} = \frac{P_{sc} + 2P_f}{3}$$

donde :

P_f = *Pr esión* de Poro o de formación [*Psi*]

P_{fr} = *Pr esión* de Fractura [*Psi*]

P_{sc} = *Pr esión* de Sobrecarga [*Psi*]

2.2.4.3 Método de Salz: Salz (1972) estaba interesado en predecir la propagación de las presiones de fractura en la formación Vicksburg en el sur de Texas, a condiciones iniciales del yacimiento y después del agotamiento. Al contrario de la mayoría de los métodos para la predicción del gradiente de fractura, Salz utilizó presiones estáticas iniciales en lugar de presiones de fractura.

Él encontró que los gradientes de fractura en arenas sin explotar y en las agotadas, se podría correlacionar presión de formación (P_f) con la ecuación:

$$P_{fr} = 0.57e^{0.57*\sigma_{pf}} * h$$

donde :

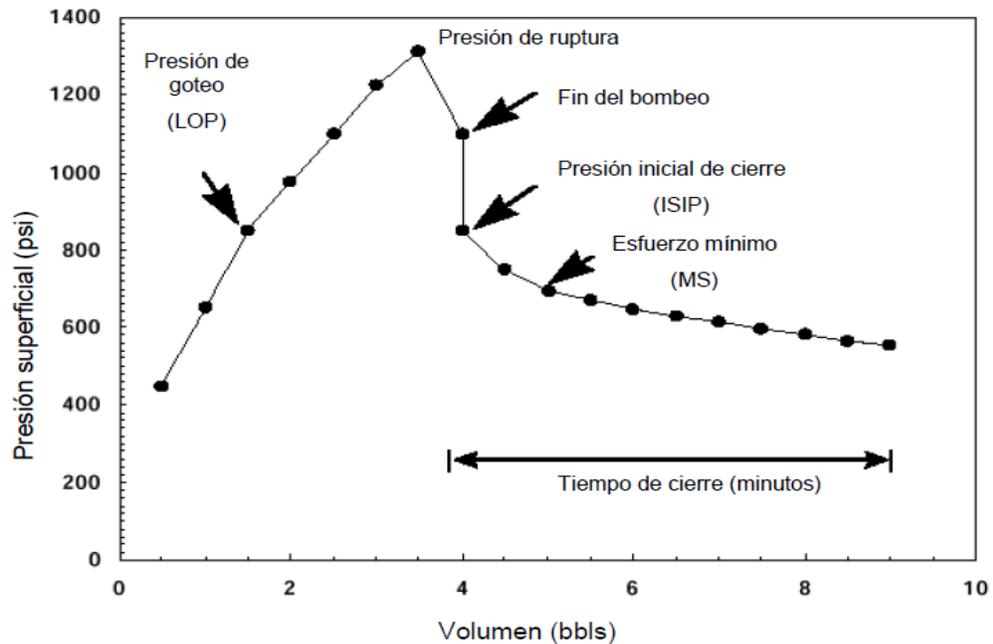
σ_f = *Pr esión* de Poro o de formación [*Psi / ft*]

P_{fr} = *Pr esión* de Fractura [*Psi*]

h = *profundidad* [*ft*]

2.2.4.4 Prueba Leak off Test (LOT): Esta es una práctica de campo empleada para evaluar la cementación primaria de una tubería de revestimiento y para estimar el gradiente de la presión de fractura. En una prueba de goteo se considera que la presión, donde las fracturas comienzan a abrirse e inician a tomar fluidos, es una aproximación del gradiente de fractura, a la respectiva profundidad.

Figura 45. Prueba de Leak off Test utilizada en campo para la predicción del gradiente de fractura.



Fuente. Los Autores

Presión de Goteo (LOP)

Punto donde la pendiente se desvía de su tendencia lineal durante el bombeo.
 Punto donde la fractura se abre y empieza a admitir fluidos.

Esfuerzo Mínimo (MS)

Presión a la cual la fractura empieza a cerrarse. El esfuerzo mínimo es el esfuerzo en yacimiento mínimo. La disminución de la pendiente refleja un ritmo bajo de pérdida de fluido conforme la fractura se cierra.

Presión de Ruptura.

Punto en el cual la presión disminuye significativamente mientras se bombea. Indica un crecimiento inestable de la fractura.

Presión Inicial de Cierre (ISIP).

Presión registrada inmediatamente después de que se detiene el bombeo, cuando el pozo se cierra.

2.2.5 Calibración de la Presión de Poro y de Fractura. Cuando se ubica la profundidad de una pérdida de circulación y se establece la densidad del fluido con la cual se presentó ésta, es posible asumir que esta densidad representa un valor cercano al gradiente de fractura para esa profundidad.

En caso de que la pérdida de circulación sea inducida, no deberá considerarse como evidencia para calibración del gradiente. En este caso, se compara el valor en gradiente de presión de las pérdidas de circulación, con el gradiente de presión de fractura a las respectivas profundidades y en caso de que exista una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de fractura se ajuste a estos valores. Es necesario tomar en cuenta los parámetros anteriores, como pruebas de Leak off Test.

2.3 COMPARAR Y CALIBRAR LA VENTANA OPERACIONAL REAL UTILIZADA EN EL POZO CON LA CREADA POR LOS REGISTROS PARA EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P

VENTANA OPERACIONAL POR REGISTROS SÓNICOS

Tabla 3. Lecturas de los tiempos de tránsitos observados en el registro sísmico, leído gráficamente y en los datos .LAS

Profundidad	3-5' Registro Sónico
ft	µs/ft
2000	93,041
2500	90,628
3000	85,000
3500	82,000
4000	79,840
4500	76,095
5000	75,888
5500	69,667
6000	62,356
6500	65,520
7000	65,581
7500	75,827
8000	71,8750
8500	79,1360
9000	78,4450
9500	74,9520
10000	77,1480
10500	76,5810
11000	78,0960
11400	76,0380

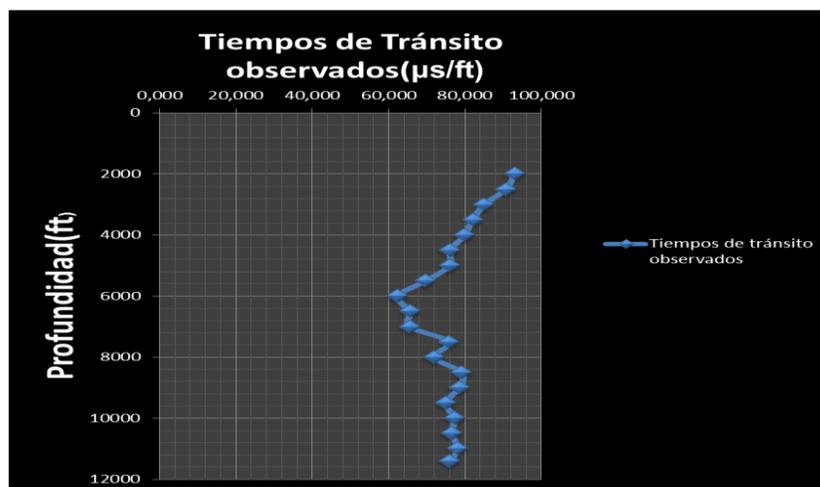
Fuente. Los Autore

Para el desarrollo de la ventana operacional fue necesario primero que todo la identificación de la zona de lutitas limpias, en la cual se procedió a la toma de datos punto a punto para los tiempos de tránsito en caso de ser el registro sísmico y también se desarrolló para datos de resistividades para registros de resistividad,

para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P se observó una tendencia anormal del comportamiento de los tiempos de tránsito para los primeros 2000 pies de profundidad es por esto que se desarrolló la toma de datos a partir de este, una de los posibles inconveniente a la hora de la toma de estos registros es que el equipo en los primeros metros de profundidad su efectividad puede verse afectada por factores ambientales y humanos.

En la **figura 46** se modelo el comportamiento de los tiempos de transito con respecto a la profundidad del pozo, es normal que a medida que se encuentre a mayor profundidad la onda viaje rápido ya que se encuentra en una región sólida y compacta, como se observa de 2000 hasta 4500 pies, cuando ocurre entrapamiento de fluidos como es el caso de las lutitas esta zona tiende a sobre presionarse, de manera que se puede ver en la gráfica en un aumento en el tiempo de transito debido a que la onda de sonido se demora más tiempo en moverse en un medio diferente al sólido, a partir de 6000 pies se observa que los tiempos de transito no tienen una disminución lineal es por esto que se debe tener en cuenta el análisis de esta zona ya que podría presentarse un inconveniente por sobrepresión, este análisis de los tiempos de transito juega un papel fundamental para desarrollar el diseño de la ventana operacional del lodo.

Figura 46. Profundidad vs Tiempos de Transito en lutitas para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.



Fuente: Los Autores

En la **Figura 47** se presenta la Linealización del tiempo de tránsito en condiciones normales ya que el método de Eaton se encarga de comparar los tiempos de tránsito observados con los tiempos de transitos en condiciones normales, en la Linealización podemos encontrar la ecuación que se encarga de modelar el comportamiento para el tiempo de tránsito en condiciones normales de allí podemos obtener el tiempo de tránsito en condiciones normales respecto a la profundidad.

$$Pr ofundidad(ft) = 138.19 * t_{normal} - 14971 [\mu seg / ft]$$

Despenjando de la ecuacion anterior se tiene tiempo de transito en función de la Profundidad.

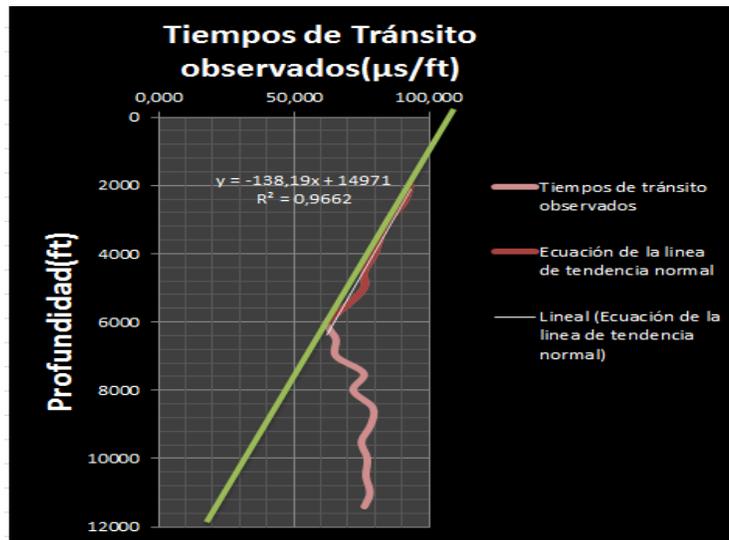
$$t_{normal} = \frac{Pr ofundidad(ft) - 14971}{-138.19} [\mu seg / ft]$$

Figura 47. Linealización de los tiempos de transitos observados en condiciones normales para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.



Fuente: Los Autores

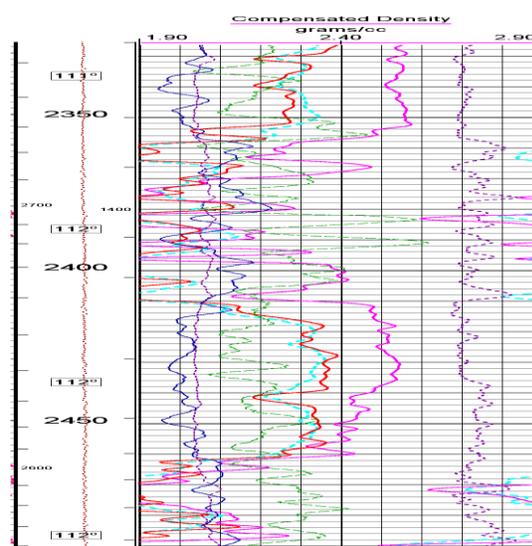
Figura 48. Tiempos de Tránsito normales y Tiempos de Tránsito observados para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.



Fuente: Los Autores

En la Figura 49 debemos determinar litodensidad ya que es necesaria para conocer la presión de sobrecarga que se está ejerciendo la columna litológica en cada profundidad de las distintas formaciones atravesadas.

Figura 49. Registro Density tomado de los registros para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Los Autores

Para el desarrollo de los cálculos se tomaran dos profundidades entre 6000 y 7000 pies, para el gradiente de presión de sobrecarga fue necesario utilizar la siguiente expresión matemática:

$$S = 0.4335 * (h_2 - h_1) * \rho_b$$

donde:

$$h_2 = \text{Profundidad final del tramo [pies]}$$

$$h_1 = \text{Profundidad inicial del tramo [pies]}$$

$$\rho_b = \text{densidad de la formación} \left[\frac{gr}{cc} \right]$$

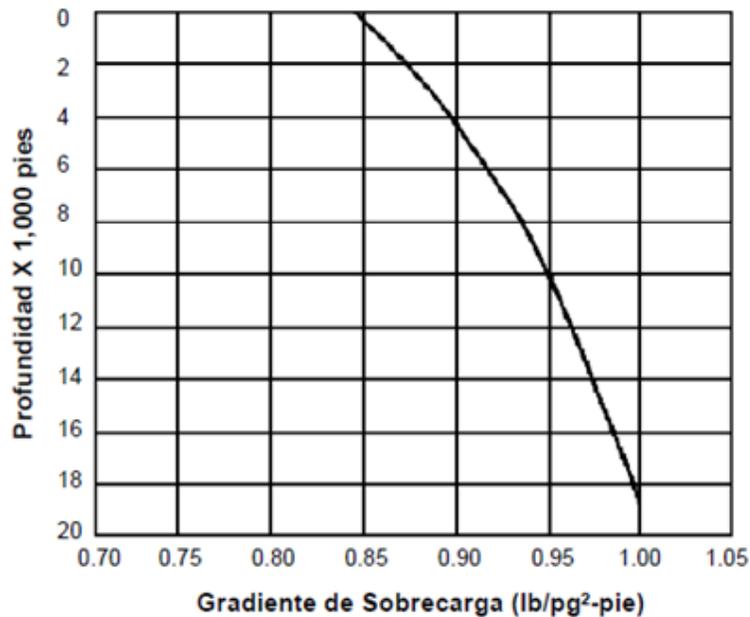
$$S = \text{Sobrecarga [Psi]}$$

Determinamos el gradiente de sobrecarga expresado como

$$\sigma_{sc} = \frac{P_{sc}}{h}$$

En la figura 37 podemos encontrar el gradiente de sobrecarga expresado como:

Figura 50. Relación de Eaton de la sobrecarga vs profundidad



Fuente. Los Autores

$$\sigma_f = \sigma_{sc} - (\sigma_{sc} - \sigma_{fnormal}) \left(\frac{\Delta t_{normal}}{\Delta t_{observado}} \right)^3$$

$$\sigma_f = \text{Gradiente de formación o de poro} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_{sc} = \text{Gradiente de sobrecarga} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\Delta t_{normal} = \text{Tiempo de Tránsito normal} \left(\frac{\mu_{seg}}{pies} \right)$$

$$\Delta t_{observado} = \text{Tiempo de Tránsito observado} \left(\frac{\mu_{seg}}{pies} \right)$$

Para una profundidad de 6500 pies

$$\sigma_f = 0.922 - (0.922 - 0.465) \left(\frac{61.30}{65.52} \right)^3 \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_f = 0,55 \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

Donde la presión de formación es igual a:

$$P_f = \sigma_f * h$$

$$P_f = 0,55 \left(\frac{Psi}{pies} \right) * 6500 (pies)$$

$$P_f = 3560.34(Psi)$$

Tenemos que la densidad del lodo para que tenga una columna hidrostática equivalente a la presión de formación es igual a:

$$\rho_f = \frac{\sigma_f}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_f = \frac{0,55}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_f = 10,53 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

Para determinar la densidad mínima tenemos un factor de seguridad

en $0.3 \frac{lb}{gal}$ por encima de la densidad de formación

$$\rho_f = 10,53 \left(\frac{lb}{gal} \right) + 0.3 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_f = 10,83 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$P_{fr} = \frac{P_{sc} + 2P_f}{3}$$

donde :

P_f = Pr esión de Poro o de formación [Psi]

P_{fr} = Pr esión de Fractura [Psi]

P_{sc} = Pr esión de Sobrecarga [Psi]

$$P_{fr} = \frac{5993 + 2 * 3560.34}{3} [Psi]$$

$$P_{fr} = 4371.22 [Psi]$$

Obtenemos el gradiente de fractura

$$\sigma_{fr} = \frac{P_{fr}}{h} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_{fr} = \frac{4371.22}{6500} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_{fr} = 0.67 \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

donde la densidad del lodo para fracturar la formación:

$$\rho_{fr} = \frac{\sigma_{fr}}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{fr} = \frac{0.67}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{fr} = 12.93 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

La densidad máxima con un factor de seguridad de 0.5 $\frac{lb}{gal}$

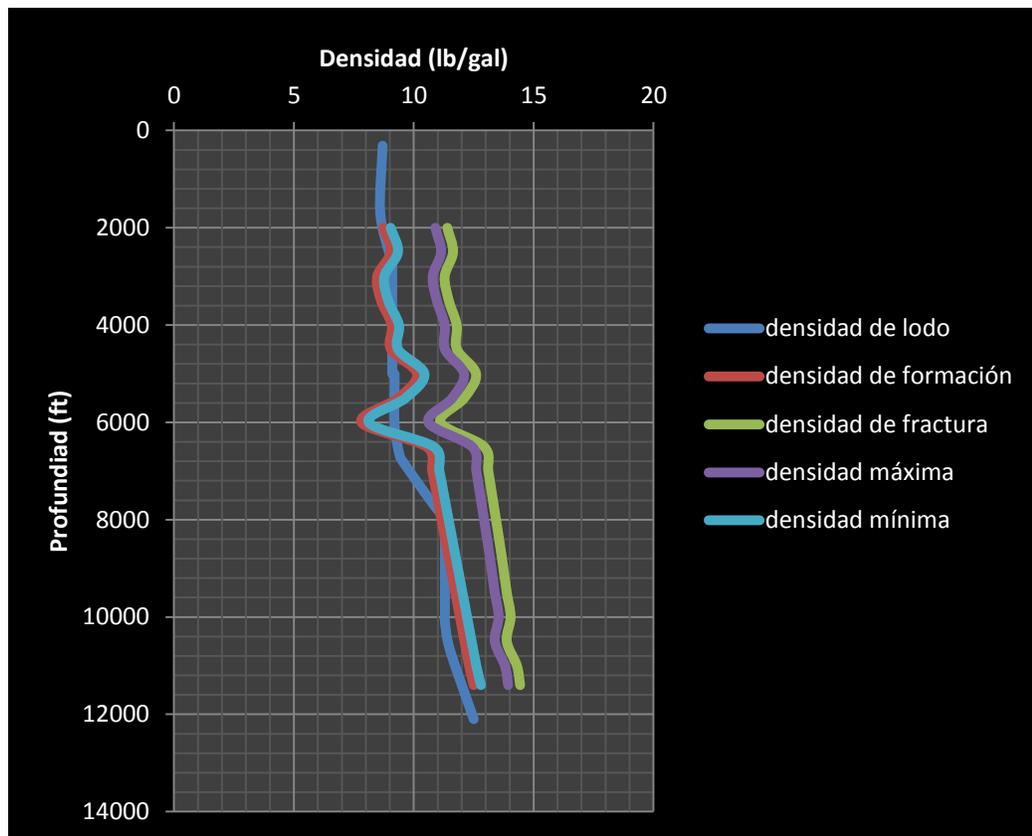
$$\rho_{max} = \rho_{fr} - 0.5 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{max} = 12.93 - 0.5 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{max} = 12.43 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

Teniendo los datos de densidad máxima y mínima se construye la ventana operacional del lodo para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P en la figura 51 podemos apreciar esta ventana ya calibrada con datos de registros sónicos, podemos observar que en los primeros 4000 pies de profundidad, la densidad del fluido de control se encuentra dentro de los rangos esperados, pero a partir de los 6000 pies esta ventana operacional no se encuentra dentro de los rasgos seguros de ventana creada a partir de los registros, esta posible densidad no cumple con los requisitos debido a que la formación Esmita-Mosquera que se encuentra perforando tiene posibles zonas en donde se encuentran sobrepresiones debido a la presencia de intercalaciones de arenas y limolitas

Figura 51. Ventana operacional ajustada teniendo en cuenta los datos de tiempos de transito observados en los registros sónicos para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente: Los Autores

VENTANA SEGURA DE LODOS UTILIZANDO LOS PARÁMETROS OPERACIONALES

Tabla 4. Diseño de la ventana operacional del fluido de perforación teniendo en cuenta el parámetro “Dc”,

Profundidad (Ft)	ROP (Ft/Hr)	WOB(Klbs)	RPM	Diámetro broca (in)	Densidad (Lpg)	ECD
						Lpg
313	13	16,5	67,5	26	8,7	9,16
1685	81	110	16	12,25	8,6	9,08
2560	8	7,5	70	12,25	9	9,38
2717	14,7	5	50	8,5	9,1	9,1
2942	4,8	7	80	8,5	9,1	9,33
3761	10,9	22,5	105	12,25	9,1	9,25
4245	6	10	90	8,5	9,1	9,19
4542	6	7	90	9,5	9,1	9,18
4613	1,3	19	110	12,25	9,1	9,1
4920	15	8	90	8,5	9,1	9,1
5002	15	5,5	72	17,5	9,1	9,14
5006	11,3	3	70	17,5	9,2	9,21
5020	11,3	3	70	8,5	9,2	9,27
5290	14,3	22,5	95	12,25	9,2	9,34
6078	3	9,5	60	8,5	9,2	9,27
6661	1,6	18	90	12,25	9,4	9,3
6776	11,6	22,5	110	12,25	9,5	9,5
7801	17	30	110	12,25	11	11,15
7851	19	15	105	8,5	11,3	12,13
8021	1,3	7,5	70	6,625	11,3	11,81
9428	76	22,5	110	8,5	11,3	12
10006	1,7	13	90	6,625	11,3	11,67
10109	1,8	17	95	6,625	11,3	11,74
10663	32	17,5	120	8,5	11,5	11,98
12100	36	25	115	8,5	12,5	14,48

Fuente: Los Autores

Determinamos el exponente “dc”, teniendo en cuenta los parámetros operacionales, para esto fue de suma importancia determinar en los reportes de perforación y en los reportes del lodo la rata de penetración (ROP), el peso sobre la broca (WOB), las revoluciones por minuto de la sarta de perforación(RPM), el diámetro de la broca (Db), la densidad del fluido de perforación y la densidad equivalente de circulación(ECD)

Se calcula el “exponente d” para una profundidad de 6078 pies utilizando la siguiente expresión:

$$d = \frac{\left(\frac{R}{60 * N} \right)}{\log \left(\frac{12 * W}{D * 10^6} \right)}$$

d = Exponente en la ecuación de perforación generalizada

D= Diámetro de la barrena (pulg)

N=Velocidad Rotacional (RPM)

R=Velocidad de Penetración(pies/hora)

W=Carga de la barrena (lb)

$$d_c = \frac{\rho l * d}{ECD}$$

ρl = Densidad del lodo(Lb/gal)

ECD = Densidad equivalente (lb/gal)

$$d = \frac{\left(\frac{3}{60 * 60} \right)}{\log \left(\frac{12 * 9.5 * 10^3}{8.5 * 10^6} \right)} [A \text{ dimensional}]$$

$$d = 1.64$$

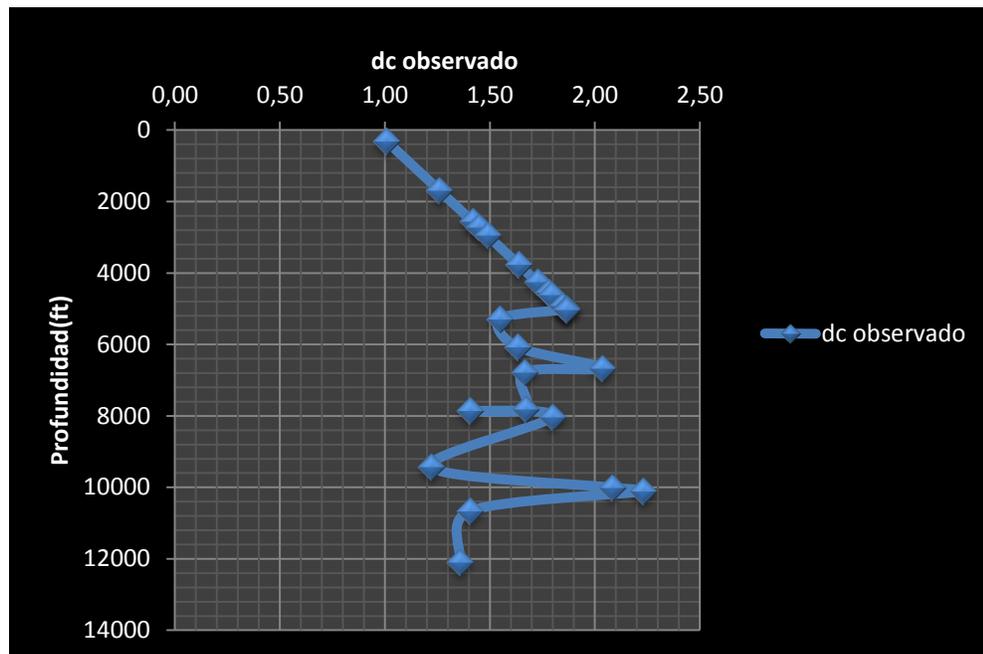
Se determina el exponente "dc"

$$d_c = \frac{9.2 * 1.64}{9.27}$$

$$d_c = 1.63$$

Se debe graficar la profundidad vs el dc observado ya calculado con los parámetros operacionales en la figura 52, en los primeros 5000 pies de profundidad tiene un comportamiento lineal, después de esta profundidad se presenta un comportamiento anormal que afectara la ventana segura de lodos, es necesario calcular la ecuación que modela el comportamiento lineal, para la determinación del gradiente de formación del pozo ANH-PATIA-1-ST-P.

Figura 52. Profundidad vs dc en el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente. Los Autores

$$Pr\ ofundidad(ft) = 5500 * dc_{normal} - 5237.2 [A\ dim\ ensional]$$

Despenjando de la ecuacion anterior se tiene el exponente "dc" en función de la Profundidad.

$$dc_{normal} = \frac{Pr\ ofundidad(ft) - 5237.21 [A\ dim\ ensional]}{5500}$$

Para una profundidad equivalente a 6078 pies de profundidad se tiene que

$$dc_{normal} = \frac{6078 - 5237.21 [A\ dim\ ensional]}{5500}$$

$$dc_{normal} = 2.06 [A\ dim\ ensional]$$

Determinamos el gradiente de sobrepresión de la figura 37 para una profundidad de 6078 pies el cual es equivalente a 0.58 (Psi/ft), luego determinamos el gradiente de formación con la siguiente expresión:

$$G_f = G_{sc} - (G_{sc} - G_{fnormal}) \left(\frac{d_c}{d_{cnormal}} \right)^{1.2}$$

$$\sigma_f = \text{Gradiente de formación o de poro} \left(\frac{\text{Psi}}{\text{pies}} \right)$$

$$\sigma_{sc} = \text{Gradiente de sobrecarga} \left(\frac{\text{Psi}}{\text{pies}} \right)$$

$$d_{cnormal} = \text{Exponente } d_{cnormal} \text{ (A dimensional)}$$

$$d_c = \text{Exponente } d_c \text{ observado (A dimensional)}$$

Para una profundidad de 6078 pies

$$\sigma_f = 0.92 - (0.92 - 0.465) \left(\frac{2.06}{1.63} \right)^{1.2} \left(\frac{\text{Psi}}{\text{pies}} \right)$$

$$\sigma_f = 0,58 \left(\frac{\text{Psi}}{\text{pies}} \right)$$

Donde la presión de formación es igual a:

$$P_f = \sigma_f * h$$

$$P_f = 0,58 \left(\frac{\text{Psi}}{\text{pies}} \right) * 6078 (\text{pies})$$

$$P_f = 3497.69(\text{Psi})$$

Tenemos que la densidad del lodo para que tenga una columna hidrostática equivalente a la presión de formación es igual a:

$$\rho_f = \frac{\sigma_f}{0.052} \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right)$$

$$\rho_f = \frac{0,58}{0.052} \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right)$$

$$\rho_f = 11.07 \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right)$$

Para determinar la densidad mínima tenemos un factor de seguridad en $0.3 \frac{lb}{gal}$ por

encima de la densidad de formación

$$\rho_f = 11.07 \left(\frac{lb}{gal} \right) + 0.3 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_f = 11.37 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$P_{fr} = \frac{P_{sc} + 2P_f}{3}$$

donde :

P_f = Pr esión de Poro o de formación [Psi]

P_{fr} = Pr esión de Fractura [Psi]

P_{sc} = Pr esión de Sobrecarga [Psi]

$$P_{fr} = \frac{5591.76 + 2 * 3497.29}{3} [Psi]$$

$$P_{fr} = 4195.45 [Psi]$$

Obtenemos el gradiente de fractura

$$\sigma_{fr} = \frac{P_{fr}}{h} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_{fr} = 4195.45 \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_{fr} = 0.69 \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

donde la densidad del lodo para fracturar la formación:

$$\rho_{fr} = \frac{\sigma_{fr}}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{fr} = \frac{0.69}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{fr} = 13.27 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

La densidad máxima con un factor de seguridad de 0.5 $\frac{lb}{gal}$

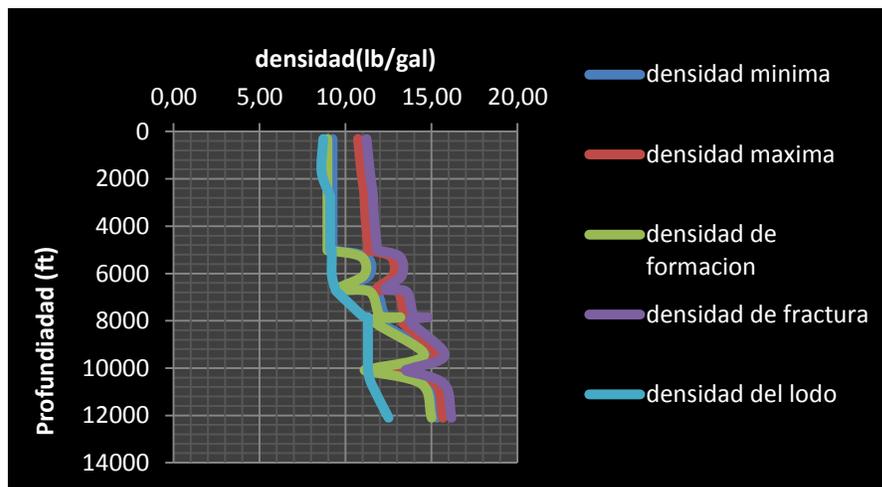
$$\rho_{\max} = \rho_{fr} - 0.5 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{\max} = 13.27 - 0.5 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{\max} = 12.77 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

Teniendo los datos de densidad máxima y mínima se construye la ventana operacional del lodo para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P en la figura 53 podemos apreciar esta ventana ya calibrada con datos de parámetros operacionales, podemos observar que en los primeros 4000 pies de profundidad, la densidad del fluido de control se encuentra dentro de los rangos esperados, pero a partir de los 6000 pies esta ventana operacional no se encuentra dentro de los rasgos seguros de ventana, esta posible densidad no cumple con los requisitos debido a que la formación Esmita-Mosquera que se encuentra perforando tiene posibles zonas en donde se encuentran sobrepresiones debido a la presencia de intercalaciones de arenas y limolitas. Tienen un comportamiento similar a la ventana operacional creada mediante los registros.

Figura 53. Ventana operacional del fluido de perforación mediante el cálculo del exponente “dc”



Fuente. Los Autores

Ventana Operacional utilizando registros eléctricos de resistividad

Para el cálculo de la ventana operacional utilizando registros de resistividad, se necesitó leer la resistividad a distintas profundidades en el registro laterlog profundo, con el fin de encontrar el comportamiento normal a distintas profundidades para corregir esta posible anomalía y calcular la ventana operacional de fluido de perforación.

Tabla 5. Comportamiento del registro de resistividad con respecto a la profundidad para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P

Profundidad	Registro eléctrico
ft	ohm/metros
2000,00	6,102
2500,00	10,000
3000,00	13,500
3500,00	20,500
4000,00	22,000
4500,00	24,000
5000,00	26,000
5500,00	30,000
6000,00	43,130
6500,00	29,459
7000,00	25,466
7500,00	12,307
8000,00	9,7590
8500,00	14,5600
9000,00	20,1140
9500,00	12,0100
10000,00	7,8090
10500,00	5,1770
11000,00	4,1050
11400,00	4,2000

En la **Figura 54** se presenta la Linealización del tiempo de la resistividad en condiciones normales ya que el método de Eaton se encarga de comparar los tiempos de tránsito observados con los tiempos de tránsitos en condiciones normales, en la Linealización podemos encontrar la ecuación que se encarga de modelar el comportamiento para la resistividad en condiciones normales de allí podemos obtener la resistividad en condiciones normales respecto a la profundidad.

$$Pr\ ofundidad(ft) = 118.2 * t_{normal} + 1435.9 [ohm / mt]$$

Despenjando de la ecuacion anterior se tiene tiempo de transito en función de la Profundidad.

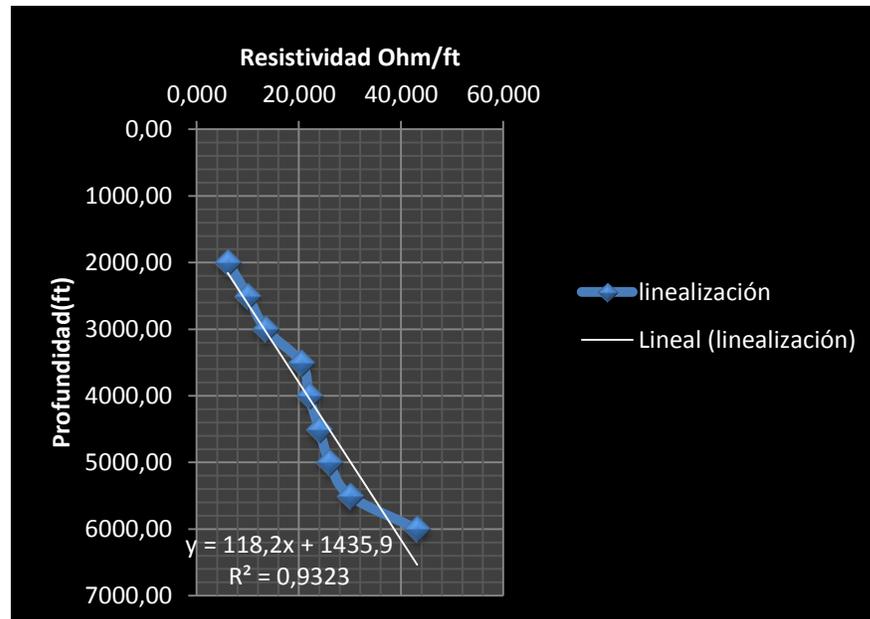
$$r_{normal} = \frac{Pr\ ofundidad(ft) - 1435.9}{118.2} [ohm / mt]$$

Para una Profundidad de 6500 pies

$$r_{normal} = \frac{6500 - 1435.9}{118.2} [ohm / mt]$$

$$r_{normal} = 42.84 [ohm / mt]$$

Figura 54. Linealización de la resistividad observada en condiciones normales para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P.



Fuente: Los Autores

Determinamos el gradiente de sobrepresión de la figura 37 para una profundidad de 6500 pies el cual es equivalente a 0.922 (Psi/ft), luego determinamos el gradiente de formación con la siguiente expresión:

$$G_f = G_{sc} - (G_{sc} - G_{fnormal}) \left(\frac{r_{observado}}{r_{normal}} \right)^{1.2}$$

$$\sigma_f = \text{Gradiente de formación o de poro} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_{sc} = \text{Gradiente de sobrecarga} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

r_{normal} = Resistividad en condiciones normales (Ohm / mt)

$r_{observado}$ = Resistividad en condiciones normales (Ohm/mt)

Para una profundidad de 6500 pies

$$\sigma_f = 0.922 - (0.922 - 0.465) \left(\frac{29.45}{42.84} \right)^{1.2} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_f = 0,63 \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

Donde la presión de formación es igual a:

$$P_f = \sigma_f * h$$

$$P_f = 0,63 \left(\frac{Psi}{pies} \right) * 6500 (pies)$$

$$P_f = 4097 (Psi)$$

Tenemos que la densidad del lodo para que tenga una columna hidrostática equivalente a la presión de formación es igual a:

$$\rho_f = \frac{\sigma_f}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_f = \frac{0,63}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_f = 12.12 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

Para determinar la densidad mínima tenemos un factor de seguridad en $0.3 \frac{lb}{gal}$ por

encima de la densidad de formación

$$\rho_f = 12.12 \left(\frac{lb}{gal} \right) + 0.3 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_f = 12.42 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$P_{fr} = \frac{P_{sc} + 2P_f}{3}$$

donde :

P_f = Pr esión de Poro o de formación [Psi]

P_{fr} = Pr esión de Fractura [Psi]

P_{sc} = Pr esión de Sobrecarga [Psi]

$$P_{fr} = \frac{5993 + 2 * 4097}{3} [Psi]$$

$$P_{fr} = 4729.61 [Psi]$$

Obtenemos el gradiente de fractura

$$\sigma_{fr} = \frac{P_{fr}}{h} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_{fr} = \frac{4729.61}{6500} \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

$$\sigma_{fr} = 0.73 \left(\frac{Psi}{pies} \right)$$

donde la densidad del lodo para fracturar la formación:

$$\rho_{fr} = \frac{\sigma_{fr}}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{fr} = \frac{0.73}{0.052} \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{fr} = 13.99 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

La densidad máxima con un factor de seguridad de 0.5 $\frac{lb}{gal}$

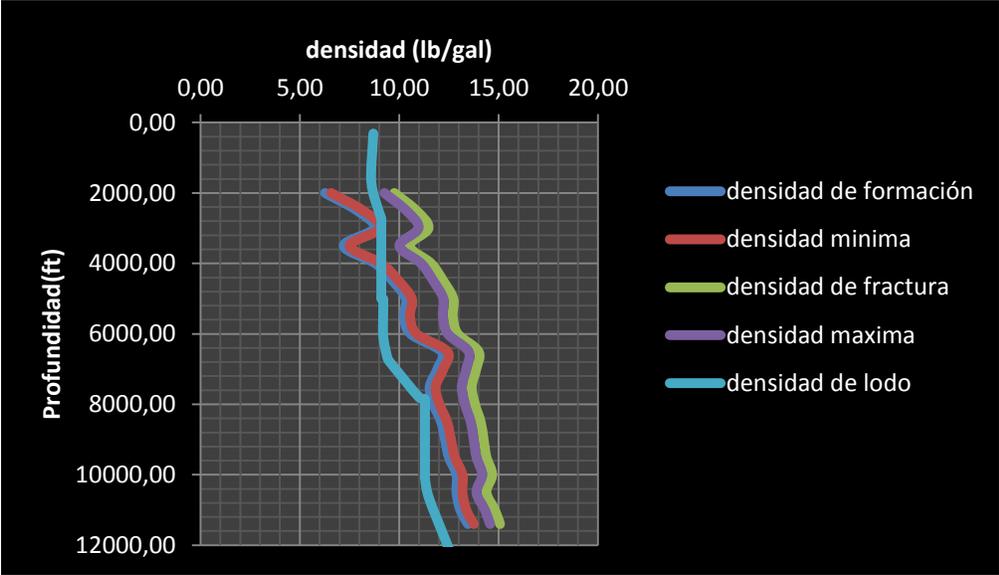
$$\rho_{\max} = \rho_{fr} - 0.5 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{\max} = 13.99 - 0.5 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho_{\max} = 13.49 \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

Teniendo los datos de densidad máxima y mínima se construye la ventana operacional del lodo para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P en la figura 55 podemos apreciar esta ventana ya calibrada con datos de parámetros operacionales, podemos observar que en los primeros 4000 pies de profundidad, la densidad del fluido de control se encuentra dentro de los rangos esperados, pero a partir de 4200 pies esta ventana operacional no se encuentra dentro de los rasgos seguros de ventana, esta posible densidad no cumple con los requisitos debido a que la formación Esmita que se encuentra perforando tiene posibles zonas en donde se encuentran sobrepresiones debido a la presencia de intercalaciones de arenas y limolitas. Tienen un comportamiento similar a la ventana operacional creada mediante los registros y exponente dc.

Figura 55. Ventana operacional del fluido de perforación a partir de registros eléctricos para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P



Fuente. Los Autores

3. HIDRÁULICA

En el pozo estratigráfico profundo es de vital importancia identificar los parámetros hidráulicos con el fin de identificar qué efecto tendrá este fluido en particular sobre las presiones en él sistema, es por esto que las propiedades reológicas del fluido han sido determinadas y modeladas creando el patrón de comportamiento de flujo para pozos estratigráficos profundos. En cuanto a presiones que se deben determinar en el sistema es necesario estudiar la pérdida de presión a través de la broca, la pérdida de presión en el anular que puede ser expresada mediante la densidad equivalente de circulación.

Para los pozos estratigráficos profundos se instalaron tuberías de revestimiento y es por esto que el caudal disminuye dentro de los pozos de diámetro reducido. Las presiones de circulación aumentarán debido al aumento de la longitud de la columna de perforación y del espacio anular, y posiblemente debido a la reducción del diámetro de la columna de perforación.

Cualesquiera que sean las condiciones del pozo, la presión máxima admisible de circulación impone un límite teórico sobre el caudal. Las presiones de circulación, y por consiguiente el caudal, están directamente relacionadas con la geometría del pozo y de las tuberías utilizadas, incluyendo el equipo especial del Conjunto de Fondo (BHA), así como la densidad y las propiedades reológicas del fluido. Por lo tanto, es de suma importancia optimizar la hidráulica del fluido de perforación mediante el control de las propiedades reológicas del fluido de perforación para evitar alcanzar este límite teórico.

3.1 PAUTAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA

La reología y los cálculos de hidráulica proporcionan los medios necesarios para ajustar las propiedades del lodo, el caudal y las tuberías con el fin de optimizar estos recursos bajo las restricciones impuestas por las herramientas del equipo de perforación.

El objetivo principal de la optimización de la hidráulica es lograr un equilibrio entre:

- El control del pozo
- La limpieza del pozo
- La presión de bombeo
- La densidad equivalente de circulación (ECD)
- La caída de presión a través de la broca.

La densidad y las propiedades reológicas del fluido son los parámetros que afectan esta eficacia hidráulica. Si se supone que la densidad del fluido es mantenida a un nivel mínimo seguro para el control del pozo y la estabilidad del pozo, entonces la optimización de la hidráulica depende de las propiedades reológicas del fluido y del caudal. En muchos casos, los equipos de fondo tales como los motores de fondo, impulsores e instrumentos de medición al perforar y registro al perforar, requieren un caudal mínimo para funcionar correctamente. Esto hace que las propiedades reológicas del fluido constituyan la única variable en el proceso de optimización.

3.2 ECUACIONES DE HIDRÁULICA DE API

Los fluidos en el flujo laminar “actúan” de distinta manera que los fluidos en un flujo turbulento. Estas diferencias requieren el uso de diferentes ecuaciones para determinar las pérdidas de presión en los flujos laminares y turbulentos. Diferentes

ecuaciones también son necesarias para calcular las pérdidas de presión en el espacio anular y la columna de perforación, debido a las diferentes geometrías.

La primera etapa en los cálculos de hidráulica consiste en determinar la etapa de flujo que está ocurriendo en cada intervalo geométrico del pozo. La velocidad del fluido en cada uno de estos intervalos puede ser determinada con las ecuaciones proporcionadas a continuación.

3.2.1 Velocidad media de propagación en el medio. Es la velocidad del fluido que fluye dentro de un espacio anular o una tubería, como la velocidad de propagación en el medio. Esto supone que la totalidad del fluido está fluyendo a la misma velocidad con un perfil plano y sin las diferencias instantáneas de velocidad que se producen en el flujo turbulento. Se trata básicamente de una velocidad media.

Velocidad media de propagación en la tubería (V_p):

Velocidad media de propagación en la tubería (V_p):

$$V_p (\text{pies} / \text{min}) = \frac{24.48 * Q (\text{gpm})}{D^2 (\text{pu} \text{lg})}$$

Velocidad media de propagación en el espacio anular (V_a):

$$V_a (\text{pies} / \text{min}) = \frac{24.48 * Q (\text{gpm})}{(D_2^2 - D_1^2) (\text{pu} \text{lg})}$$

Donde :

V = Velocidad (pies / min)

Q = Caudal (gpm)

D = Diámetro (pu lg)

3.2.2 Número de REYNOLDS. El número de Reynolds (NRe) es un número adimensional usado para determinar si un fluido está en un flujo laminar o turbulento. El número de Reynolds inferior o igual a 2.100 indica un flujo laminar.

Un número de Reynolds mayor que 2.100 indica un flujo turbulento. La fórmula general para el número de Reynolds es la siguiente:

$$N_{Re} = \frac{V * D * \rho}{\mu}$$

Donde :

$V =$ Velocidad

$D =$ Diámetro

$\rho =$ Densidad

$\mu =$ Viscosidad

El número de Reynolds dentro de la tubería es:

$$N_{Re} = \frac{15467 * V_p * D * \rho}{\mu_{ep}}$$

El número de Reynolds para el espacio anular es:

$$N_{Re} = \frac{15467 * V_a * (D_2 - D_1) * \rho}{\mu_{ea}}$$

Donde :

$D =$ Diámetro interior de la tubería de perforación o drill Collar

$D_2 =$ Diámetro interior del pozo o de la tubería de revestimiento

$D_1 =$ Diámetro exterior de la tubería de perforación o Drill Collar

$\mu_{ep} =$ Viscosidad efectiva en la tubería(cp)

$\mu_{ea} =$ Viscosidad efectiva en el espacio anular(cp)

3.3.3 Velocidad crítica. La velocidad crítica se usa para describir la velocidad a la cual la transición del flujo laminar al flujo turbulento ocurre. El flujo dentro de la tubería de perforación es generalmente turbulento.

Las ecuaciones para la velocidad crítica en la tubería y en el espacio anular están enumeradas a continuación. El caudal crítico puede ser calculado a partir de estas ecuaciones.

Velocidad Crítica en la tubería (V_{cp})

$$V_{cp} (\text{pies} / \text{min}) = \left(\frac{38727 * K_p}{\rho} \right)^{\left(\frac{1}{2-n} \right)} * \left(\frac{1.6 * 3n+1}{D * 4n} \right)^{\left(\frac{n}{2-n} \right)}$$

Caudal Crítico de la tubería:

$$Q_{cp} (\text{gpm}) = \frac{V_{cp} * D^2}{24.51}$$

Velocidad Crítica en el espacio anular (V_{ca})

$$V_{ca} (\text{pies} / \text{min}) = \left(\frac{25816 * K_p}{\rho} \right)^{\left(\frac{1}{2-n} \right)} * \left(\frac{2.4}{(D_2 - D_1)} * \frac{2n+1}{3n} \right)^{\left(\frac{n}{2-n} \right)}$$

Caudal Crítico del espacio anular:

$$Q_{cp} (\text{gpm}) = \frac{V_{cp} * (D_2^2 - D_1^2)}{24.51}$$

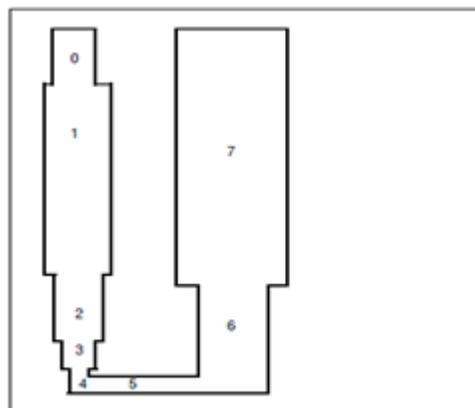
3.4 CÁLCULOS DE PÉRDIDA DE PRESIÓN

3.4.1 Sistema de circulación. El sistema de circulación de un pozo de perforación consta de varios componentes o intervalos, cada uno de los cuales está sujeto a una caída de presión específica. La suma de las caídas de presión de estos intervalos es igual a la pérdida total de presión del sistema o a la presión medida del tubo vertical.

Puede haber cualquier número de sus intervalos dentro de las categorías enumeradas en la siguiente tabla.

Tabla 6. Intervalos sistema de circulación

0	Tubo vertical/rotaria Viajera/Kelly
1	Dentro de la tubería de perforación
2	Dentro de los drill collar
3	Dentro de las herramientas de fondo
4	Toberas
5	Espacio anular pozo abierto/ columna de perforación
6	Espacio anular pozo abierto/ columna de perforación
7	Espacio anular de la tubería de revestimiento



Pérdidas de Presión en el sistema (P_{total})

$$P_{total} = P_{eq\ superficial} + P_{columna\ perf} + P_{broca} + P_{espacio\ anular}$$

3.4.1.1 Pérdidas de presión del equipo superficial: Las pérdidas de presión superficiales incluyen las pérdidas entre el manómetro del tubo vertical y la tubería de perforación. Esto incluye el tubo vertical, la manguera del Kelly, la unión giratoria y el Kelly o la rotaria viajera. Para calcular la pérdida de presión en las conexiones superficiales, utilizar la fórmula para tuberías de API para la pérdida de presión en la tubería de perforación. Las geometrías comunes del equipo superficial están indicadas en la siguiente tabla.

Tabla 7. Geometrías comunes del equipo de superficie

Caso	Tubo vertical	Manguera	Unión giratoria	Kelly	Longitud Eq 3826-pul.DI
1	40 pies de largo, 3 pulgada DI	45 pies de largo, 2 pulgada DI	20 pies de largo, 2 pulgada DI	40 pies de largo, 2,25 pulgada DI	2600 pies
2	40 pies de largo, 3,5 pulgada DI	55 pies de largo, 2,5 pulgada DI	25 pies de largo, 2,5 pulgada DI	40 pies de largo, 3,25 pulgada DI	946 pies
3	45 pies de largo, 4 pulgada DI	55 pies de largo, 3 pulgada	25 pies de largo, 2,5 pulgada DI	40 pies de largo, 3,25	610 pies

Caso	Tubo vertical	Manguera	Unión giratoria	Kelly	Longitud Eq 3826-pul.DI
		DI		pulgada DI	
4	45 pies de largo, 4 pulgada DI	55 pies de largo, 3 pulgada DI	30 pies de largo, 3 pulgada DI	40 pies de largo, 4 pulgada DI	424 pies

3.4.1.2 Pérdidas de presión de la columna de perforación: La pérdida de presión en la columna de perforación es igual a la suma de las pérdidas de presión en todos los intervalos de la columna de perforación, incluyendo la tubería de perforación, los drill collar, los motores de fondo, las herramientas de MWD/LWD/PWD o cualquier otra herramienta de fondo.

FACTOR DE FRICCIÓN

Antes de calcular la pérdida de presión, se calcula el factor de fricción de Fanning (f_p) usando diferentes ecuaciones para el flujo laminar y el flujo turbulento. Este factor de fricción constituye una indicación de la resistencia al flujo de fluido en la pared de la tubería. El factor de fricción en estos cálculos supone una rugosidad similar para todos los materiales tubulares.

Si el número de Reynolds es inferior o igual a 2100

$$f_p = \frac{16}{N_{Re p}}$$

i el número de Reynolds es mayor a 2100

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n + 3.93}{50} \right)}{N_{Re p}^{\left[\frac{1.75 - \log n}{7} \right]}}$$

3.4.1.3 Pérdida de presión en los intervalos de tuberías: Los intervalos de la columna de perforación (incluyendo los drill collar) son determinados por el DI de la tubería. La longitud de un intervalo es la longitud de la tubería que tiene el

mismo diámetro interior. La siguiente ecuación es usada para calcular la pérdida de presión para cada intervalo de la columna de perforación.

$$P_p (\text{psi}) = \frac{f_p * V_p^2 * \rho}{92.916 * D} * L$$

Donde :

V_p = Velocidad (pies / min)

D = DI de la tubería (pulg)

ρ = Densidad (lb/gal)

L = Longitud (pies)

3.4.1.4 Pérdida de presión en la broca (pérdida de presión por fricción en las toberas): La pérdida de presión a través de la broca se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_{\text{barrena}} = \frac{156 * \rho * Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2}$$

3.4.1.5 Pérdida de presión del intervalo anular: La pérdida de presión para cada intervalo debe ser calculada separadamente y sumada para obtener la pérdida total de presión total del intervalo anular. Esta ecuación se usa para calcular las pérdidas de presión de los intervalos individuales.

$$P_a (\text{psi}) = \frac{f_a * V_a^2 * \rho}{92916(D_2 - D_1)} * L_m$$

Donde :

D_2 = Diámetro interior del pozo o de la tubería de revestimiento (pulg)

D_1 = Diámetro exterior de la tubería de perforación o los drill collar (pulg)

3.4.1.5.1 Densidad equivalente de circulación: La presión en una formación durante la circulación es igual al total de las pérdidas de presión de circulación anular desde el punto de interés hasta el niple de campana, más la presión hidrostática del fluido. Esta fuerza se expresa como la densidad del lodo que ejercería una presión hidrostática equivalente a esta presión. Este peso equivalente del lodo se llama Densidad Equivalente de Circulación (ECD).

$$ECD(lb / gal) = \rho(lb / gal) + \frac{P_a(psi)}{0.052 * TVD(pies)}$$

3.5 CÁLCULOS DE HIDRÁULICA DE LA BROCA

Además de la pérdida de presión de la broca, varios cálculos de hidráulica adicionales son usados para optimizar el rendimiento de la perforación. Éstos incluyen cálculos de la potencia hidráulica, de la fuerza de impacto y de la velocidad del chorro.

3.5.1 Potencia hidráulica. El rango de potencia hidráulica (hhp) recomendado para la mayoría de las brocas para rocas es de 2,5 a 5,0 Caballos de Fuerza por Pulgada Cuadrada (HSI) del área de la broca. Una potencia hidráulica baja en la broca puede producir bajas velocidades de penetración y un rendimiento deficiente de la broca.

3.5.2 Potencia hidráulica en la broca. La potencia hidráulica en la broca no puede exceder la potencia hidráulica total del sistema.

$$hhp_b = \frac{Q * P_{Broca}}{1.740}$$

Donde :

$Q = \text{Caudal (gpm)}$

$P_{Broca} = \text{Pérdida de presión en la broca (psi)}$

Potencia Hidráulica por pulgada cuadrada del área de la broca

$$HSI = \frac{1.27 * hhp_b}{\text{Tamaño de la broca}^2}$$

Potencia hidráulica del sistema:

$$hhp_{SISTEMA} = \frac{P_{Total} * Q}{1.714}$$

Donde :

$P_{Total} = \text{Total de pérdidas de presión (psi)}$

$Q = \text{Caudal (gpm)}$

3.5.3 Velocidad de tobera (PIES/SEG). Aunque se pueda utilizar más de un tamaño de tobera en una broca, la velocidad de tobera será la misma para todas las toberas. Velocidades de tobera de 250 a 450 pies/seg son recomendadas para la mayoría de las brocas. Las velocidades de tobera mayores que 450 pies/seg pueden desgastar la estructura de corte de la broca.

$$V_n (\text{pies / seg}) = \frac{417.2 * Q}{D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots}$$

Donde :

$Q = \text{Caudal (gpm)}$

$D_n = \text{Diámetro de la Tobera (1/32)pulg}$

3.5.4 Porcentaje de pérdida de presión en la broca. El porcentaje de pérdidas de presión en la broca esta entre 50 y el 65% de las pérdidas totales en el sistema.

$$\% \Delta P_{Broca} = \frac{P_{broca}}{P_{total}} * 100$$

3.5.5 Fuerza de Impacto (IF) Hidráulica

$$IF(lb) = \frac{V_n * Q * \rho}{1.930}$$

Donde :

V_n = Velocidad de la tobera(pies/seg)

Q=caudal(gpm)

ρ =Densidad(lb/gal)

3.5.6 Fuerza de impacto/pulg²

$$IF(psi) = \frac{1.27 * IF(lb)}{\text{Tamaño de la broca}^2}$$

3.6 OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE LA BROCA

En muchas regiones del mundo, la hidráulica de la broca para rocas puede ser optimizada para mejorar la velocidad de penetración (ROP). Muchos factores afectan la ROP, incluyendo el tamaño de la broca, el tipo de broca, las características de la broca, el tipo y la solidez de la formación, y la hidráulica de la broca. En las áreas de rocas duras, la interacción entre la broca y la formación tiene un mayor impacto sobre la ROP que la hidráulica de la broca.

La hidráulica de la broca puede ser optimizada en lo que se refiere al impacto hidráulico, la potencia hidráulica, la potencia hidráulica por pulgada cuadrada del pozo debajo de la broca, o la velocidad de tobera. En general, el objetivo es usar de 50 a 65% de la presión máxima admisible de circulación proporcionada a la broca. Se considera que los sistemas se optimizan para la fuerza de impacto cuando la pérdida de presión en la broca es igual a 50% de la presión de circulación. Cuando la pérdida de presión en la broca es igual a aproximadamente

65% de la presión de circulación, se considera que el sistema está optimizado para la potencia hidráulica.

En las formaciones blandas que son típicas de los pozos costa fuera, el único límite impuesto sobre la velocidad de penetración puede ser el tiempo de conexión. La acción de chorro no es tan crítica. Bajo estas condiciones, los altos caudales y la gran turbulencia debajo de la broca para reducir el embolamiento de la broca y del BHA (broca, drill collar, etc.), así como la limpieza del pozo, constituyen las principales preocupaciones. Para estas condiciones, la broca puede ser optimizada para la fuerza de impacto y el caudal. Cuando se optimiza para la fuerza de impacto, se perderá aproximadamente 50% de la presión máxima admisible de circulación en la broca.

Cuando se perforan lutitas duras a grandes profundidades, la retención de recortes y los finos son los factores que limitan las velocidades de penetración.

Bajo estas condiciones, aumentos relativamente pequeños de la velocidad de penetración pueden reducir considerablemente los costos del pozo. La acción de chorro es crítica y las velocidades de perforación son mejoradas cuando se optimiza la broca para la potencia hidráulica con el 65% de la pérdida de presión máxima admisible de circulación en la broca.

3.7 PRUEBA DE LABORATORIO FANN 70

3.7.1 Parámetros Reológicos de la prueba HP-HT. La prueba de laboratorio Fann 70 es una prueba que se le realiza al fluido de perforación a condiciones de alta presión y alta temperatura, para simular o recrear las verdaderas condiciones a las cuales se someterá el lodo en el pozo, estas condiciones pueden llegar a ser de hasta 500 °F (260 °C) y presiones de hasta 20.000 psi (137.895 kPa).

Los resultados obtenidos en esta prueba de laboratorio incluyen todas las propiedades reológicas estándares tales como (T_0, n, k) donde n se denomina índice de flujo, es la relación numérica entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico log-log, describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido. K se denomina índice de consistencia, es la viscosidad de un fluido que fluye, es el mismo concepto de la viscosidad plástica. Tau_0 es la fuerza requerida para iniciar el flujo, es una resistencia del gel en tiempo cero.

El modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia [MHB]) es el modelo más exacto para predecir el comportamiento reológico de los fluidos de perforación comunes.

La prueba FANN 70 para determinar las propiedades reológicas del fluido sujetos a mayores temperaturas y presiones más altas, debido a que la viscosidad de los fluidos varía con los parámetros ya mencionados, para determinar la estabilidad del fluido.

3.7.2 Reporte de laboratorio de la prueba FANN 70 para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P. Las siguientes tablas y graficas muestran los resultados obtenidos del comportamiento del lodo a altas presiones y temperaturas

Tabla 8. Medición reológica a alta temperatura y alta presión RPM

MUESTRA DE LODO Q-MAXDRILL/PHPA, POZO ANH PATIA-1-ST-P; 9,0 PPG								
Num	TEMP. (F)	PRESION (psi)	RPM					
			600	300	200	100	6	3
1	120	AMB.	44	29	24	17	8	7
2	150	2500	38	24,5	19,8	13,6	4,6	3,5
3	180	2500	33,6	20,1	16	10,2	2,8	1,8

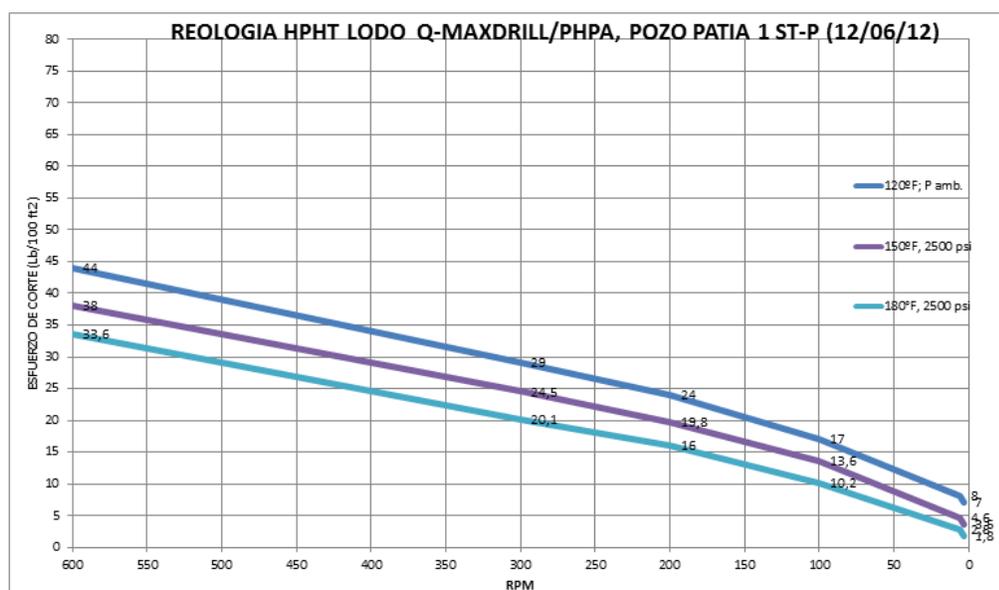
Fuente: Q-max Colombia laboratorio de lodos

Tabla 9. Medición reológica a alta temperatura y alta presión Reologia

MUESTRA DE LODO Q-MAXDRILL/PHPA, POZO ANH PATIA-1-ST-P; 9,0 PPG								
Num	TEMP. (F)	PRESION (psi)	Gel 10 seg.	Gel 10 min	Gel 30 min	PV (cp)	YP	YS
1	120	AMB.	7	14	15	15	14	6
2	150	2500	4	5	6	13,5	11	2,4
3	180	2500	2	2	2	13,5	6,6	0,8

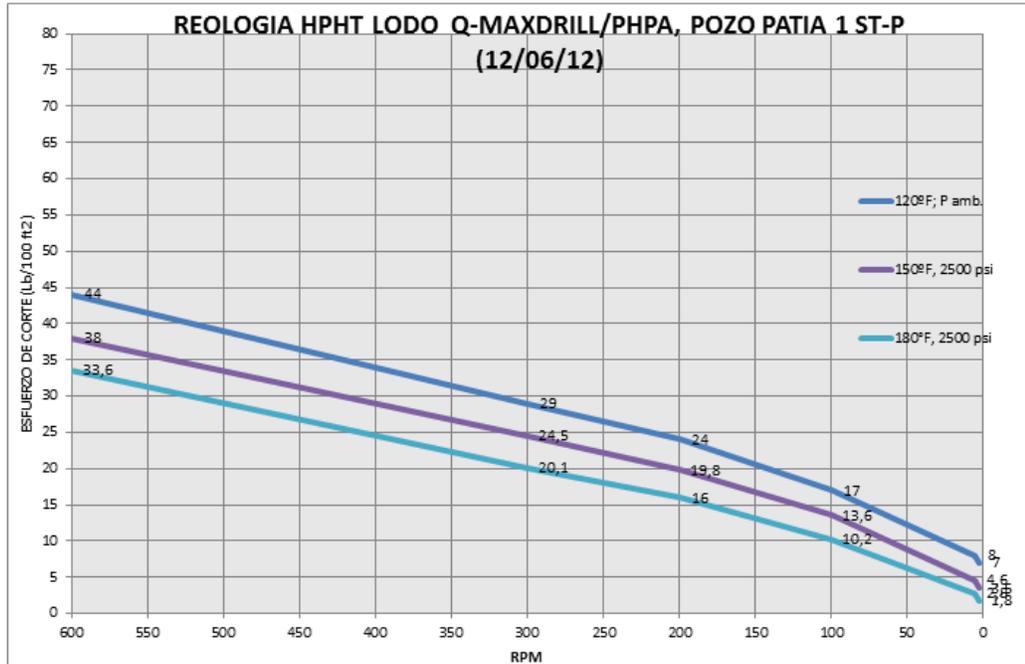
Fuente: Q-max Colombia laboratorio de lodos

Figura 56. Reología HPHT lodo Q-MAXDRILL



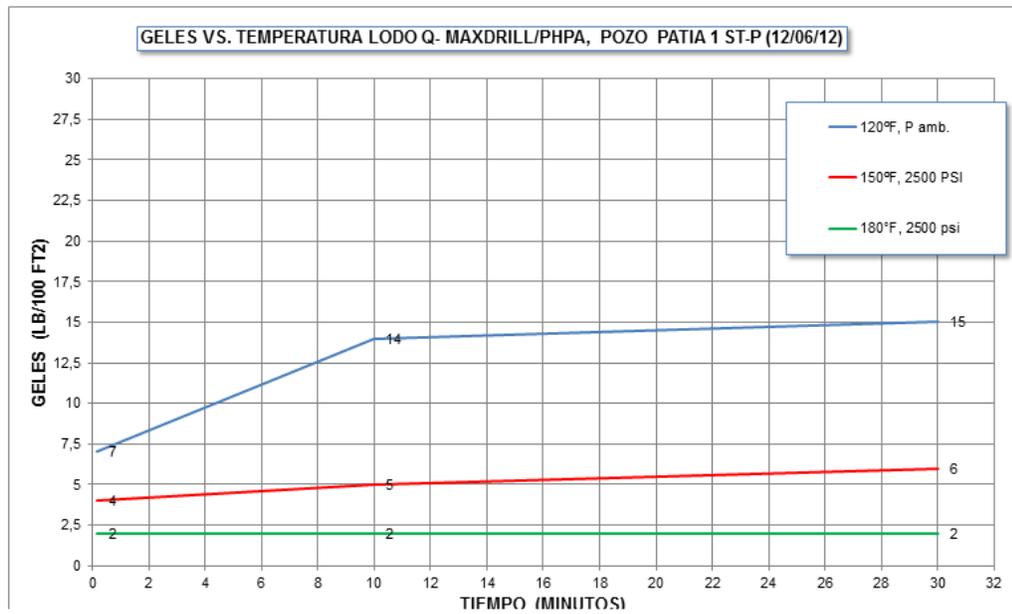
Fuente: Q-max Colombia laboratorio de lodos

Figura 57. ViscosidadPlástica, Yield Point, Yield Stress vs. Temperatura Lodo Q-MAXDRILL



Fuente: Q-max Colombia laboratorio de lodos

Figura 58. Geles vs. Temperatura lodo Q-Maxdrill



Fuente: Q-max Colombia laboratorio de lodos

3.7.3 Análisis de Resultados en la prueba FANN 70 para el pozo ANH-PATIA-1-ST-P. Los resultados obtenidos nos indican que el comportamiento del lodo de perforación en condiciones de alta temperatura y alta presión será el adecuado, para ejercer una buena limpieza del hueco, como también su comportamiento tixotrópico será el esperado que suspenda los recortes de perforación e impida una rápida depositación de estos en el fondo del pozo.

Los resultados nos indican la estabilidad del sistema en condiciones extremas, conserva los valores de viscosidad plásticas, yield point y yield stress. Tau 0 es la fuerza requerida para iniciar el flujo, a medida que aumenta la temperatura y presión esta fuerza varia no es estable

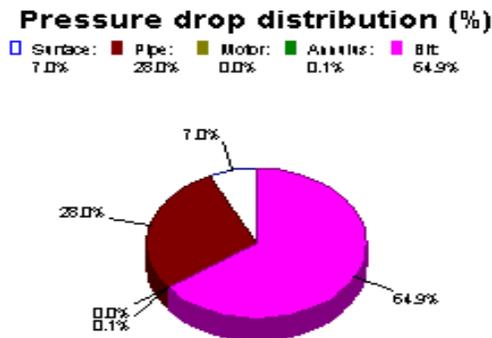
3.8 SIMULACIÓN HIDRÁULICA PARA EL POZO ANH-PATIA-1-ST-P.

3.8.1 Simulación hidráulica para una profundidad de 767 pies. Se desarrolló la simulación hidráulica luego de identificar los problemas operacionales y construir la ventana operacional por la metodología de Eaton, para esto se necesitó la reología del pozo y el BHA.

a. Análisis de la distribución de caída de presión

Partiendo de que la eficiencia del motor es el 100% y que no ocurren pérdidas parasitas al medio ambiente se puede observar que las pérdidas de presión son nulas, las perdidas en superficie corresponden a la configuración del tubo vertical, la manguera del Kelly, la unión giratoria y el Kelly o la rotaria viajera y son inferiores al 7%, lo importante es que la caída de presión en la broca es 64.9% lo que nos garantiza una eficiente rata de penetración en el pozo.

Figura 59. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.

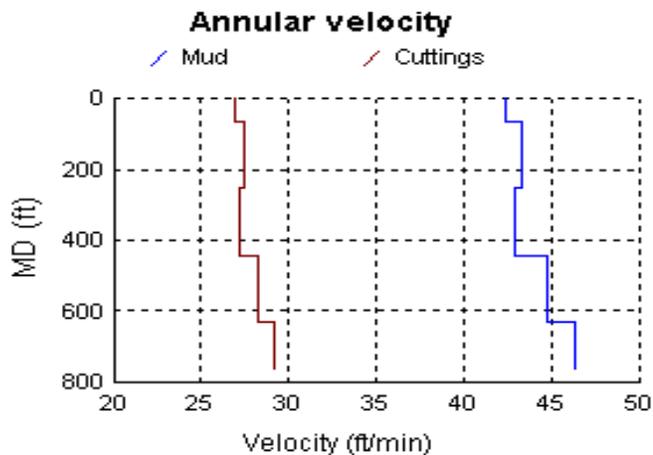


Fuente. Los Autores

b. Análisis de velocidad en el anular

Se tiene una buena limpieza de los recortes de perforación ya que se mantiene una reología adecuada y un caudal de diseño optimo, a medida que se aumenta la profundidad esta relación en velocidades de flujo se mantiene garantizando un tiempo de retorno constante para la perforación de esta sección.

Figura 60. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.

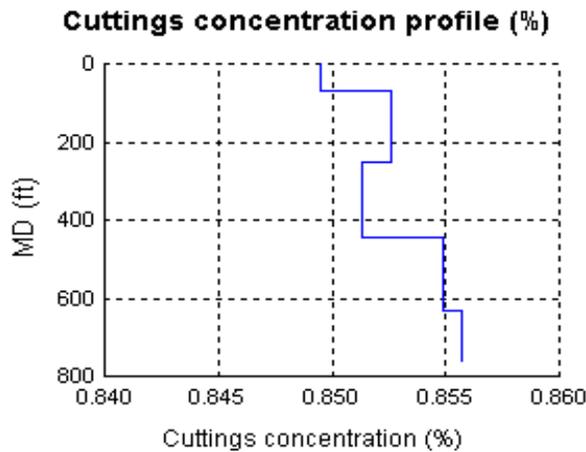


Fuente. Los Autores

c. Análisis de Concentración de los recortes de perforación

En un pozo estratigráfico, escoger una reología adecuada garantizará la limpieza en el fondo del pozo, ya que es necesario que este fluido tenga la capacidad de retener y enviar los recortes aguas arriba, se observa que la concentración de recortes va aumentando y de manera constante en varias partes, esto es debido a las distintas litologías que se encuentra perforando.

Figura 61. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.

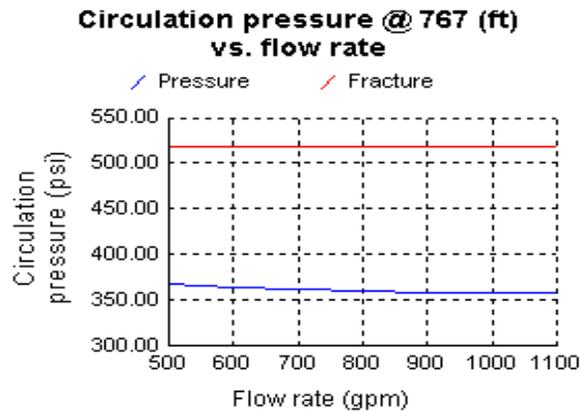


Fuente. Los Autores

d. Análisis de la Presión de Circulación con la Velocidad de Flujo

Para la formación la cual se encuentra perforando se debe tener en cuenta que la presión de circulación no supere los 500 psi ya que se podría fracturar la formación creando daño en esta, se observa que la presión de circulación es independiente del caudal en esta formación, para desarrollar un buen diseño se deben tener en cuenta este parámetro crítico como factor de seguridad en el pozo.

Figura 62. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.

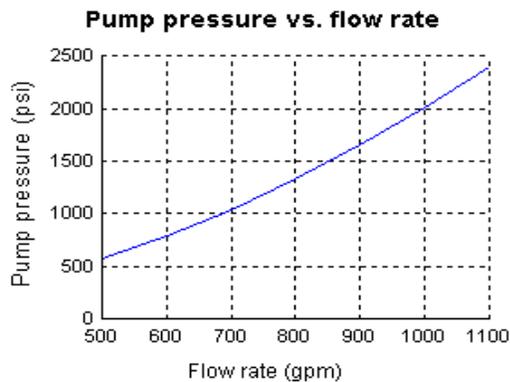


Fuente: Los Autores

f. Análisis de la Presión de la bomba con el caudal

Escoger un caudal adecuado depende de la capacidad de presión que posea la bomba, un perfil del comportamiento de este simula que se necesita mayor presión para tener más capacidad de flujo en el pozo, el parámetro de presión y caudal dependerá de la capacidad de limpieza que se requiera en el pozo y los parámetros de fractura que se puedan presentar.

Figura 63. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 767 pies.



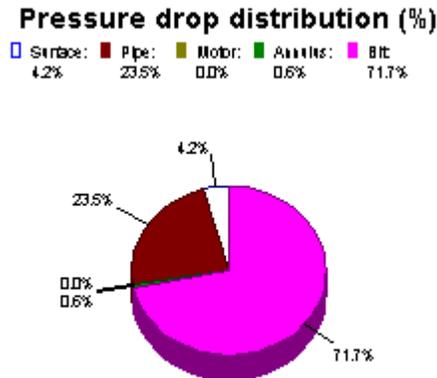
Fuente: Los Autores

3.8.2 Simulación hidráulica para una profundidad de 5003 pies

a. Análisis de la distribución de caída de presión

Partiendo de que la eficiencia del motor es el 100% y que no ocurren pérdidas parasitas al medio ambiente se puede observar que las pérdidas de presión son nulas, las perdidas en superficie corresponden a la configuración del tubo vertical, la manguera del Kelly, la unión giratoria y el Kelly o la rotaria viajera y son inferiores al 4.2%, lo importante es que la caída de presión en la broca es 71.7% lo que nos garantiza una eficiente rata de penetración en el pozo se optimizo los tiempos productivos debido a la buena reología de los fluidos.

Figura 64. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.



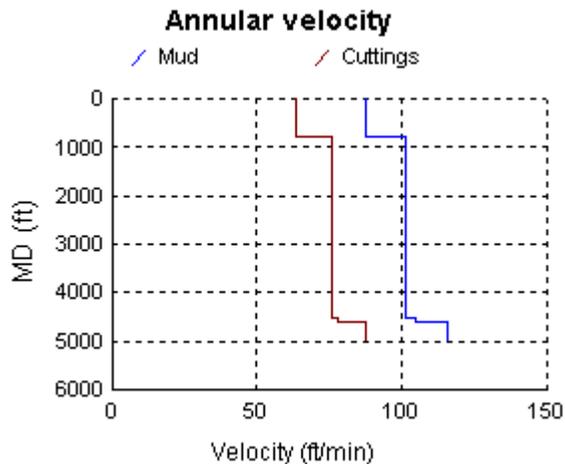
Fuente. Los Autores

b. Análisis de velocidad en el anular

Se tiene una buena limpieza de los recortes de perforación ya que se mantiene una reología adecuada y un caudal de diseño optimo, a medida que se aumenta la profundidad esta relación en velocidades de flujo se mantiene garantizando un tiempo de retorno constante para la perforación de esta sección.

Se recomienda para futuras operaciones realizar la hidráulica previa con un mayor diámetro en las toberas así reducir un poco el porcentaje de pérdidas en la broca.

Figura 65. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.

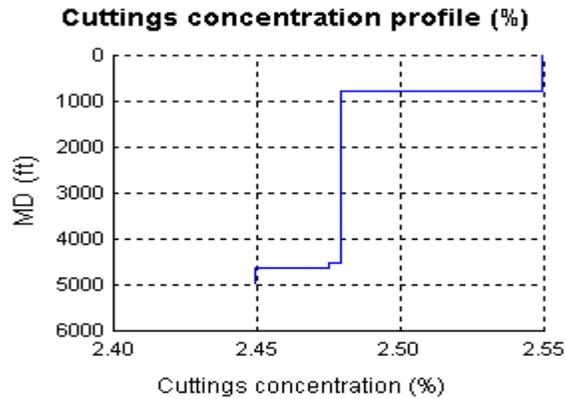


Fuente. Los Autores

c. Análisis de Concentración de los recortes de perforación

Se observa que el porcentaje de recortes va disminuyendo, esto es debido a las distintas litologías que se encuentra perforando, tener una caracterización litológica adecuada podemos prever, la cantidad de aditivos a utilizar en el fluido de control, mejorando la relación costo-beneficio garantizando la hidráulica y reología en el pozo estratigráfico.

Figura 66. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.

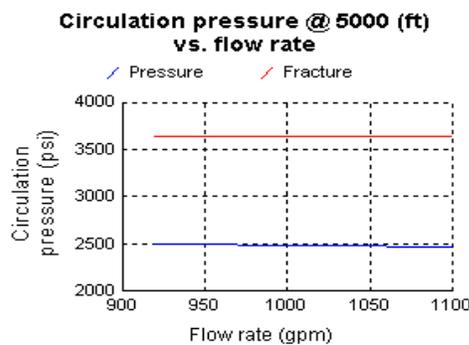


Fuente. Los Autores

d. Análisis de la Presión de Circulación con la Velocidad de Flujo

Para la formación la cual se encuentra perforando se debe tener en cuenta que la presión de circulación no supere los 3500 psi ya que se podría fracturar la formación creando daño en esta, se observa que la presión de circulación es independiente del caudal en esta formación, desarrollar un buen diseño se deben tener en cuenta este parámetro crítico como factor de seguridad en el pozo.

Figura 67. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.

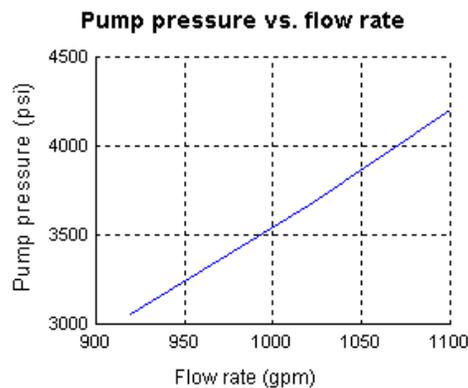


Fuente: Los Autores

g. Análisis de la Presión de la bomba con el caudal

Escoger un caudal adecuado depende de la capacidad de presión que posea la bomba, un perfil del comportamiento de este simula que se necesita mayor presión para tener más capacidad de flujo en el pozo, el parámetro de presión y caudal dependerá de la capacidad de limpieza que se requiera en el pozo y los parámetros de fractura que se puedan presentar.

Figura 68. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 5003 pies.



Fuente: Los Autores

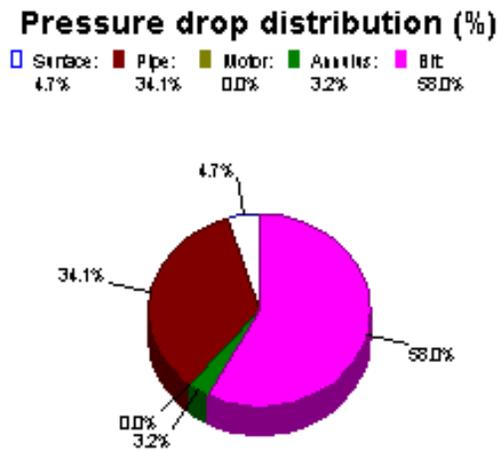
3.8.3 Simulación hidráulica para una profundidad de 7790 pies

a. Análisis de la distribución de caída de presión

Partiendo de que la eficiencia del motor es el 100% y que no ocurren pérdidas parasitarias al medio ambiente se puede observar que las pérdidas de presión son nulas, las pérdidas en superficie corresponden a la configuración de la el tubo vertical, la manguera del Kelly, la unión giratoria y el Kelly o la rotaria viajera y son inferiores al 4.2%, se debe mejorar caída de presión en la broca es 56% lo que no nos garantiza una eficiente rata de penetración en el pozo esto se debe a que las

pérdidas en la tubería aumentan debido a la configuración del BHA y la reología del fluido.

Figura 69. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.

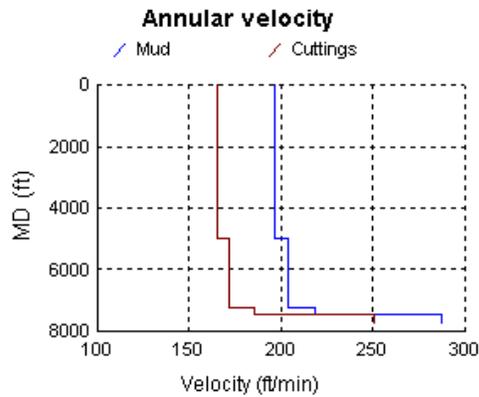


Fuente. Los Autores

b. Análisis de velocidad en el anular

Se tiene una buena limpieza de los recortes de perforación ya que se mantiene una reología adecuada y un caudal de diseño óptimo, a medida que se aumenta la profundidad esta relación en velocidades de flujo se mantiene garantizando un tiempo de retorno constante para la perforación de esta sección.

Figura 70. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.

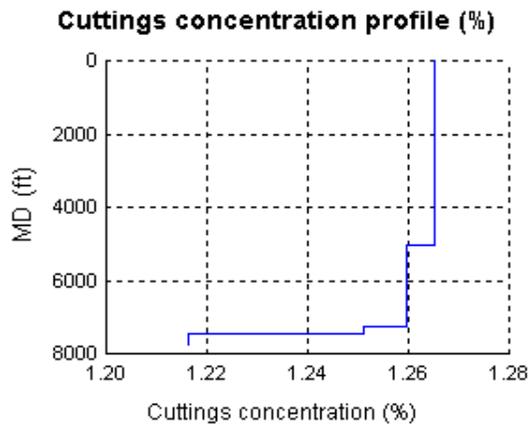


Fuente. Los Autores

c. Análisis de Concentración de los recortes de perforación

Se observa que el porcentaje de recortes va disminuyendo, esto es debido a las distintas litologías que se encuentra perforando, tener una caracterización litológica adecuada podemos prever, la cantidad de aditivos a utilizar en el fluido de control, mejorando la relación costo-beneficio garantizando la hidráulica y reología en el pozo estratigráfico.

Figura 71. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.

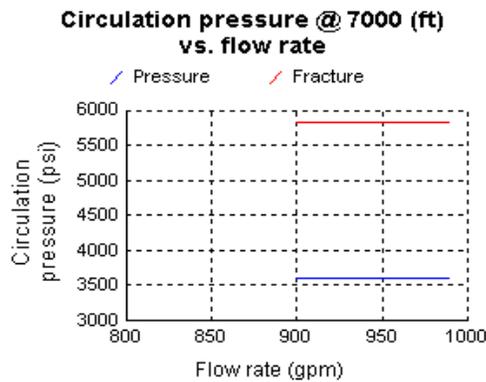


Fuente. Los Autores

d. Análisis de la Presión de Circulación con la Velocidad de Flujo

Para la formación la cual se encuentra perforando se debe tener en cuenta que la presión de circulación no supere los 5500 psi ya que se podría fracturar la formación creando daño en esta, se observa que la presión de circulación es independiente del caudal en esta formación, desarrollar un buen diseño se deben tener en cuenta este parámetro crítico como factor de seguridad en el pozo.

Figura 72. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.

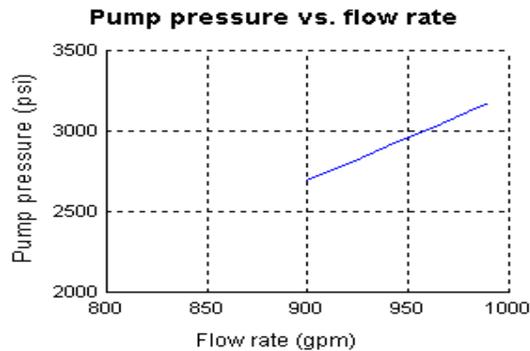


Fuente: Los Autores

h. Análisis de la Presión de la bomba con el caudal

Escoger un caudal adecuado depende de la capacidad de presión que posea la bomba, un perfil del comportamiento de este simula que se necesita mayor presión para tener más capacidad de flujo en el pozo, el parámetro de presión y caudal dependerá de la capacidad de limpieza que se requiera en el pozo y los parámetros de fractura que se puedan presentar.

Figura 73. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 7790 pies.



Fuente: Los Autores

3.8.4 Simulación hidráulica para una profundidad de 12100 pies

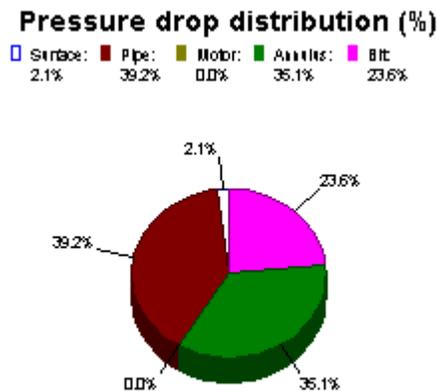
a. Análisis de la distribución de caída de presión

La distribución de la caída de presión a una profundidad de 12100 pies nos da valores muy diferentes comparando con las secciones anteriores.

La caída de presión en la broca es de un 23.5%, lo cual es un valor muy bajo a el valor optimo deseado. El porcentaje restante de las pérdidas se da en el anular 35.1% y en el drill pipe 39.2% este alto valor se puede explicar debido a la configuración del BHA y el diámetro, cantidad y distribución de las toberas.

Se recomienda para próximas operaciones realizar una mejor planeación de las herramientas planeadas a utilizar y así poder realizar una hidráulica teórica más acorde a la realidad y para prever y minimizar estas pérdidas de presión en el anular y el drill pipe.

Figura 74. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.



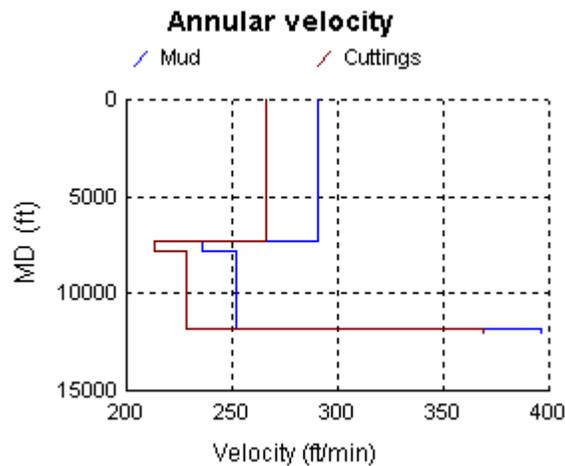
Fuente. Los Autores

b. Análisis de velocidad en el anular

Se tiene una buena limpieza de los recortes de perforación ya que se mantiene una reología adecuada y un caudal de diseño optimo, a medida que se aumenta la profundidad esta relación en velocidades de flujo se mantiene garantizando un tiempo de retorno constante para la perforación de esta sección.

A pesar de que la velocidad en el anular es muy alta esta velocidad no alcanza a sobrepasar la velocidad crítica, por lo cual es una velocidad aceptada que realiza una buena limpieza del hueco sin llegar a crear un flujo turbulento que nos ocasione problemas como la erosión de las paredes del hueco, sin embargo en esta última sección se presentaron gran número de problemas con puntos apretados, intentos de pega de tubería y pega de tubería por lo cual se recomienda realizar una mejor planeación de la perforación, con unos parámetros operacionales más ajustados a lo requerido para una buena ejecución de la operación de perforación.

Figura 75. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.

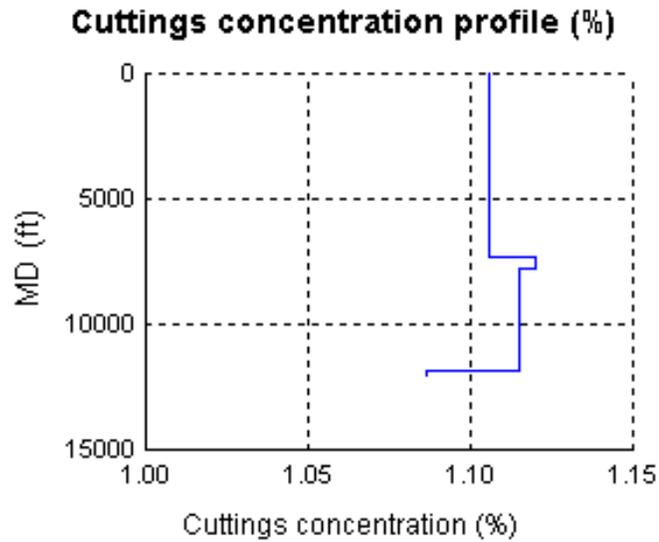


Fuente. Los Autores

c. Análisis de Concentración de los recortes de perforación

La figura de la concentración de recortes nos muestra que en la sección ya completada hasta 7790 pies es normal, pero esta comienza variar en el intervalo siguiente, pero de igual forma esta concentración no se sale del valor permisible para obtener una buena limpieza del hueco. Se recomienda el envío de píldoras de limpieza con más frecuencia aproximadamente cada 350 pies para este galonaje y ROP, para asegurar una mejor operación, realizar circulación hasta retornos limpios para cada viaje o cambio de operación.

Figura 76. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.

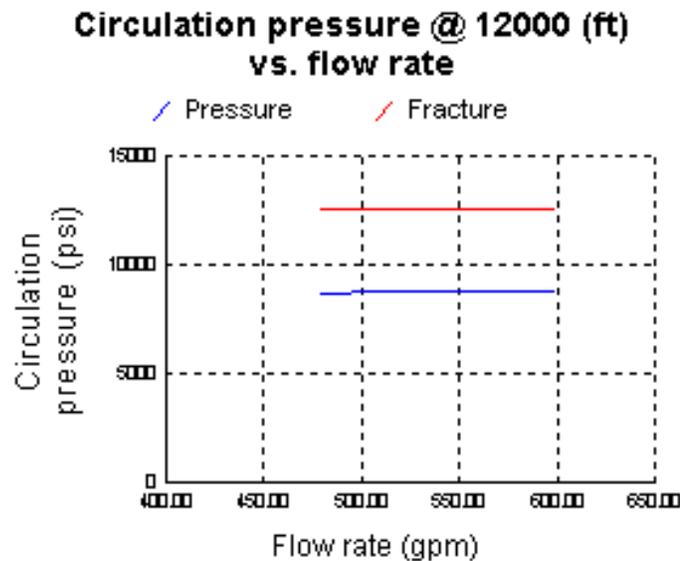


Fuente. Los Autores

d. Análisis de la Presión de Circulación con la Velocidad de Flujo

La presión de circulación en este intervalo se ve afectada por el caudal permisible, ya que no es recomendable usar caudales altos como los que se usaron en las secciones anteriores y de igual forma se recomienda no superar los 1300 psi en la presión de circulación, para así asegurar una buena ejecución de las operaciones y evitar fracturar la formación.

Figura 77. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.

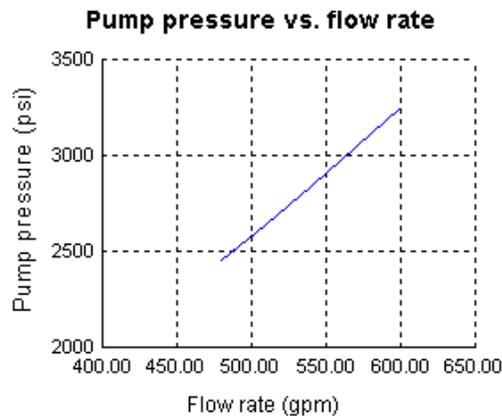


Fuente: Los Autores

e. Análisis de la Presión de la bomba con el caudal

En este intervalo se debe tener más precaución con el manejo de los caudales, porque con caudales más pequeños se pueden obtener presiones más altas, comparadas con las secciones anteriores. Un buen manejo del caudal nos asegura una buena limpieza del hueco y el no llegar a fracturar la formación y así evitar problemas mayores como pérdidas de lodo por fracturamiento hidráulico de la formación.

Figura 78. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies.



Fuente: Los Autores

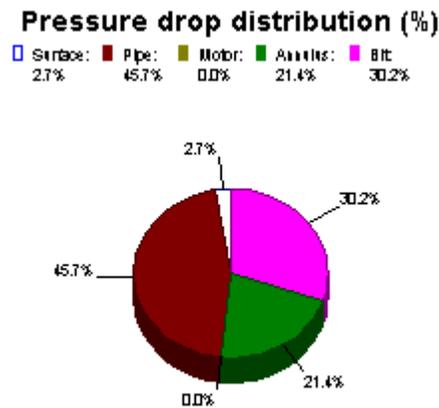
3.8.5 Simulación hidráulica para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT

f. Análisis de la distribución de caída de presión

La distribución de la caída de presión a una profundidad de 12100 pies realizada con los datos de la prueba Fann 70 nos da valores muy similares a los obtenidos en la sección anterior de 12100 pies realizado con los datos reales del pozo.

La caída de presión en la broca es de un 30.2%, lo cual es un valor muy bajo a el valor optimo deseado. El porcentaje restante de las pérdidas se da en el anular 21.4% y en el drill pipe 45.7% este alto valor se puede explicar debido la configuración del BHA y las toberas, se recomienda para futuras operaciones realizar hidráulicas más detalladas con las posibles herramientas a utilizar en la operación.

Figura 79. Distribución de la caída de presión en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT.



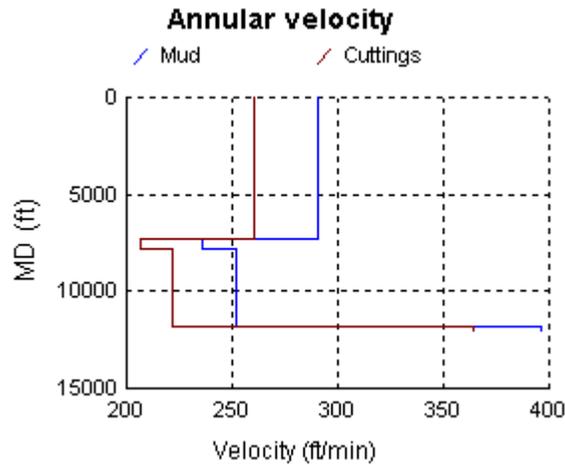
Fuente. Los Autores

g. Análisis de velocidad en el anular

La gráfica obtenida en esta última corrida de simulación hidráulica es casi idéntica a la obtenida en la sección anterior, lo cual nos muestra el comportamiento del lodo de perforación a una alta presión y temperatura es buena, teniendo un comportamiento de velocidad en el anular alto pero no superior a la velocidad crítica

Sin embargo en esta última sección se presentaron gran número de problemas con puntos apretados, intentos de pega de tubería y pega de tubería por lo cual se recomienda realizar una mejor planeación de la perforación, con unos parámetros operacionales más ajustados a lo requerido para una buena ejecución de la operación de perforación.

Figura 80. Distribución de las velocidades en el anular para el lodo de perforación y los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT.



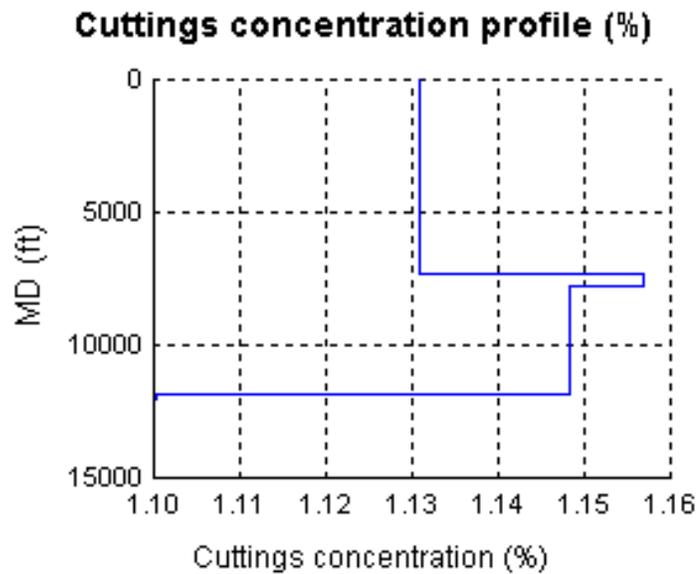
Fuente. Los Autores

h. Análisis de Concentración de los recortes de perforación

Se puede observar que el porcentaje de concentración de cortes no tiene grandes cambios a lo largo del pozo, solo se presenta un pequeño aumento a partir de la zona no completada a 7790 pies lo cual es de esperar.

Los valores obtenidos de concentración de cortes no se salen del valor permisible para obtener una buena limpieza del hueco. Se recomienda el envío de píldoras de limpieza con más frecuencia aproximadamente cada 350 pies perforados para este galonaje y ROP, para asegurar una mejor operación realizar circulación hasta retornos limpios para cada viaje o cambio de operación.

Figura 81. Distribución de la concentración de los recortes en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT.

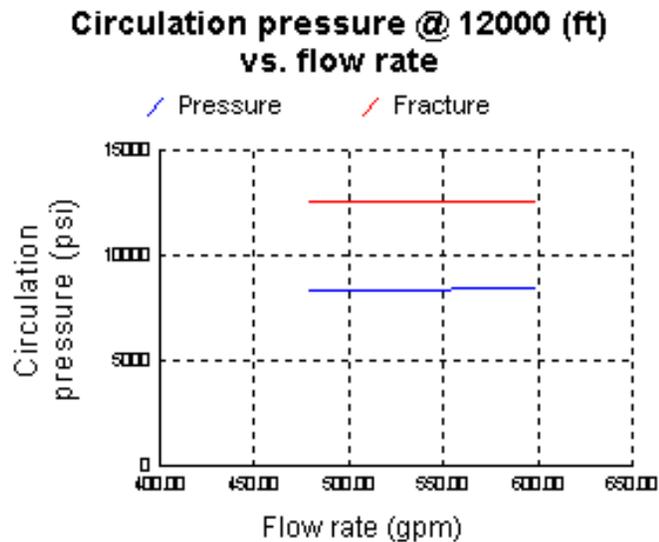


Fuente. Los Autores

i. Análisis de la Presión de Circulación con la Velocidad de Flujo

La presión de circulación al igual que en el intervalo anterior se ve afectada por el caudal permisible, ya que no es recomendable usar caudales altos como los que se usaron en las secciones anteriores y de igual forma se recomienda no superar los 1300 psi en la presión de circulación, para así asegurar una buena ejecución de las operaciones y evitar fracturar la formación.

Figura 82. Distribución de la presión de circulación con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reologicos de HPHT.

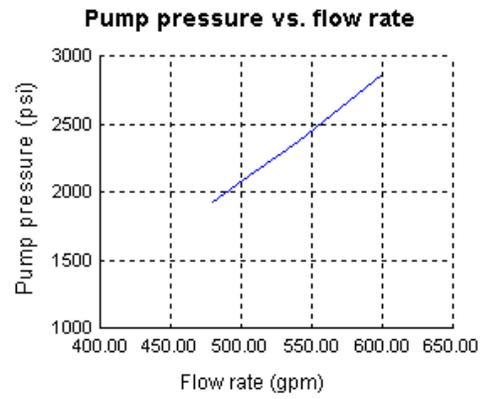


Fuente. Los Autores

j. Análisis de la Presión de la bomba con el caudal

Este intervalo sigue la tendencia de la sección anteriormente analizada y de igual forma se debe tener más precaución con el manejo de los caudales, porque con caudales más pequeños se pueden obtener presiones más altas, comparado con las secciones anteriores. Realizar un manejo adecuado del caudal nos asegura una buena limpieza del hueco y el no llegar a fracturar la formación y así evitar problemas mayores como perdidas de lodo por fracturamiento hidráulico de la formación.

Figura 83. Distribución de la presión con el caudal en el pozo estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P para una profundidad de 12100 pies con datos reológicos de HPHT.



Fuente. Los Autores

4. CONCLUSIONES

- En la perforación del pozo ANH-PATIA-ST-P-1 se puede concluir que el fluido Q-MAX DRILL PHPA presento las propiedades necesarias y adecuadas como YP, VP, GEL. Para un óptimo rendimiento de limpieza y estabilidad del hueco reduciendo los tiempos de perforación y evitando retrasos en las operaciones de corazonamiento y ensanchamiento.

En la última sección se demostró que era necesario incrementar la densidad del lodo, debido a que los resultados obtenidos en la ventana operacional elaborada con los registros eléctricos y sínicos evidencio que la densidad del fluido de perforación utilizada era menor que la densidad de lodo mínima para garantizar una estabilidad en la formación.

- El comportamiento de la ventana operacional para los pozos estratigraficos profundos por la metodología de Eaton muestra un comportamiento similar de la ventana segura de lodos basandose en registros de pozo como los de resistividad y sínico. Igualmente utilizando el exponente dc basandose en parámetros operacionales de perforación y fluidos, se obtuvieron buenos resultados
- Los problemas operacionales presentados en el pozo ANH-PATIA-ST-P-1 ocurrieron principalmente por qué se presentan altos esfuerzos horizontales asociados a Tectonismo, debido a que la cuenca Cauca-Patía se encuentra en el nacimiento de la cordillera Central y Occidental , otra causa fue la alta presencia de intervalos de conglomerados con contenido de chert desde superficie hasta aproximadamente 9100 pies y desde aquí las intercalaciones muy continuas de limolita, arenisca y arcilla, que forman la geometría llamada escalones o “ledges.

- Para un óptimo diseño de la ventana operacional, es necesario contar con los registros eléctricos tales como resistivo y sónico. Ya que estos nos aseguran una correcta ventana segura de lodos, basándose en los comportamientos de tendencias de presiones normales y anormales, como los presentados en las formaciones: Esmita miembro Limolítico, Mosquera y peña morada en los cuales se presentaban intercalaciones de arcillolitas, limolitas y areniscas.
- Para optimizar las pérdidas de presión en la broca se debe hacer un análisis reológico del fluido de perforación y configuración del BHA ya que estas son variables fundamentales en las pérdidas de presión a lo largo de la línea de flujo del lodo.
- En operaciones de suaveo y surgencia incrementos en las propiedades reológicas de yield point y viscosidad plástica ocasionan una disminución en la velocidad máxima de viaje de la sarta para operación. Debido a que aumentan las fuerzas de atracción entre partículas y por lo tanto, el transiente de presión se alcanza más rápido.
- Mantener una óptima concentración de lubricante en el fluido de perforación ayuda a mantener las tasas de perforación óptimas y de igual forma ayuda a reducir los torques generados en la perforación.
- La perforación se debe realizar con caudales menores a los caudales críticos porque los recortes de la formación perforada se le sumaran al material arrancado y caído de las paredes del hueco en formaciones inestables y esto provocara una recarga de recortes en el fluido de perforación que circula por el

anular, ocasionado empaquetamientos, sobrepresiones, largos tiempos de limpieza en el hueco y perdidas de fluido en la formacion debil.

- El uso de un buen inhibidor de arcillas es fundamental para asegurar una optima operación de perforacion, debido a que una mala inhibicion traera serios problemas a la operación entre ellos puntos apretados o pegas por empaquetamiento, por lo cual es necesario estar haciendo pruebas de laboratorio frecuentemente que asegure que los problemas presentados no tiene relacion con la inhibicion de arcillas.
- Asegurar una buena limpieza del hueco es parte esencial durante toda la perforacion, esto nos ahorra tiempo y costos. Por lo cual es necesario estar realizando continuamente analisis hidraulicos cuando se efectuen cambios en el BHA o en la reologia del lodo, tambien se recomienda el envio constante de pildoras de limpieza para una mayor certeza en la limpieza del hueco.
- El comportamiento del fluido Q-MAX DRILL PHPA obtenido en la prueba de laboratorio Fann 70, Para el pozo ANH-PATIA-ST-P-1 a una alta presión y alta temperatura fue el apropiado y esto se confirmó con las propiedades reológicas del fluido obtenidas en campo a condiciones extremas conservando VP, YP y Gel.

5. RECOMENDACIONES

- En los pozos estratigraficos profundos es de suma importancia elaborar un plan y desarrollar una metodología para la perforacion, fundamentado en la correlacion de los posibles problemas operaciones sus causas y sus soluciones, la estratigrafía y las propiedades reológicas del fluido de perforación que van de la mano con el diseño de una buena hidraulica, dentro de los parametros de la ventana segura de lodos
- Para construir la ventana operacional del fluido de perforación es necesario disponer de información de registros sónicos, resistivos y parámetros operacionales con el fin de 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. En base a esto se deben determinar las profundidades significativas donde ocurren cambios en la litología o la configuración del pozo
- Se recomienda Realizar simulaciones hidraulicas para todos los equipos de backup posibles a utilizar y de esta manera saber con certeza los parametros hidraulicos que pudiesen presentarse en caso de ser necesario utilizar dichos equipos

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. HALLIBURTON BAROID, manual de fluidos, abril de 2005.
2. FANN instrument, linear swell instrument manual, octubre de 1999.
3. BAKER HUGHES INTEQ. Petroleum geology. Houston, 1999.
4. BRADLEY, W. B. mathematical concept stress cloud can predict borehole failure. The oil and gas journal, 1979.
5. FAIRHURST, C. methods of determining in situ rock stress at great depths, 1968.
6. FJAER, ET AL. petroleum related rock mechanics. Amsterdam, 2008, segunda edición.
7. KUTASOV, IM. Applied geothermics for petroleum engineers. USA. 1999.
8. OSORIO, G. Curso de geomecanica de yacimientos, 2009.
9. MI SWACO. Engineering drilling fluid manual. 2001
10. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Contenido de sólidos y líquidos en lodos, viscosidad plástica, punto de cadencia y fuerza de gel API RP 13B-1 2009.
11. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 13d, Rheology and Hidraulics of Oil-Well Drilling Fluids, Fluids, 2009.
12. DATALOG Company. HADRAULICA DEL FLUIDO DE PERFORACION, 2001.
13. ESTERLIN, J. Y GOMEZ, M. Metodología para el cálculo de reología e hidráulica para pozos estratigráficos profundos, usando una herramienta software (compas y well plan) Bucaramanga, 2011.
14. MUÑOZ, Samuel. Tecnología avanzada de fluidos de perforación, 1992.
15. IADC, International Association of Drilling Contractors. Drilling Manual. 2000.

16. SCHLUMBERGER Company. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – Fluidos e Hidráulica de Perforación
17. DRILLING FLUIDS PROCESSING HANDBOOK. Elsevier. 2005.
18. Knowledge Systems, INC. *Best Practice Procedures for Predicting Pre-Drill Geopressures in Deep Water Gulf of Mexico*. DEA Project 119-June 2001.
19. Yoshida, C., Ikeda, S., and Eaton, B.A.: *An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal*
20. *Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America*, IADC/SPE36381, 1996.
21. Hottman, C.E., and Johnson, R.K.: *Estimation of Formation Pressure from Log-Derived Shale Properties*, Journal of Petroleum Technology, August, 1965.
22. Foster, J.B. and H.E. Whalen.: *Estimation of Formation Pressures from Electric Surveys-Offshore Louisiana*” Journal of Petroleum Technology, (2/66),165-171.
23. Eaton, Ben A. *Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide*. World Oil (7/76), pp 100-104.
24. *Abnormal Formation Pressure*, Elsevier Scientific Publishing Co.,New York, 1976, pp. 210.
25. Borel, W. J. and Lewis, R. L.: *Ways to Detect Abnormal Formation Pressure*,
26. Bowers, G. L., “Pore Pressure Estimation from Velocity Data; Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction”, SPE Drilling & Completions, Junio, 1995.
27. Eaton, B. A., “The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs”, Journal of Petroleum Technology, Agosto, 1972.
28. Eaton, B. A., “The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs”, SPE 5544, 1975
29. Salz, B., “Relationship Between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure”, SPE 6870.
30. FERREIRA, Christian y SERRANO, Mario. Hidráulica Avanzada de
31. Perforación. Baroid Drilling Fluids, HALLIBURTON. 2004.

32. FLECKENSTEIN, W.W. and EUSTES, A.W. Novel Wireline Coring System. SPE 84358, 2003.
33. HALLIBURTON. Tecnología aplicada de lodos. 1981.
34. 22. HETTEMA, M.H.H. and JONES, B.L. Minimizing Coring-Induced Damage in Consolidated Rock. Irving, Texas: SPE/ISRM 78156, 2002.
35. HUSSAIN, Rabia. Well Engineering & Construction.
36. LEISING, L.J. and WALTON, I.C. Cutting–Transport Problems and Solutions in Coiled–Tubing Drilling. SPE 77261, 2002.
37. LEON LOYA, Juan Gilberto. Hidráulica Práctica. PEMEX Exploración y Producción.
38. 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.
39. 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.
40. 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.
41. MITCHELL, R.F. Dynamic Surge/Swab Pressure Predictions. SPE 16156, 1998.
42. 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.
43. SCHLUMBERGER. Manual de Perforación Drilling School. SHUTER, Eugene and TEASDALE, Warren E. Application of Drilling, Coring, and Sampling Techniques to Test Holes and Wells.

44. 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.