

**PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN PROBLEMAS
RELACIONADOS CON LA ESTABILIDAD DE POZO**

**RODOLFO URIBE MORENO
YULLY PAOLA SOLANO TIRADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2006

**PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN PROBLEMAS
RELACIONADOS CON LA ESTABILIDAD DE POZO**

**RODOLFO URIBE MORENO
YULLY PAOLA SOLANO TIRADO**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial
para optar al título de Geólogo

Director

Ph.D. Marco I. Álvarez Bastos
Docente UIS

Co-Director

Ph.D. Marcelo Frydman
Director Geomecánica SCHLUMBERGER

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2006

DEDICATORIA

A mis *PADRES* por brindarme el apoyo necesario para alcanzar y cumplir cada uno de mis objetivos.

A mis hermanos Ernesto y Armando por su apoyo incondicional durante mi carrera.

A mi novia Carolina, quien me acompañó en los momentos difíciles y a quien le debo su comprensión, paciencia y consejos.

A mis amigos Gorky, Lucas y Willy quienes estuvieron presentes a lo largo de mi carrera y a quienes considero hermanos.

Y a todos mis amigos y compañeros que me han acompañado estos años y que de alguna manera se convirtieron en apoyo para lograr mis sueños.

Rodolfo

DEDICATORIA

A DIOS todopoderoso que me dio esta bella vida para poder lograr todas mis metas.

A mis PADRES quienes con su esfuerzo, amor y comprensión hicieron hasta lo imposible por brindarme un bienestar y un ambiente calido para el cumplimiento de mis objetivos.

A mis Hermanos ALEXANDER y LAURA que con su continuo apoyo y comprensión hicieron posible este sueño realidad.

A NALGY y a ALEX FERNANDO que con su compañía hicieron más fácil mi caminar hacia esta nueva realidad.

A mis AMIGOS quienes con su apoyo y picardías le dieron el toque mágico a esta etapa de mi vida durante la Universidad.

Yully

AGRADECIMIENTOS

Los autores extienden sus agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander por cumplir uno de nuestros sueños, gracias por la oportunidad de ser unos profesionales de alta calidad.

Al grupo de investigación “Estabilidad de pozo” por brindarnos la formación como investigadores, y darnos las oportunidad de realizar este estudio.

Al Ph. D. Marcelo Frydman por su valiosa asesoría y confianza y por brindar ese apoyo incondicional en el desarrollo de este trabajo. Reiteramos “muchas gracias” por su mano amiga.

Al M. Sc. Néstor Fernando Saavedra, gracias por creer en nuestras capacidades, y brindarnos la oportunidad de formarnos como investigadores para así forjar un mejor futuro a nuestro país

Al Ph. D Marco Álvarez por su orientación y por creer en nuestras capacidades.

A la Escuela de Geología por nuestra formación como geólogos, por su profesionalismo y la excelente calidad humana.

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	3
1. GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZO.....	6
1.1. GEOMECANICA.....	6
1.2 LA GEOMECANICA EN LA ESTABILIDAD DE POZOS	7
1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DEL POZO.....	9
1.3.1 Prevención de Problemas Durante la Perforación.....	11
2. GEOLOGÍA REGIONAL.....	14
2.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	15
2.2 GENERALIDADES DE LA ZONA DE ESTUDIO	16
2.3 EVOLUCIÓN ESTRUCTURAL DE LA CUENCA LLANOS	18
2.4 ESTRATIGRAFÍA.....	20
2.4.1 Formación Guadalupe.....	23
2.4.2 Formación Barco	24
2.4.3 Formación Los Cuervos	26
2.4.4 Formación Mirador	27
2.4.5 Formación Carbonera	29
2.4.6 Formación León	33
2.4.7 Formación Charate.....	34
2.4.8 Formación Guayabo.....	35
2.5 ESTILO ESTRUCTURAL.....	36
2.5.1 Pliegues.....	39
2.5.2 Fallas.....	41
3. CAUSAS DE LAS PRESIONES ANORMALES.....	44
3.1 SOBREPRESIONES	44
3.1.1 Esfuerzo Mecánico.....	47
3.1.2 Esfuerzo Termal	51
3.1.3 Transferencia dinámica.....	55
3.1.4 Esfuerzo Químico.....	59
3.1.5 Otras Causas	61
4. PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO	63
4.1 INESTABILIDAD DE LOS SHALES.....	63

4.2 ESFUERZO EFECTIVO	64
4.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN	66
4.3.1 Presión de poro normal o hidrostática	67
4.4 ESFUERZO DE SOBRECARGA	71
4.4.1 Primer Método	74
4.4.2 Segundo Método	74
4.4.4 Tercer Método	75
4.5 REGISTROS Y PERFILES.....	77
4.5.1 Registros Eléctricos.....	78
4.5.6 Perfiles de perforación	83
4.6 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES	84
4.6.1 Antes de la Perforación	85
4.6.2 Durante la perforación.....	86
4.6.3 Después de la perforación	86
4.7 PRUEBAS DE PRESION DE FORMACIÓN	87
4.7.1 Probador Modular de la Dinámica de la Formación (MDT)	87
4.7.2 Multiprobador de Formaciones (RFT)	88
4.7.3 Probador de la Dinámica de la Formación de Pozo Entubado (CHDT)	89
4.8 MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO	90
4.8.1 Método de Hottman y Johnson	92
4.8.2 Método de la Profundidad Equivalente	95
4.8.3 Método a partir de Velocidades Sísmicas.....	97
4.8.4 Método de Eaton	98
5. METODOLOGÍA DEL EXPONENTE “D”.....	101
5.1 PARAMETROS QUE INVOLUCRA EL EXPONENTE “d”	105
5.1.1 Rata de Penetración (ROP)	105
5.1.2 Litología	106
5.1.3 Compactación	107
5.1.4 Presión diferencial (ΔP).....	108
5.1.5 Peso sobre la Broca (WOB)	109
5.1.6 Velocidad de Rotación (RPM).....	109
5.1.7 Hidráulica.....	111
5.1.8 Diseño y desgaste de broca.....	111
5.2 INDICADORES DEL ESTADO DE PRESION DURANTE LA PERFORACIÓN.....	113
5.2.1 Intervalo de Transición	113
5.2.2 Pérdida de Circulación	114
5.2.3 Estrechamiento de Hueco “Tight Hole”	116
5.2.4 Pega de tubería	117
5.2.5 Pega diferencial.....	117
5.2.6 Influjos de Agua	118
5.2.7 Reventón	118
5.2.8 Patada (Kick).....	119
5.2.9 Empaquetamiento	120
5.2.10 Gas.....	121
6. APLICACIÓN DEL CÁLCULO DE LA PRESION DE PORO.....	124

6.1 IMPORTANCIA DEL AREA	124
6.2 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	125
6.3 METODOLOGIAS UTILIZADAS DEL EXPONENTE “D”	126
6.3.1 Metodología N° 1.....	127
6.3.2 Metodología N° 2.....	130
7. RESULTADOS	134
7.1 IDENTIFICACION DE LOS POSIBLES MECANISMOS GENERADORES DE PRESIONES ANORMALES EN EL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO	137
7.2 RESEÑA DE EVENTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS	141
7.3 ANALISIS DEL DXC DE LOS POZOS ANALIZADOS.....	145
7.4 PERFILES DE PRESIÓN DE PORO OBTENIDOS POR MEDIO DE LA METODOLOGÍA 1	161
7.5 PERFILES DE PRESIÓN DE PORO OBTENIDOS POR MEDIO DE LA METODOLOGÍA 2.....	169
7.6 CORRELACION DE LA PRESION DE PORO DE LOS POZOS DEL AREA DE ESTUDIO	179
CONCLUSIONES.....	183
RECOMENDACIONES.....	187
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	188
ANEXO 1	196

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Nomenclatura estratigráfica utilizada por las diferentes compañías petroleras que operan en la zona	22
Tabla 2. Densidad de las litologías.	75
Tabla 3. Formas polinomiales y exponenciales de Gardner et al (1974) de las relaciones entre la velocidad y densidad presentadas por Castagna et al (1993)....	76
Tabla 4. Cuadro comparativo del comportamiento de los registros y presión de poro con la profundidad.....	82
Tabla 5. Comportamiento de los parámetros contra la profundidad.	84
Tabla 6. Tipo de pérdida de circulación dependiendo del tipo de formación.....	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Concepto del modelo geomecánico.....	7
Figura 2. Ventana segura de lodo.	8
Figura 3. Resumen de los factores que afectan la estabilidad del pozo.	10
Figura 4. Mayores incidentes operacionales generadores de TNP durante la perforación.	12
Figura 5. Proceso del modelo de Stress Cage.	13
Figura 6. Localización del campo de estudio.	15
Figura 7. Mapa de Colombia indicando las direcciones de esfuerzos mayores y los tipos de fallas encontradas.	17
Figura 8. Eventos Tectónicos de la Cuenca Llanos.....	18
Figura 9. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero Colombiano. Cuenca Llanos.	21
Figura 10. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la Formación Guadalupe.	24
Figura 11. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la Formación Barco.....	25
Figura 12. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la Formación Los Cuervos.	27
Figura 13. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la Formación Mirador	29
Figura 14. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la Formación Carbonera.....	33
Figura 15. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la base de la Formación León.	34
Figura 16. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la Formación Guayabo.	36
Figura 17. Modelo estructural y línea sísmica a lo largo de la estructura de un campo cercano. Zona del tren de estructuras aisladas apretadas.	37
Figura 18. Sección Esquemática Piedemonte Llanero.	38
Figura 19. Pliegues por flexión. Fault-bend-fold.....	38
Figura 20. Pliegue por propagación de falla. Fault-propagation-fold.	39
Figura 21. Zona de Dúplex Clásico.	39
Figura 22. Principales rasgos estructurales del Piedemonte Llanero Colombiano.	43
Figura 23. Principales Causas de los mecanismos generadores de las presiones anormales.....	46
Figura 24. Modelo Unidimensional de Compactación de los Sedimentos.....	48
Figura 25. Influencia del Tectonismo en una cuenca sedimentaria.....	50
Figura 26. Deslizamiento de arcillas subcompactadas dentro de un plano de falla.	51

Figura 27. Generación de Gas y Petróleo.....	55
Figura 28. Efectos de la Migración de Fluidos. a) Por naturales, b) y c) Por medio artificial.	57
Figura 29. Flotación debido al contraste de densidades.....	58
Figura 30. Efectos diagenéticos de las arcillas.	60
Figura 31. Flujo Osmótico.	61
Figura 32. Concepto del esfuerzo efectivo de Terzagui.	66
Figura 33. Clasificación de la Presión de Poro.	67
Figura 34. Cambios de presión – Zona de Transición. A. Presencia de un sello perfecto. B. Presencia de un sello no-perfecto.	71
Figura 35. Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT.	88
Figura 36. Combinación Herramienta CHDT.....	89
Figura 37. Ejemplo generalizado del efecto de la presión de poro sobre un parámetro dependiente de la porosidad.....	91
Figura 38. Relación de Hottman y Johnson entre la presión de poro de la formación y los tiempos de transito en el shale.	94
Figura 39. Ejemplo en el uso del método de “La profundidad equivalente” para hallar la presión de poro de la formación.	97
Figura 40. Información recolectada por la Unidad de Mud Logging.	102
Figura 41. Diagrama esquemático del Exponente “d” en una zona subcompactada.	104
Figura 42. Efecto de la litología en la rata de penetración.....	106
Figura 43. Efectos de la compactación de la presión de poro sobre las propiedades de las rocas.	107
Figura 44. Efecto del Peso sobre la Broca en la Rata de Penetración.....	109
Figura 45. Relación entre la rata de penetración y la velocidad de rotación como función de la dureza de la formación.	110
Figura 46. Efecto delafilamiento de broca sobre la ROP entrando en una zona sobrepresurizada.	111
Figura 47. Brocas tricónicas brocas con insertos de carburo de tungsteno.....	112
Figura 48. Brocas PDC.	112
Figura 49. Pérdidas de circulación.	114
Figura 50. Estrechamiento del Hueco.	116
Figura 51. Pega Diferencial en un pozo.	117
Figura 52. Consecuencias de Reventón en superficie.....	119
Figura 53. Patada en el pozo, se refleja la entrada de fluidos de la formación al pozo.....	119
Figura 54. Empaquetamiento.....	120
Figura 55. Relación entre la velocidad y el Esfuerzo Efectivo.	130
Figura 56. Relación del Exponente “dc” y el Esfuerzo Efectivo.	131
Figura 57. Mapa de ubicación de los pozos analizados del Campo de Estudio. ...	134
Figura 58. Corte transversal de los pozos analizados en el Campo de Estudio. ...	135
Figura 59. Secciones transversales de los pozos mostrando la estructura y secuencia de los Miembros Inferiores de Carbonera, caracterizados por presentar presiones anormales.....	136
Figura 60. Perfil de Exponente Dxc pozo 1, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.	146
Figura 61. Perfil de Exponente Dxc pozo 2, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.	147

Figura 62. Perfil de Exponente Dxc pozo 5, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.	150
Figura 64. Perfil de Exponente Dxc pozo 3, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.	155
Figura 65. Perfil de Exponente Dxc pozo 6, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.	157
Figura 66. Perfil de Exponente Dxc pozo 7, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.	159
Figura 67. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 1 mediante el desarrollo de la metodología 1.....	162
Figura 68. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 2 mediante el desarrollo de la metodología 1.....	163
Figura 69. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 5 mediante el desarrollo de la metodología 1.....	164
Figura 70. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 4 mediante el desarrollo de la metodología 1.....	165
Figura 71. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 3 mediante el desarrollo de la metodología 1.....	166
Figura 72. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 6 mediante el desarrollo de la metodología 1.....	167
Figura 73. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 7 mediante el desarrollo de la metodología 1.....	168
Figura 74. Relación Exponente D y Esfuerzo Efectivo para establecer el Trend Normal de Compactación de las Formaciones Guayabo, Charte y León.	170
Figura 75. Relación Exponente D y Esfuerzo Efectivo para establecer el Trend Normal de Compactación de la Formación Carbonera.....	170
Figura 76. Relación Exponente “D y Esfuerzo Efectivo para establecer el Trend Normal de Compactación de las Formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco.....	171
Figura 77. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 1 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).....	172
Figura 78. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 2 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).....	173
Figura 79. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 5 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).....	174
Figura 80. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 4 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).....	175
Figura 81. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 3 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).....	176
Figura 82. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 6 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).....	177
Figura 83. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 7 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).....	178
Figura 84. Correlación de la presión de poro de los pozos analizados por medio de la metodología 1.....	180
Figura 85. Correlación de la presión de poro de los pozos analizados por medio de la metodología 2.....	181
Figura 86. Comparación de la Correlación de la presión de poro de los pozos analizados por medio del las metodología 1 y 2 y del registro sísmico.	182

TITULO: "PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA ESTABILIDAD DE POZO".

**AUTORES: RODOLFO URIBE MORENO **
YULLY PAOLA SOLANO TIRADO ****

DIRECTOR: MARCO ALVAREZ BASTOS
CO-DIRECTOR: MARCELO FRYDMAN******

Palabras claves: Presión de poro, Presiones anormales, Esfuerzo Efectivo, Tren de Compactación Normal (TCN), Pérdidas de circulación, Peso de lodo, Exponente "d", Procesos geológicos, Estabilidad de pozo.

RESUMEN

Disminuir la incertidumbre en la predicción de la presión de poro es uno de los mayores retos en las operaciones de perforación, completamiento y por ende para cualquier análisis de estabilidad de pozo. Los problemas y costos de perforación se pueden reducir sustancialmente si se entienden los procesos geológicos que originan las presiones anormales. Por consiguiente determinar, localizar y evaluar la presión de poro es fundamental para prevenir pérdidas de circulación, asentamiento correcto de revestidores y recomendar una ventana segura de peso de lodo.

Los datos de presión de poro deben tener una confiabilidad alta en las labores de perforación. Hoy en día, no existe una técnica adecuada para medir presión de poro en shales de forma directa, solo son realizadas en arenas, mediante la ejecución de pruebas directas de formación, como MDT, RFT, etc. No obstante, el costo generado por tales pruebas es alto, pero recomendable para evitar mayores pérdidas financieras. Debido a esto, se suele depender básicamente de estimaciones indirectas con la presión de poro para planificar y ejecutar la perforación de un pozo.

El objetivo principal de esta investigación, es ajustar el Método del Exponente "d" al escenario geológico del Piedemonte Llanero, debido a que los métodos utilizados en esta zona, están basados en metodologías desarrolladas para otras áreas del mundo. Por tal razón, se estableció una relación entre el Esfuerzo Efectivo y el Exponente "d", con el fin de eliminar la subjetividad en el trazo del Tren de Compactación Normal (TCN) para cada pozo, permitiendo así generar un solo TCN para el área. Además, se identifican los posibles mecanismos geológicos generadores de presiones anormales, haciendo de esta técnica una herramienta útil para un análisis de estabilidad de pozo.

* TRABAJO DE GRADO.

** UIS DIRECTOR

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS; ESCUELA DE GEOLOGÍA.

**** SCHLUMBERGER CO-DIRECTOR

TITLE: "PORE PRESSURE PREDICTION IN PROBLEMS RELATED WITH WELLBORE STABILITY".

AUTHORS: RODOLFO URIBE MORENO
YULLY PAOLA SOLANO TIRADO****

DIRECTOR: MARCO ALVAREZ BASTOS
CO-DIRECTOR: MARCELO FRYDMAN******

Keywords: Pore pressure, Abnormal pressure, Effective Stress, Normal Compaction Trend (NCT), Loss Circulation, Mud weight, MDT, d-Exponent, Geological processes, Wellbore stability.

ABSTRACT

Reducing uncertainty in pore pressure prediction is one of the greater challenges in drilling operations, completions and wellbore stability analyses. Drilling complications and costs can be reduced substantially if the geological processes that originated the abnormal pressures can be understood. Therefore, determining, locating and evaluating pore pressures is fundamental to prevent lost circulation, correctly seating casings and recommendations for proper mud weights.

There has to be confidence in pore pressure data when initiating a drilling project. To date, a method for directly measuring pore pressures in shales does not exist. Currently, pore pressure measurements are made in sands by utilizing MDT, RFT, and other similar tools. The cost generated in such tests can be high, but recommended nevertheless in order to avoid greater financial expenditures in the future. However, due to the increased cost of these tools it is more common to utilize indirect pore pressure estimations for the planning and execution of a drill well.

The principal objective of this investigation is to fit the d-Exponent Method to the geological setting of the Colombian Foothills, due to the fact that methods used in this zone are based on methodologies developed for other areas of the world. As such, a relation between effective stress and d-Exponent can be established, eliminating the subjectivity in the Normal Compaction Trend (NCT) for each well. This relation would thereby allow only a general NCT for the area. Furthermore, this study identifies possible geological mechanisms generating abnormal pressures and thereby making this technique a useful tool for wellbore stability analysis.

• UNDERGRADUATE THESIS.

** DIRECTOR UIS

** FACULTY OF PHYSIC-CHEMISTRY ENGINEERING; SCHOOL OF GEOLOGY.

**** CO-DIRECTOR SCHLUMBERGER

INTRODUCCION

En los últimos años, la geomecánica ha representado uno de los principales desarrollos técnicos en operaciones complejas de perforación de pozos. Los problemas de inestabilidad hacen difícil una óptima perforación y el tiempo perdido conlleva a desmedidos costos de perforación. De esta manera, se hace necesario conocer el sentido físico-geológico que envuelve esta disciplina técnica, ya que su aporte a la industria petrolera se ve reflejado en la disminución de los costos y de los riesgos.

Antes de perforar un pozo, se debe tener un conocimiento geológico del área, presiones presentes y otros fenómenos o problemas de perforación. Una de las necesidades en la perforación de pozos, es el conocimiento y aplicación de ciertos parámetros operacionales que se utilizan en la actualidad para determinar las presiones que intervienen cuando se perfora un pozo, procurando minimizar los costos y riesgos de esta actividad.

Muchos problemas suelen presentarse durante la perforación relacionados con la inestabilidad del pozo tales como: pegas de tubería, hueco estrecho o ensanchamiento del mismo, derrumbes (cavings), washouts, breakouts (ensanchamientos de hueco), mala limpieza del hueco, colapso del revestimiento, etc. A su vez, el pronóstico de la estabilidad de pozo aporta información valiosa al momento de iniciar una perforación, es el sentido de recomendar una densidad mínima y segura del lodo, la trayectoria óptima del pozo, la composición química del lodo y el correcto asentamiento de los revestimientos.

Por otra parte, una de las causas principales de pérdidas financieras y temporales durante la perforación, es atravesar una formación con una presión alta, en ocasiones referida como riesgo geológico. Uno de los mecanismos más comunes de sobrepresión, es la rápida acumulación de sedimentos los cuales generan

diferenciales de presión que pueden dar lugar a influjos y situaciones realmente peligrosas para las operaciones de perforación (ALSOS *et al*, 2002).

El conocimiento del estado de los esfuerzos *in-situ* es de vital importancia al momento de entender el régimen tectónico de un área específica y predecir cual es el comportamiento de la roca frente a los esfuerzos causados o inducidos por perforaciones realizadas en ella. Lo anterior es causado durante las actividades de perforación y producción, perturbando los esfuerzos locales y creando un nuevo campo de esfuerzos en los alrededores del hueco y del pozo.

Los argumentos mencionados anteriormente manifiestan la clara necesidad de analizar los esfuerzos presentes en el subsuelo y manipular la información en tiempo real. De otro lado, debe enfatizarse que no existe una ecuación que pueda ser absolutamente aplicada en todo el mundo, porque todos los métodos están basados en datos empíricos lo que conlleva a aplicar métodos individuales en áreas geográficamente específicas.

Colombia y más específicamente el Piedemonte Llanero, sigue siendo un área importante para la exploración de hidrocarburos y desarrollo de nuevos campos. Sin embargo, el costo de algunos pozos ha sido superior a los 40 millones de dólares (WILSON & ZOBACK, 1999), siendo la fase de perforación la que ha representado el mayor componente de los costos de desarrollo. Las inusuales condiciones geológicas, caracterizadas por grandes esfuerzos horizontales, zonas sobrepresionadas, diversas secuencias litológicas alternantes como shales, arenas, el efecto de los planos de debilidad en las formaciones y zonas falladas, aumentan el riesgo de inestabilidad de pozo en esta área.

El objetivo principal de esta investigación es determinar indirectamente la presión de poro. Hoy en día, no existe una metodología para medir presión de poros en shales de forma directa, solo se puede hacer en arenas con herramientas como RFT, MDT, entre otras. Por esta razón, se suele depender básicamente de las estimaciones indirectas (formaciones arcillosas) para planificar y ejecutar la perforación de un

pozo. Por consiguiente, aplicamos el Método del Exponente “d” desarrollado por Jorden & Shirley (1966), con una clara idea de ver su viabilidad y precisión en las operaciones de perforación y ajustarlo al complejo escenario geológico que presenta el Piedemonte Llanero Colombiano.

La metodología utilizada fue aplicada a siete pozos ubicados en el Campo de estudio. Los pozos fueron seleccionados con base a la información necesaria para efectos de la aplicación del Método y se estableció que esta selección de pozos presentará las mismas características geológicas y estructurales entre sí; del mismo modo se planeó que los pozos tuvieran una estrecha relación con futuros prospectos a desarrollar en esta área.

El desarrollo del presente trabajo, establece el orden mas adecuado para poder entender el marco global de todos los parámetros y fenómenos que involucra el estudio de la presión de poro. En el primer capítulo se analizan las generalidades de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozo, seguido se reconocen los aspectos geológicos tanto estructurales como estratigráficos que se encuentran en el área de estudio. Un tema que se debe tratar de manera primordial antes de abordar los métodos predictivos, son los mecanismos generadores de la presión de poro, por lo tanto se hace referencia a las causas más prevalecientes en la mayoría de las cuencas sedimentarias del mundo. Como cuarto capítulo se presenta un análisis detallado de los principales métodos predictivos establecidos en la literatura, seguido a este, se presenta un enfoque específico del Método del Exponente “D” y todos los parámetros que influyen en su desarrollo. Por último, se evalúa la presión de poro para un caso Colombiano, aplicando la metodología desarrollada por el presente trabajo.

1. GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZO

1.1. GEOMECANICA

El desarrollo de la ciencia y la práctica de la geomecánica han ido evolucionando de acuerdo a las necesidades de la industria, de esta manera el campo de aplicación de la geomecánica ha mostrado un valioso incremento durante las últimas décadas y ha creado una positiva sinergia técnica entre varias disciplinas relacionadas con el entorno geológico.

La geomecánica tiene su origen en la ingeniería civil, principalmente en obras de gran envergadura como: presas, túneles, vías, etc. Posteriormente se usó para fines mineros en la construcción de túneles y estabilidad de taludes en minería a cielo abierto. En la década de los 50's a los 60's se comenzó a implementar la geomecánica en las actividades petroleras, siendo usada para dar explicación acerca del fracturamiento hidráulico, estabilidad de pozos y subsidencia/compactación; pero solo llega a tomar un papel protagónico hasta la década de los 70's – 80's (OSORIO, 2003).

En términos generales, la geomecánica trata de explicar de forma física los esfuerzos presentes en el subsuelo que interactúan antes y después de perforar un pozo. Para ello se fundamenta en los conceptos de las teorías de: La Mecánica de Suelos y la Mecánica de Rocas, igualmente de áreas como: Mecánica de Fluidos, Termodinámica, Geología Física, entre otras.

La geomecánica petrolera presenta aplicaciones en las siguientes áreas:

✚ Análisis de esfuerzos en el subsuelo.

- ✚ Predicción de la presión de poro.
- ✚ Predicción y control de la producción de arena.
- ✚ Predicción y control de la compactación y subsidencia del yacimiento.
- ✚ Pronóstico y control de la estabilidad del pozo.
- ✚ Optimización de la localización y de la trayectoria del pozo.
- ✚ Fracturamiento hidráulico.
- ✚ Diseño de estimulaciones.
- ✚ Diagnóstico de problemas de perforación.
- ✚ Caracterización de yacimientos fracturados.

Como complemento a lo anteriormente mencionado, se muestra un claro análisis unificado en perfiles de las propiedades mecánicas de las rocas (Figura. 1)

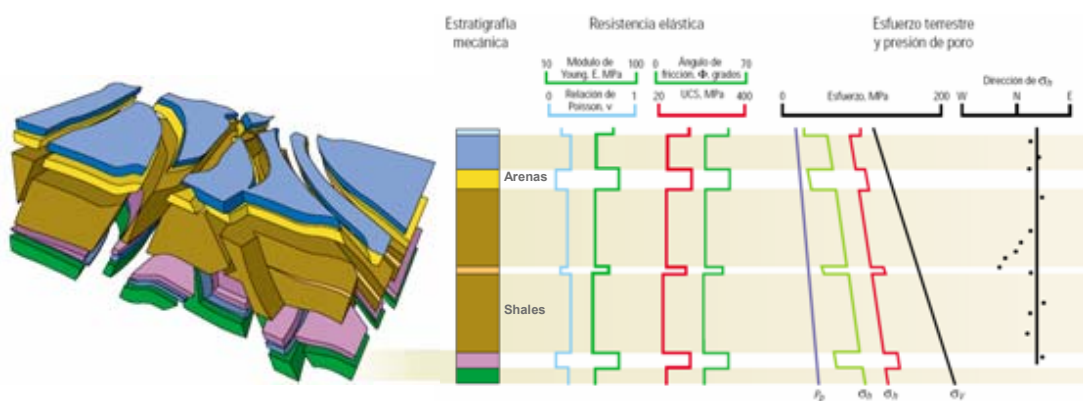


Figura 1. Concepto del modelo geomecánico. Tomado de Oilfield Review (2003)

1.2 LA GEOMECANICA EN LA ESTABILIDAD DE POZOS

La construcción de un modelo geomecánico suministra una valiosa información para caracterizar un reservorio y formular un plan de desarrollo que optimice las operaciones de perforación y producción. Esto incluye la predicción de la estabilidad de pozo en huecos desviados y/o extendidos, el uso mínimo de excesivos pesos de lodo para prevenir daños en la formación y entender el papel de las fracturas naturales.

La industria del petróleo y gas gastan más de 1 billón de dólares al año en tiempo no productivo (TNP) y costos en pérdidas de pozos (SMIRNOV *et al.* 2003). El costo real es tomado por la ocurrencia de eventos como patadas (kicks), pérdidas de circulación, circulación excesiva, pegas de tubería y otros eventos relacionados con la estabilidad. Algunos eventos ocurren debido a la falta de planeación, los cuales se hacen inevitables; otros ocurren por la falta de ejecución que hace que los eventos sean imposibles de prevenir dificultando su control.

Una de las mayores preocupaciones del perforador es la presión de poro. No obstante, las formaciones que tienen presión normal no las excluye de ser vulnerables a los diversos problemas que se presentan durante la perforación. En muchos casos existen problemas para mantener el pozo estable, ya que el peso de lodo debe encontrarse por encima del límite inferior para evitar que ocurran daños producidos por colapso debido a la baja resistencia de la roca y debe estar por debajo de límite de fractura, de tal forma que se utilice el máximo peso de lodo que evite una falla por tensión (fracturamiento) y conlleve a pérdidas de circulación (Figura 2).

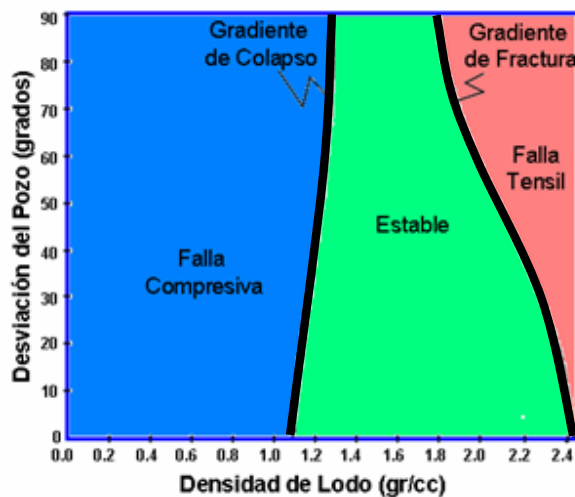


Figura 2. Ventana segura de lodo. Tomado de McLEAN M, &ADDIS M. (1990).

Esto minimiza una aceptable ventana segura de peso de lodo y un desconocimiento podría causar sobreesfuerzos, problemas de limpieza del hueco,

empaquetamientos, pérdida de los equipos en el pozo y pérdidas de circulación, conllevando a elevados costos en la realización de sidetracks o incluso a la pérdida del pozo. De esta manera, un buen modelo geomecánico de estabilidad de pozo que sirva para evitar y manejar un pozo inestable, no solo debe contemplar la planificación de un pozo antes de perforarlo, sino monitorearlo en tiempo real, actualizando y calibrando el modelo real (SMIRNOV *et al.*, 2003).

La inestabilidad de pozos puede ocurrir por efectos mecánicos, hidráulicos, termales y químicos, o en la mayoría de los casos, por una combinación de ellos (FRYDMAN, 2005). En el primer caso la inestabilidad es causada por reacción de la formación con el fluido de perforación y es controlada con el tipo de lodo y sus propiedades. Entre tanto, la parte mecánica es función de los esfuerzos *in-situ*, la presión de poro, la resistencia de la roca, y su control se debe a la presión del anular o el peso de lodo.

1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DEL POZO

La inestabilidad de pozo a menudo resulta de la combinación de factores naturales controlables e incontrolables (Figura 3). Un gran número de propiedades mecánicas de las rocas y fluidos pueden ser factores que determinen si un pozo será estable. Las condiciones límite, la presión de poro, los esfuerzos *in-situ* y la temperatura, así como el tiempo, son comúnmente los factores que tienen un gran efecto en la estabilidad de pozo. El tipo de fluido del pozo, sus características y el régimen de presión son en gran medida aspectos controlables para un pozo dado. La química del lodo, densidad de circulación equivalente (ECD), reología del fluido, rata de circulación y la introducción de una fase gaseosa son factores claves dentro de este grupo. Otros factores mecánicos controlables también pueden intervenir en algunos pozos, estos incluyen, la trayectoria del pozo, diámetro del hueco, profundidad del revestimiento y la vibración de la tubería.

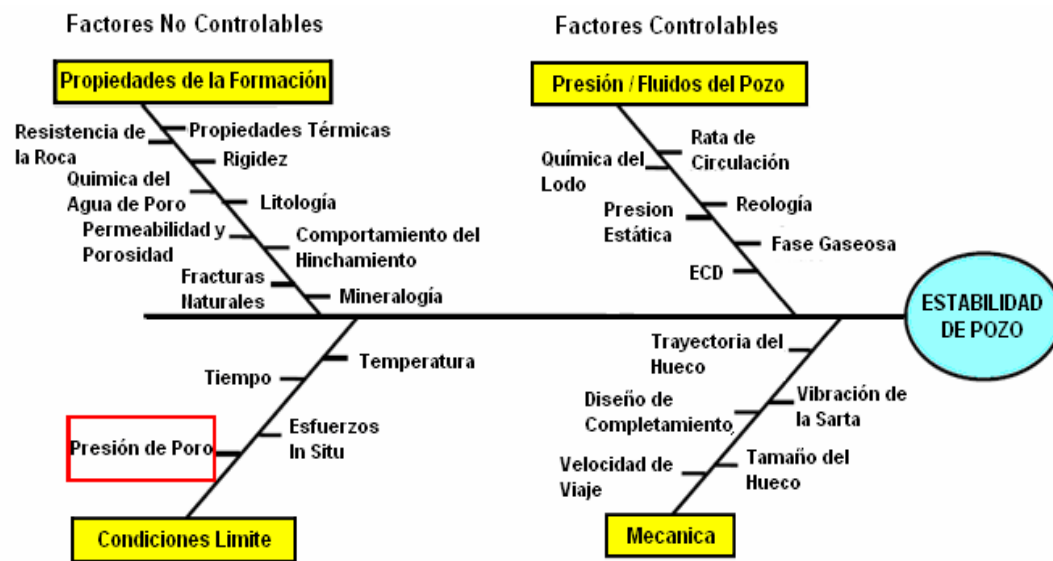


Figura 3. Resumen de los factores que afectan la estabilidad del pozo. Modificado de McLELLAN *et al.*, (1999)

Los problemas de inestabilidad de pozo más frecuentemente presentados durante la perforación y algunas de sus consecuencias son:

- ✚ Ensanchamiento del pozo.
- ✚ Reducción del tamaño del pozo (generalmente en shales).
- ✚ Pérdida de circulación.
- ✚ Exceso de torques y altas presiones de bombeo en la perforación.
- ✚ Daño del pozo inducidos por los esfuerzos.
- ✚ Fallas de pozo inducidas por la perforación.
- ✚ Pega de tubería.
- ✚ Dificultades en la toma de registros.
- ✚ Sidetracking o desvío del pozo.
- ✚ Problemas de washouts o zonas de lavado.
- ✚ Pobre cementación con sus respectivos problemas.
- ✚ Vibraciones de la tubería de perforación.
- ✚ Problemas en la geometría del hueco.
- ✚ Pobre limpieza del hueco.

- 🚧 Colapso del revestimiento.
- 🚧 Piezas caídas en el hueco, que obstaculizan la tubería.

Dentro del programa para prevenir y mitigar los problemas de inestabilidad de pozo se pueden señalar:

- 🚧 Selección del modelo geomecánico para el análisis de estabilidad.
- 🚧 Estimación de los parámetros de entrada para el modelo seleccionado (esfuerzos in-situ, presión de poro, parámetros de resistencia, interacciones químicas).
- 🚧 Aplicación de herramientas modernas para el análisis de estabilidad.
- 🚧 Implementación del monitoreo en tiempo real de los parámetros de perforación controlables durante la perforación.

1.3.1 Prevención de Problemas Durante la Perforación

Para prevenir los problemas mecánicos durante la perforación, existen algunas iniciativas que se orientan a hacer más eficientes las operaciones de perforación, mientras que otras se concentran en la reducción del Tiempo No Productivo (TNP). Como consecuencia de varios problemas de perforación diferentes, el TNP relacionado con la geomecánica en el mundo constituye cerca del 57% y puede ser mayor en campos de gran complejidad estructural (FRYDMAN, 2005) (Figura 4). El monitoreo del volumen de lodo da una indicación acerca de los problemas. La pérdida de lodo sugiere posibles fracturas inducidas y el aumento de su volumen indica un posible amago de reventón.

Mientras más tarde se pueda detectar un problema potencial en el pozo, peores pueden ser sus consecuencias. En casos extremos, puede ser necesario abandonar rápidamente un equipo de perforación. Las acciones correctivas pueden crear mayores daños. Cuando se perfora a grandes profundidades y con pequeños diámetros de pozo, la única manera de controlar un influjo es hacer un bombeo forzado simultáneo de lodo por dentro de la sarta de perforación y por el espacio anular, para hacer que el fluido regrese a la formación. Si bien esto puede controlar

la entrada de gas, también puede fracturar la formación en alguna otra sección de pozo abierto.

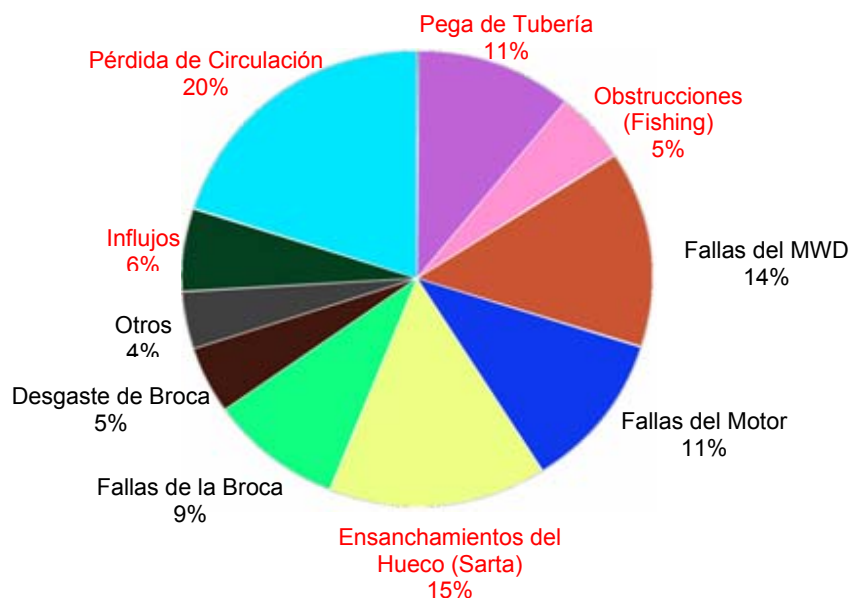


Figura 4. Mayores incidentes operacionales generadores de TNP durante la perforación. Tomado de SEDCO FOREX STATISTIC, (2005)

Normalmente, la densidad del lodo debe ser al menos varias décimas partes de una lb/gal (varias centésimas de g/cm^3) mayor que la presión máxima de poro y al menos varias décimas partes de una lb/gal menor que el gradiente de fractura mínimo en la sección de pozo abierto. Cuando la ventana de presión de poro-gradiente de fractura se reduce a 1 lb/gal (0.1 g/cm^3) en pozos profundos, esto se convierte en un desafío para la perforación. Una respuesta posible consiste en disminuir la tasa de bombeo, pero puesto que esto afecta la velocidad de eliminación de los recortes de perforación, debe reducirse la ROP, obligando a un equilibrio entre la pérdida de economía por la lenta perforación y el riesgo de dañar o perder el pozo por generar un amago de reventón o una fractura de la formación (ALDRED *et al.* 1999).

Hoy en día se está implementando el uso de aditivos en zonas fracturadas, con el objetivo de extender el límite de fractura y obtener una ventana segura de lodo más ancha. Este modelo recibe el nombre de "Stress Cage". El funcionamiento del

método se basa en incluir al lodo de perforación una serie de aditivos de tamaño heterogéneo que ingrese a la fractura, con el fin de que la resistencia a la fractura se incremente y ésta no se propague dentro de la formación. Con el desarrollo de este modelo físico es ahora posible analizar los efectos de las diferentes prácticas de perforación además de la factibilidad y estabilidad de estos esfuerzos inducidos (Figura 5).

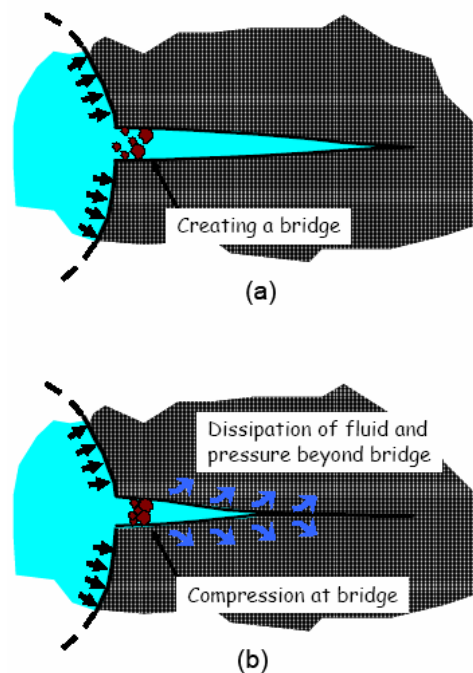


Figura 5. Proceso del modelo de Stress Cage. Tomado de ALBERTY & McLEAN, (2004)

Otra forma de prever los problemas significativos durante la perforación es utilizando sistemas cerrados, es decir, que en los momentos cuando se detiene el bombeo ya sea para realizar conexiones o monitorear los flujos, las presiones en el pozo no sean alteradas, permitiendo así controlar los diversos problemas generados por esta acción, manifestándose en la apertura y cierre de fracturas debido a las fluctuaciones de la presión anular por la circulación y no-circulación del lodo. Este fenómeno se conoce como ballooning o breathing. (WARD & CLARK, 1998)

2. GEOLOGÍA REGIONAL

En el análisis de la estabilidad de pozos, la geología de la zona juega un papel importante a la hora de establecer las causas que generan los problemas presentados durante la perforación y de esta manera poder establecer las medidas de prevención para controlar esos inconvenientes.

Actualmente alrededor del mundo la ejecución de proyectos de exploración y desarrollo se están incrementando en zonas difíciles tales como regiones tectónicamente activas, aguas profundas, márgenes continentales y zonas profundas que manifiestan altas presiones y altas temperaturas, entre otros que ofrecen nuevos retos para la industria. Estas zonas (cuencas sedimentarias tectónicamente activas, bajo el punto de vista del análisis de estabilidad) por lo general involucran altos costos de ingeniería para llevar a cabo la producción del campo. En una cuenca activa debido a la interacción que existe entre las placas continentales, los esfuerzos horizontales pueden ser mayores que el esfuerzo vertical de sobrecarga (MARTINEZ, 2003; LINARES y SOTO, 2002)

Con base a información publicada en varios estudios geológicos de la zona e informes de ECOPETROL, se recopiló la información necesaria para entender los diversos procesos que se presentaron en la Cuenca Llanos. Esta zona se caracteriza por presentar un escenario estructural complejo, siendo una de las cuencas activas donde el esfuerzo horizontal máximo es mayor que el esfuerzo vertical, además de presentar un fallamiento activo y una configuración estratigráfica compleja.

Con base a lo anteriormente mencionado, en este capítulo se presenta una descripción detallada de las formaciones y estructuras geológicas presentadas en el área de estudio.

2.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra ubicada en la Cuenca de los Llanos Orientales (Figura 6); es una cuenca asimétrica, localizada al Este de los Andes y hace parte de las Cuencas Subandinas de Antepais (ECOPETROL, 1995). Los Llanos Orientales Colombianos hacen parte del Bloque Autóctono (TOUSSAINT, 1999), en el cual se encuentra un amplio registro de la historia evolutiva del planeta. Esta Cuenca cubre un área aproximada de 190.000 km² y geográficamente se divide en tres áreas principales; una zona norte, Arauca, una parte central, Casanare y un sector sur, Meta (ROJAS, 2002). Esta Cuenca está limitada al Oeste por el Piedemonte de la Cordillera Oriental, al Este por el Escudo Precámbrico de Guyana y al Sur por la Serranía de La Macarena y el Arco de Basamento.

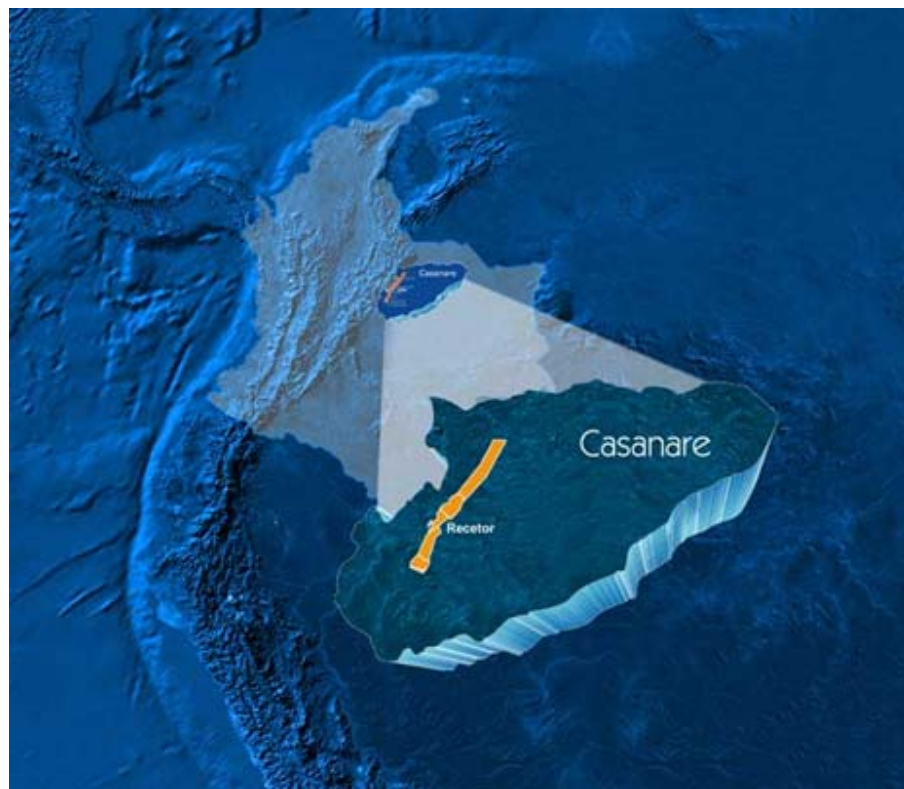


Figura 6. Localización del campo de estudio. Tomado de BP. Well Review. (2003)

Las rocas sedimentarias datan desde el Periodo Cambro-Ordovícico, hasta rocas del Plioceno-Pleistoceno pertenecientes a la Formación Guayabo, con la presencia de varios hiatos, el más grande de los cuales pertenece al Triásico-Jurásico seguido por uno relacionado con la Discordancia del Eoceno.

La Cuenca se orienta en dirección SW-NE y se extiende unos 100 kilómetros al Norte y Sur del pueblo de Yopal (Casanare) hasta Venezuela; se encuentra separada de la Cuenca de Barinas por el Arco de Santa Bárbara y hacia el Sur está separada de la Cuenca del Putumayo por el Arco de La Macarena (Guaviare). La Cuenca se encuentra limitada al W por el Sistema de Fallas de Guaicáramo y al Este por el Sistema de Fallas de Yopal-Borde Llanero (SOTO *et al.*, 2001).

2.2 GENERALIDADES DE LA ZONA DE ESTUDIO

Las 18 cuencas sedimentarias en Colombia cubren un área total de 1.04 millones Km², el 80% se encuentran en el continente, mientras que el restante 20% es del offshore en el Caribe y Pacífico colombiano. Las cuencas productoras están localizadas en varias áreas de Colombia separadas ampliamente con gran diversidad en sus escenarios tanto geológicos como geográficos. Solo el 30% del total del área sedimentaria es considerado para tener una información geológica razonable, mientras que el 70% es poco conocido o inexplorado (MARKLEY *et al.*, 2002).

El área es tectónicamente muy activa con continua actividad sísmica de varios niveles. Los Andes Montañosos son el resultado de las placas tectónicas y la productividad de los campos no sólo en el Piedemonte de los Andes donde los grandes campos cercanos están localizados, sino también en el foreland y en el Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena. La dirección del esfuerzo horizontal máximo es mostrada en la Figura 7 y varía de NW-SE cerca de E-W.

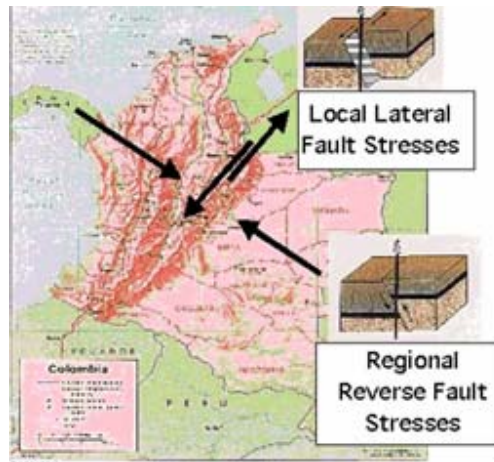


Figura 7. Mapa de Colombia indicando las direcciones de esfuerzos mayores y los tipos de fallas encontradas. Tomado de MARKLEY *et al.*, (2002).

En general, el Piedemonte Llanero es considerado como un escenario de condiciones geológicas complejas entre las cuales se pueden mencionar: la presencia de altos esfuerzos horizontales, secuencias alternadas de areniscas y shales, estratos muy inclinados, zonas con valores de presión de poro mayor a la presión hidrostática, zonas fracturadas, además de un tectonismo activo y estructura de cabalgamiento que causa una severa inestabilidad en el diseño de trayectorias óptimas de perforación.

Las principales formaciones acumuladoras de hidrocarburos del área del Piedemonte se encuentran en las arenas de la Formación Mirador y Barco y el Grupo Guadalupe. El entendimiento de la geometría estructural permite establecer que la evolución de estos campos ha sido a través de diferentes etapas de deformación.

En particular, el Campo de estudio, se caracteriza además de lo anterior, por presentar difíciles condiciones de perforación en los pozos, lo que ha conllevado a tener múltiples horas de Tiempo No Productivo (TNP) y como consecuencia de ello, al desatado aumento en los costos de perforación. De modo que, para poder asegurar la rentabilidad de un proyecto, es necesario garantizar una cantidad muy importante en las reservas.

2.3 EVOLUCIÓN ESTRUCTURAL DE LA CUENCA LLANOS

La estructura Llanos regionalmente se encuentra dominada por un extenso monoclinal que buza suavemente hacia el oeste. El Piedemonte Llanero se caracteriza por una zona muy compleja de fallas inversas de gran desplazamiento estratigráfico, caracterizada por estructuras complejas falladas con predominio de sinclinales amplios y anticlinales apretados (LINARES y SOTO, 2002).

Las estructuras acumuladoras de hidrocarburo están ligadas a la fase del levantamiento orogénico (Mioceno-Plioceno), en el cual se da el proceso orogénico que dio como resultado el levantamiento de La Cordillera Oriental. Los movimientos orogénicos se ven reflejados en la estructura actual por grandes fallas de cabalgamiento y pliegues apretados en el flanco occidental de la cuenca o zona de Piedemonte y por fallas normales de poco desplazamiento y plegamientos suaves al oriente en el foreland (LINARES y SOTO, 2002).

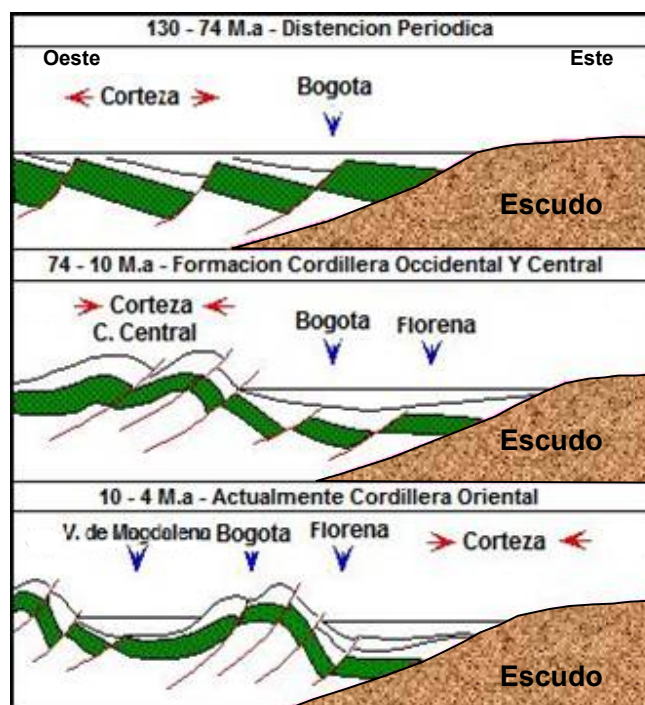


Figura 8. Eventos Tectónicos de la Cuenca Llanos. Tomado de LINARES y SOTO, (2002)

La evolución estructural que se presenta a continuación es una modificación de ROJAS, (2002) y LINARES, (2002), de los trabajos de COOPER *et al.*, (1995) y CHIGNE *et al.*, (1995). (Figura 8).

Durante el Cambriano - Ordovícico culminó la Orogenia Caledoniana. En el Devónico - Carbonífero - Pérmico, finalizó con la Orogenia Hercínica.

En el Jurásico - Cretáceo Temprano, la zona donde actualmente se encuentra el Piedemonte de La Cordillera Oriental, correspondía a un área de “rifting”, cuyo límite oriental estaba dado por la paleofalla de Guaicáramo. Este “rifting”, permitió la depositación de espesas secuencias marinas de aguas someras rellenando geometrías de grábens y semigrábens.

En el Cretáceo Tardío se dio un proceso de subsidencia térmica regional, lo que permitió la invasión de mares epicontinentales hacia la actual Cuenca Llanos, y el depósito de unidades marinas y transicionales.

A finales del Cretáceo-Terciario Temprano, ocurrió el primer evento de levantamiento en la cuenca, registrado por la discordancia que separa las rocas del Cretáceo Superior del Paleoceno. En el Piedemonte no hay registro del Maestrichtiano, encontrándose las formaciones del Paleoceno sobre el Campaniano. Sólo en la Cordillera Oriental y al norte de la cuenca, en el campo Arauca se ha documentado registro del Maestrichtiano.

La secuencia del Paleoceno, de origen continental, registra el desarrollo de una cuenca Pre-Andina de “foreland”, producto del levantamiento de La Cordillera Central.

Durante el Eoceno Temprano-Medio, se desarrolló un evento de deformación compresivo en el flanco occidental de La Cordillera Oriental, este evento produjo el levantamiento de la Cuenca de los Llanos Orientales dando origen a la discordancia que separa el Paleoceno del Eoceno Superior.

Entre tanto, en el Eoceno Tardío-Oligoceno se produjo un periodo de subsidencia en la cuenca, como respuesta a la flexión de la litosfera debido al levantamiento de las Cordilleras Central y Occidental.

Finalmente, durante el Oligoceno Tardío-Mioceno Medio continúa la subsidencia flexural; sin embargo al mismo tiempo hay acortamiento, lo que origina formación de estructuras en las Cuencas del Valle del Magdalena y de los Llanos. Dando origen a las discordancias dentro de las Formaciones Carbonera y León. Es un proceso que va migrando hacia el norte, siendo la deformación más antigua hacia la parte sur del Piedemonte (Oligoceno Temprano y más joven hacia el norte (Mioceno Medio). La deformación es simultánea con la subsidencia flexural de la cuenca, lo cual origina que la erosión se concentre hacia la parte alta de las estructuras que se están formando, mientras hacia los flancos ocurre depositación.

2.4 ESTRATIGRAFÍA

En el área de estudio encontramos rocas de edades del Cretáceo y Terciario, que presentan varias discordancias regionales, para facilidad del lector se realizó un breve resumen de las características litológicas y ambientales de cada Formación, el cual se puede observar en el *anexo 1*.

La estratigrafía de interés para este proyecto va desde las rocas más antiguas perforadas en los pozos analizados, las cuales pertenecen al Cretáceo (Formación Guadalupe), siguiendo la secuencia Terciaria con la Formación Barco - Los Cuervos (Paleoceno), Formación Mirador (Eoceno), el Grupo Carbonera (Oligoceno - Mioceno), Formación León - Charate (Mioceno), Formación Guayabo (Pleistoceno) y los depósitos mas recientes (Figura 9).

En esta zona se han incluido varias nomenclaturas estratigráficas (Tabla 1), introducidas por diferentes autores y empresas tales, como ECOPETROL (Meta), Área del Casanare (ELF-AQUITANE), Área de Arauca (INTERCOL), Arauca (OCCIDENTAL) y la del Piedemonte Llanero dada por INGEOMINAS, para el presente proyecto se trabajo con la nomenclatura dada por ECOPETROL (Meta).

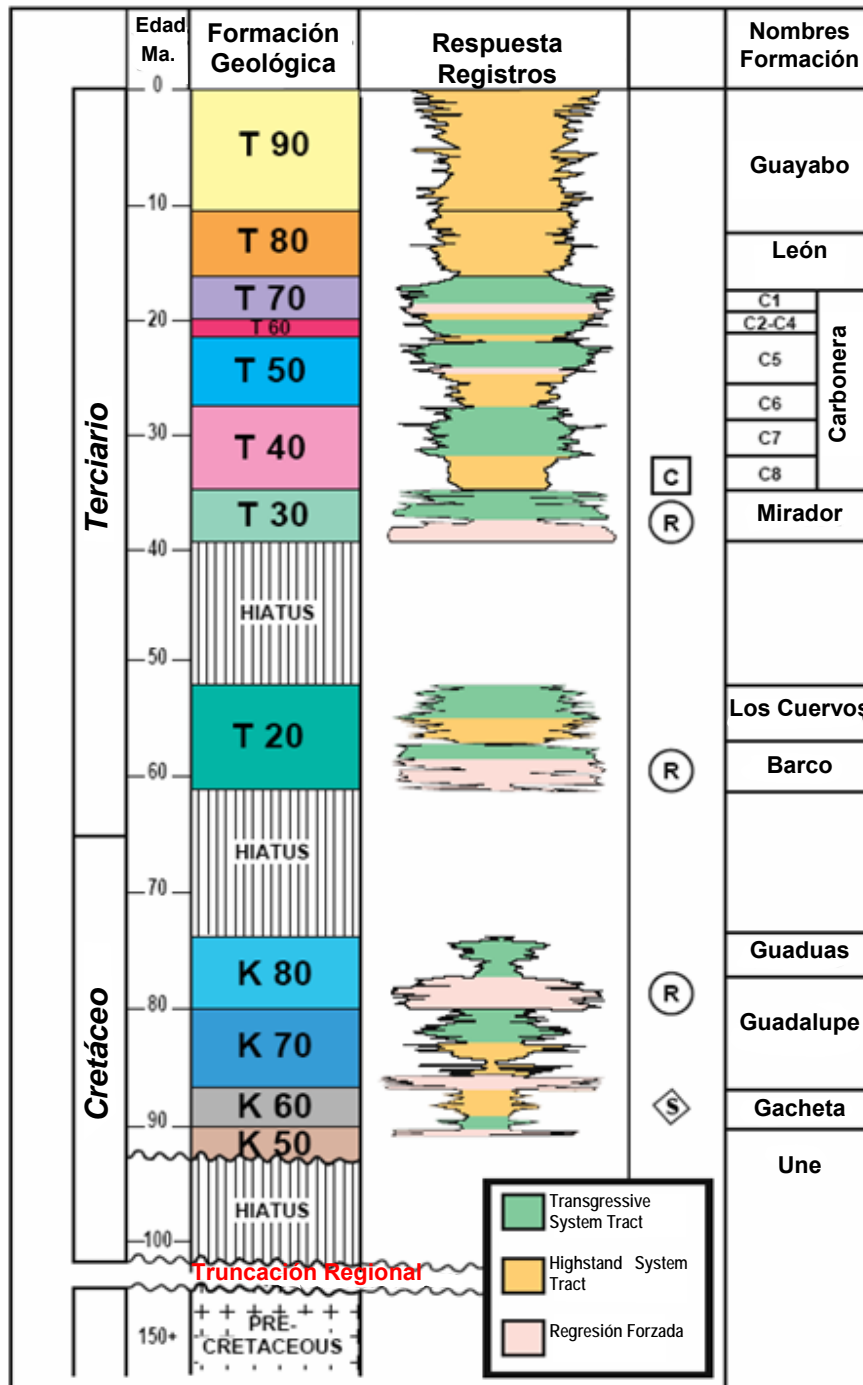


Figura 9. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero Colombiano. Cuenca Llanos. Modificada de COOPER *et. al.*, (1995)

2.4.1 Formación Guadalupe

Edad y Posición Estratigráfica

La Formación Guadalupe se extiende desde la parte superior del Coniaciano o el Santoniano (Faunas de la Capilla de Lourdes) hasta el Maestrichtiano (JULIVERT, 1968), esta Formación es equivalente a la Formación Colón-Mito Juan en Venezuela (FAJARDO *et al.*, 2000).

Descripción Litológica

La Formación Guadalupe se divide en tres miembros; inferior, medio y superior. El Guadalupe Inferior se encuentra constituido por areniscas de grano fino e intercalaciones de limolitas y lodolitas depositadas en un ambiente de plataforma y shoreface. El Guadalupe Medio esta compuesto esencialmente de lodolitas con intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino, también de un ambiente de plataforma marina. El Guadalupe Superior lo conforman areniscas de grano medio a muy grueso correspondientes a la parte más superior del shoreface, (TOUSSAINT, 1999). Este grupo se encuentra en contacto inconforme con la suprayacente Formación Barco, el contacto inferior con la Formación Chipaque es transicional. El espesor de la Formación Guadalupe varía entre 150 y 300 m (500 a 1000 pies). (ROJAS, 2002).

Ambiente Depositacional

Se interpreta un ambiente transicional a marino somero (Figura 10). En el intervalo inferior predominan los depósitos de canales estuarinos y rellenos de estuarios, mientras que el intervalo superior presenta depósitos de areniscas de shoreface y de lodolitas de plataforma somera (AMARIZ, 2004). (NARANJO *et al.*, 2004), interpreta un ambiente de depositación para el sector suroccidental como deltaico a marino; otros lo ubican en un ambiente de estuario (FAJARDO *et al.*, 2000).

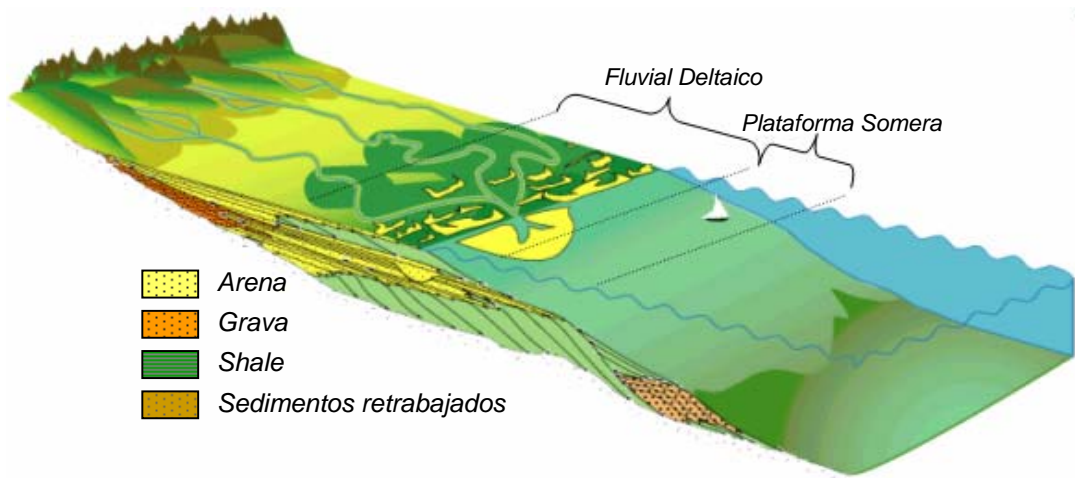


Figura 10. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la Formación Guadalupe. Modificado de AMARIZ *et al.*, (2004).

2.4.2 Formación Barco

Edad y Posición Estratigráfica

El nombre procede de la sección tipo situada en el flanco oriental del anticlinal de Petrolea, en la Sierra Barco del Este (DE PORTA, 1974). Se le ha asignado una edad del Paleoceno Inferior (COOPER *et al.*, 1994).

Descripción Litológica

Esta formación está compuesta principalmente de areniscas cuarzosas de color blanco de grano fino a medio grueso con cemento silíceo, se presentan pequeñas intercalaciones de lutitas y arcillolitas. Su espesor se encuentra entre los 170 - 200 metros. En su mayoría son arcillosas, de grano muy fino a medio, bien calibradas, con estratificación cruzada, localmente contienen abundantes láminas micáceo-carbonáceas y de lutitas. En la parte media e inferior las areniscas son relativamente limpias, de grano fino a medio (DE PORTA, 1974).

La Formación Barco está en contacto inconforme con la infrayacente Formación Guadalupe la cual esta asociada a perturbaciones tectónicas regionales (Orogenia pre-Andina) (ECOPETROL *et al.*, 1995). El contacto superior con la Formación Los Cuervos es aparentemente transicional.

Ambiente Depositacional

Se interpreta un ambiente continental y de planicie costera. Se identifican depósitos de canales, depósitos de areniscas progradantes en llanuras costeras o estuarios y depósitos de lodolitas de llanura costera o bahías (Figura 11).

Con base en criterios sedimentológicos y estratigráficos, FAJARDO (1996b y 1996c), interpreta el intervalo arenoso como depositado durante un incremento en la relación A/S, equivalente a un *transgressive system tract* en la terminología de Van Wagoner y otros (1988), correspondiente a un relleno de valles de incisión (FAJARDO *et al.*, 2000).

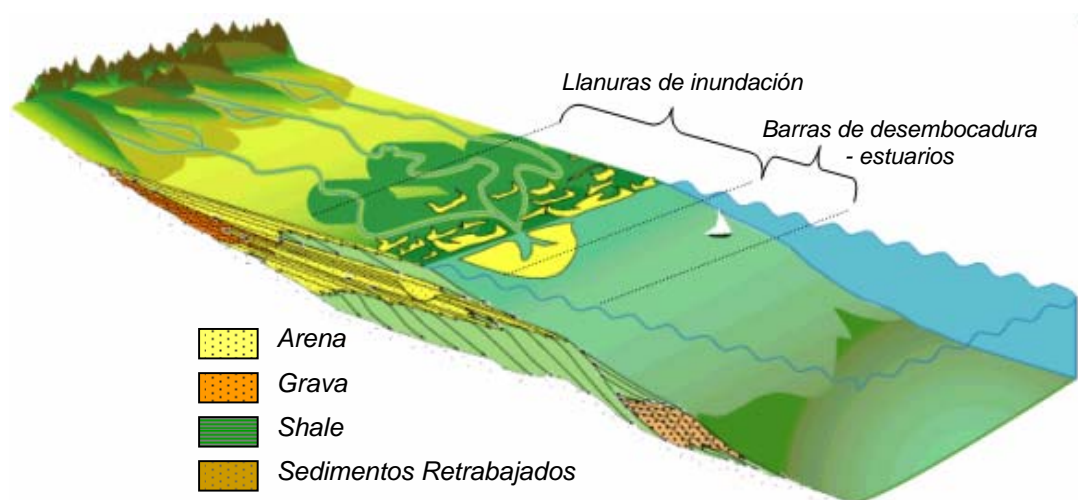


Figura 11. Bloque diagrama representando los ambientes de deposición de la Formación Barco. Modificado de AMARIZ *et al.*, (2004).

Otros autores interpretan esta formación como un ambiente depositacional en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes en el cual se diferencian depósitos de canales, rellenos de canales abandonados, lodolitas de pantanos y algunos paleosuelos (FAJARDO *et. al.*, 2000).

2.4.3 Formación Los Cuervos

Edad y Posición Estratigráfica

El nombre de Formación Los Cuervos procede de la quebrada del mismo nombre afluente del Río Catatumbo, donde tiene su sección tipo (DE PORTA, 1974). Se le ha asignado una edad entre Paleoceno Superior y Eoceno (COOPER, *et al.*, 1994). Esta formación no se presenta en toda la Cuenca Llanos, restringiéndose a la parte más occidental (Piedemonte).

Descripción Litológica

Constituida principalmente por areniscas cuarzosas de color gris separadas por un conjunto de lutitas y arcillolitas grises moteadas rojizas; localmente con mantos de carbón e intercalaciones de areniscas en menor proporción (SOTO *et al.*, 2001).

Los distintos tipos de litología de grano fino se distinguen por el color, el contenido orgánico y la presencia de carbón. A menudo estas unidades muestran altos niveles de bioturbación. En algunas superficies de la estratigrafía se ven residuos de plantas (ROJAS, 2002). En los sectores donde las lodolitas de la Formación Los Cuervos tienen considerable espesor estos actúan como sellos verticales para las acumulaciones que se presenten en las areniscas de la Formación Barco (Fajardo, *et. al.*, 2002).

Ambiente Depositacional

Se interpreta como un ambiente primordialmente plano costero. Las areniscas pueden ser interpretadas como depositadas en barras de arena de canales fluviales

en un ambiente continental (AMARIZ, 2004). La presencia de espesos niveles de carbón sugiere la presencia de pantanos localizados principalmente en ambiente continental (Figura 12).

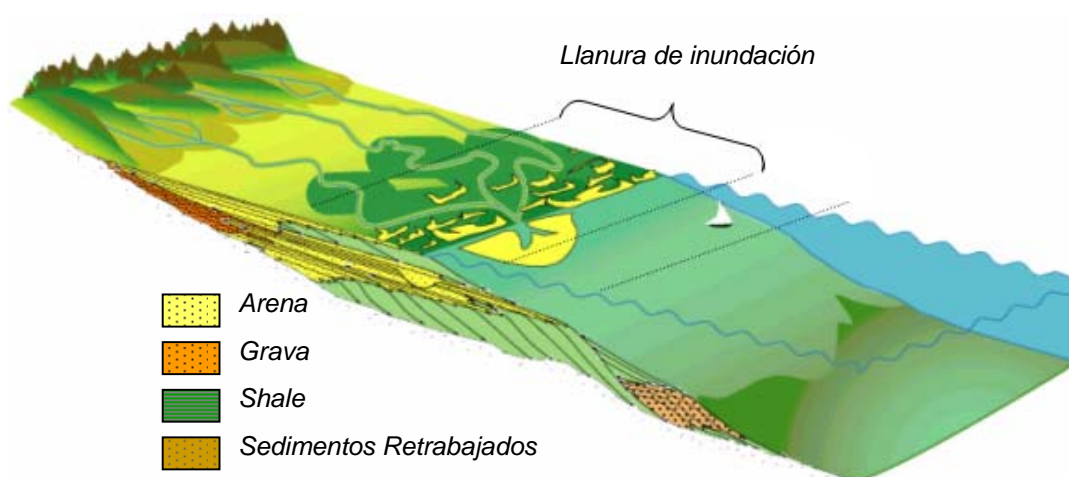


Figura 12. Bloque diagrama representando los ambientes de deposición de la Formación Los Cuervos. Modificado de AMARIZ *et al.*, (2004).

2.4.4 Formación Mirador

Edad y Posición Estratigráfica

El nombre de esta unidad procede del Cerro Mirador en la parte alta del Río Lora, al S del Distrito de Perijá, Estado de Zulia, en Venezuela. La Formación Mirador se encuentra entre las Formaciones Los Cuervos y Carbonera (DE PORTA, 1974). La edad asignada a esta formación es Eoceno Superior (ZAMORA, 2003).

Descripción Litológica

La Formación Mirador esta constituida por tres miembros; inferior y superior que constan de areniscas y el intermedio es lutítico. Se diferencia de las Formaciones

Barco y Guadalupe por la presencia de lentes de conglomerados (tamaño de grano) y arcillas grises con horizontes rojizos (paleosuelos).

Las areniscas de Mirador son de color claro, de grano grueso a muy grueso, muy limpia y con presencia de caolinita en la matriz. Ocasionalmente presenta capas interestratificadas de conglomerados clastosoportados (tamaño del guijarro). El espesor de los conglomerados va de unos pocos centímetros a decenas de centímetros. Estas capas tienen una morfología lenticular y aparecen en formas de estratificación de diversos tipos y escala (ROJAS, 2002). Los contactos con las unidades de arcilla son típicamente irregulares o erosivos.

Las areniscas conforman secuencias grano decrecientes. En el miembro inferior predominan las arcillolitas de color gris claro, parcialmente moteadas en capas lenticulares discontinuas. El miembro intermedio presenta arcillolitas grises oscuras y lutitas aparentemente ricas en materia orgánica. Ocasionalmente aparecen capas de arenisca de grano fino a muy fino. El contacto entre los miembros basal e intermedio ha sido considerado discordante (COOPER *et al.*, 1994). En algunas localidades el contacto es concordante.

La Formación Mirador está limitada a la base por una superficie de inconformidad cuyo origen se debe a eventos tectónicos regionales y que ha sido reconocida por muchos autores no solo de toda la Cuenca de los Llanos Orientales, sino también en gran parte de Colombia (FAJARDO *et al.*, 2002).

Ambiente Depositacional

Para esta unidad el ambiente de depositación se interpreta como canales fluviales de corrientes entrelazadas (Figura 13). En la parte inferior se interpretan depósitos de canales fluviales, *crevasse splay* y de llanura de inundación de un ambiente continental y su límite basal coincide con una de las principales discordancias. En la parte superior se identifican depósitos de canales, de *bay-head* deltas y relleno de estuarios o bahías (Fajardo *et al.*, 2002).

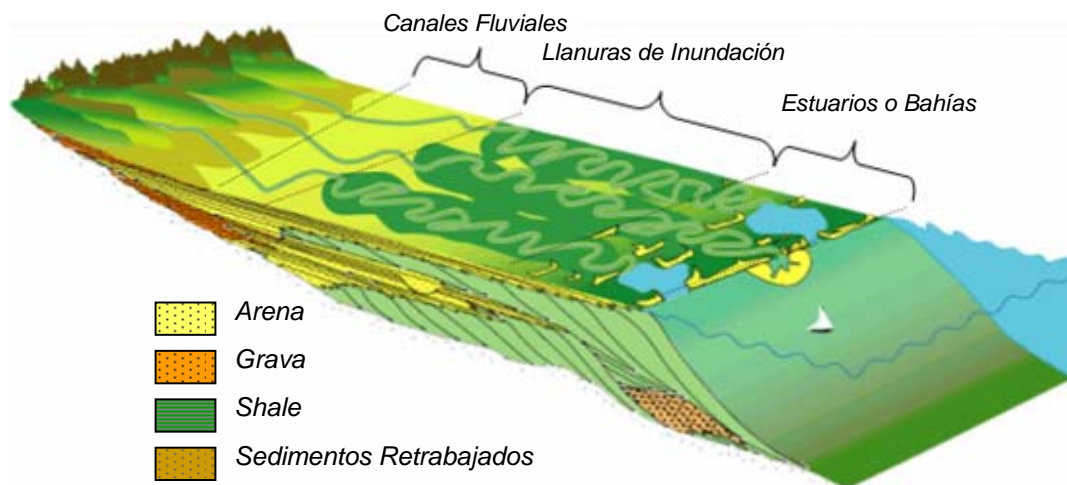


Figura 13. Bloque diagrama representando los ambientes de depositación de la Formación Mirador Modificado de AMARIZ *et al.*,(2004).

2.4.5 Formación Carbonera

Los contactos con la infrayacente Formación Mirador y la suprayacente Formación León son transicionales; sin embargo, hacia el este del Piedemonte Llanero no aparece el Miembro C8 de esta Formación y el contacto con la Formación Mirador es una superficie de inconformidad.

Edad y Posición Estratigráfica

La Formación Carbonera es concordante con la infrayacente Formación Mirador y la sobrepuesta Formación León. A esta formación se le asigna una edad de Eoceno Superior-Oligoceno (ZAMORA, 2003).

Descripción Litológica

Esta formación se divide en ocho unidades o miembros informales denominados de techo a base C1 a C8. Las unidades de número impar son predominantemente

arenosas, mientras las unidades pares son en su mayor parte lutíticas (ROJAS, 2002).

- ✦ **Miembro C8.** Esta constituida por arcillolitas y lodolitas. En la parte superior se pueden reconocer capas gruesas en paquetes métricos de lodolitas de color gris oscuro interpuestos con capas decimétricas de areniscas cuarzosas de grano fino con laminación ondulada. Los análisis de registros indican que hacia el oeste es predominantemente lodosa y hacia el este se encuentran intercalaciones arenosas, incluso en algunos pozos llega ser predominantemente arenosa (FAJARDO *et al.*, 2000). La información bioestratigráfica señala que esta unidad se depositó durante el Oligoceno (RUEDA y GARZÓN, 1995, MUNAR *et al.*, 1991, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

- ✦ **Miembro C7.** Consta de varios intervalos de areniscas cuarzosas de grano medio a fino, separados por gruesos paquetes de lodolita. El análisis de electrofacies sugieren una transición de depósitos de canales fluviales a estuarinos a depósitos arenosos progradacionales en llanuras de inundación, bahías o estuarios y finalmente lodolitas de bahías, lagos o de llanuras de inundación. Los depósitos de canales no siempre están presentes (FAJARDO *et al.*, 2000). Esta unidad se depositó durante el Oligoceno y la superficie de inundación al tope de esta unidad marca el límite entre el Oligoceno y Mioceno Temprano (MUNAR *et al.*, 1991, RUEDA y GARZÓN, 1995, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

- ✦ **Miembro C6.** Esta unidad esta constituida por paquetes decamétricos de shale arcilloso de color gris verdoso oscuro a oliva claro, se pueden encontrar intercalaciones con delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera. Hay algunos horizontes fosilíferos ricos en gasterópodos. Ocasionalmente, se encuentran finas capas de carbón. Los análisis de registros concluyen que esta unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas progradacionales de ambientes continentales o transicionales, las primeras predominan hacia la base y las segundas predominan hacia el tope de la unidad (FAJARDO *et al.*, 2000).

La información bioestratigráfica señala que esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano (MUNAR *et al.*, 1991, RUEDA y GARZÓN, 1995, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

- ✦ **Miembro C5.** Hacia el tope de esta unidad se presenta un paquete de 10 metros de cuarzoarenisca de grano medio en capas gruesas con laminación planar y en artesa. Hacia la base de la unidad se presentan areniscas de grano fino en capas delgadas tabulares con laminación ondulada y areniscas de grano medio en capas medianas con laminación inclinada. En la mayor parte de la cuenca esta unidad está constituida por depósitos progradacionales arenosos y lodolitas de ambientes continentales y transicionales (FAJARDO *et al.*, 2002). Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano (MUNAR *et al.*, 1991, RUEDA y GARZÓN, 1995, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

- ✦ **Miembro C4.** Consta de arcillolitas y lodolitas de color gris claro a medio con moteado rojizo. Hacia la parte media se reconoce una capa de aproximadamente 1.5 m de arcillolita carbonosa. La base de C4 corresponde a una superficie de inundación y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progradación (FAJARDO *et al.*, 2002). Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano (MUNAR *et al.*, 1991, RUEDA y GARZÓN, 1995, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

- ✦ **Miembro C3.** Esta unidad esta constituida por cuarzoareniscas de grano fino, bien seleccionadas, presenta laminación planar inclinada en una matriz arcillosa. En la parte inferior de esta unidad se encuentran algunos horizontes de intraclastos arcillosos y fragmentos de plantas. La unidad C3 se interpreta como depósitos de canales fluviales. La transición de facies de alta energía como canales, a complejos de “*crevasse splay*” o rellenos de lagos o bahías y finalmente a lodolitas lacustres o de bahías implica una profundización de los ambientes (FAJARDO *et al.*, 2002). Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano (MUNAR *et al.*, 1991, RUEDA y GARZÓN, 1995, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

- ✦ **Miembro C2.** Esta unidad se convierte en el mejor sello después de la Formación León, esta compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas. La base es predominantemente lodosa y corresponde a la superficie de inundación y hacia el tope se encuentran intercalaciones arenosas que incrementan su espesor en esta misma dirección y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o un punto de máxima programación. Las lodolitas se interpretan como depósitos lacustres o de bahías y las areniscas como depósitos progradantes en estos cuerpos de agua (FAJARDO *et al.*, 2002). Este miembro se depositó durante el Mioceno Temprano. (MUNAR *et al.*, 1991, RUEDA y GARZÓN, 1995, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

- ✦ **Miembro C1.** Se encuentra constituida por bancos de arena gruesos de cuarzo areniscas de grano medio a grueso, con laminación planar inclinada de gran escala, similares a las encontradas en la Formación Barco y Guadalupe. Hacia la base de este miembro se encuentran bancos gruesos de areniscas de grano medio a fino intercaladas con capas de lodolitas. La base de C1 corresponde a la superficie de inconformidad y el tope a una superficie de inundación. El tope de C1 es el evento de profundización más fácilmente identificable dentro de la Formación Carbonera en toda la cuenca (FAJARDO *et al.*, 2002). Este miembro se depositó durante el Mioceno Temprano (MUNAR *et al.*, 1991, RUEDA y GARZÓN, 1995, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

Ambiente Depositacional

La interpretación ambiental a partir de análisis bioestratigráficos propone un ambiente continental, lacustre y de planicie costera (Figura 14) (RUEDA y GARZON, 1995, RUEDA, 1996 y FAJARDO *et al.*, 1997).

Según información obtenida por medio de estudios de corazones de esta formación indican que las unidades de lutitas son predominantemente lodosas y se interpretan como de ambiente deltaico con influencia marina, mientras que las unidades constituida por areniscas cuarzosas con delgadas intercalaciones lodosas hacia el tope se interpretan como depósitos de canales mareales (MUNAR *et al.*, 2002).

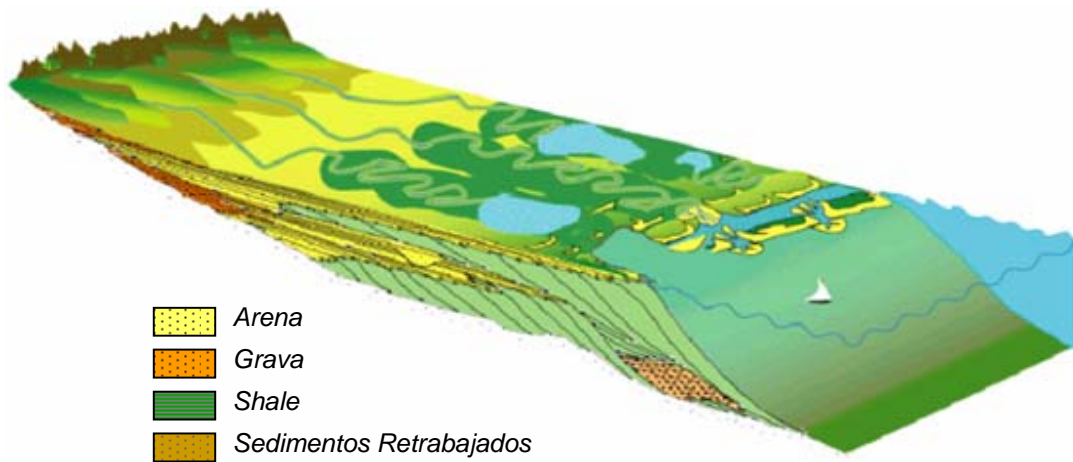


Figura 14. Bloque diagrama representando los ambientes de deposición de la Formación Carbonera. Modificado de AMARIZ *et al.*, (2004).

2.4.6 Formación León

Edad y Posición Estratigráfica

Dataciones bioestratigráficas señalan que la Formación León se depositó durante el Mioceno Medio (MUNAR *et al.*, 1991, RUEDA y GARZÓN, 1995, FAJARDO *et al.*, 1997 y REYES *et al.*, 1998).

El nombre de esta unidad procede de la Quebrada León, afluente del Río Zulia, en la parte oriental del anticlinal de La Petrolea, a unos 9 Km. al NW de Puerto Villamizar (DE PORTA, 1974). La Formación León es concordante con la Formación Carbonera y la sobrepuesta Formación Guayabo. Esta formación es el nivel de despegue más superior identificado en el Piedemonte. Constituye el único sello potencial eficaz de la cuenca.

Descripción Litológica

Esta formación está constituida por shales y arcillas gris oscuras y verdosas con delgadas interstratificaciones, frecuentemente hacia la base consta de areniscas

arcillosas de color verde o gris, de granos finos a muy fino poco consolidados. El espesor disminuye de sur a norte, variando entre 300 y 600 m (FAJARDO, 2000).

Ambiente Depositacional

La Formación León, es una arcillolita de origen lacustre que se extiende por toda la Cuenca Llanos y suprayace a la Formación Charte. La interpretación ambiental a partir de información bioestratigráfica reporta un ambiente de llanura aluvial y llanura costera (Figura 15) con alguna influencia marina para este intervalo estratigráfico (Rueda y Garzón, 1995 y Fajardo, et. al., 1997). Por lo tanto la Formación León se depositó en ambientes lacustres con predominio de aguas dulces hacia el sureste y este de la cuenca y en ambientes de lagunas costeras, bahías o estuarios con influencia salobre hacia el noroeste y oeste de la cuenca (FAJARDO *et al.*, 2000).

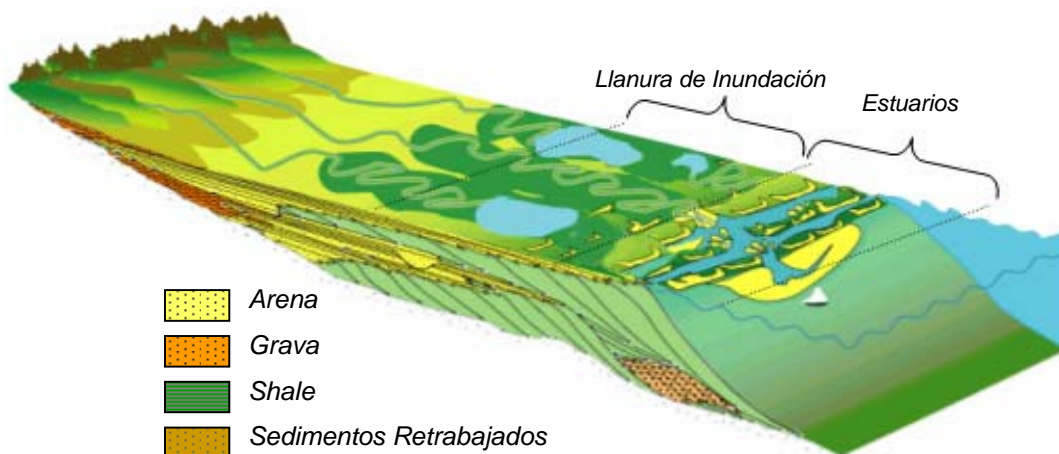


Figura 15. Bloque diagrama representando los ambientes de deposición de la base de la Formación León. Modificado de AMARIZ *et al.*, (2004).

2.4.7 Formación Charte

Edad y Posición Estratigráfica

Esta unidad se encuentra infrayaciendo a la Formación Guayabo y suprayaciendo a la Formación Carbonera. Se le asigna una edad del Mioceno.

Descripción Litológica

Esta formación esta compuesta de intercalaciones de mudstone y siltstone con frecuentes intercalaciones de areniscas. El mudstone es predominantemente de colores gris claro, gris oliva. Moderadamente consolidado, con inclusiones de carbonatos, ocasionalmente se encuentran mudstones de color amarillo ocre pocos consolidados hacia el tope. El siltstone es predominantemente gris oscuro, gris oliva y gris rojizo, ocasionalmente se encuentra poco consolidado.

Las areniscas observadas en esta unidad son cuarzosas, de colores amarillos, moderadamente consolidada, homogénea de grano fino, con un buen empaquetamiento y sin porosidad visible.

Ambiente Depositacional

En esta unidad se reconocen arcillolitas de origen lacustre que representa la máxima inundación de los mares Terciarios.

2.4.8 Formación Guayabo

Edad y Posición Estratigráfica

El nombre de esta unidad deriva del Cerro Guayabo en el Distrito de Colón (Venezuela) (DE PORTA, 1974). La Formación Guayabo es la última sedimentación de la cuenca y es concordante con la Formación León. Se le asigna una edad Plioceno - Pleistoceno.

Descripción Litológica

Esta formación se divide en dos miembros; el inferior que es mas arcilloso que el superior. Esta unidad esta constituida por areniscas de colores pardos a amarillos y en algunos casos rojizos de grano fino a medio, intercaladas con arcillas y shales

grises, mal seleccionadas. El miembro superior consta de arcillas rojas, moteadas interestratificadas con areniscas blancas de grano medio a grueso generalmente arcillosas y su espesor varia 400 a 2600 metros.

Ambiente Depositacional

Los ambientes sedimentarios también varían, siendo marino hacia la base y fluvio-marino a continental al tope. (Figura 16).

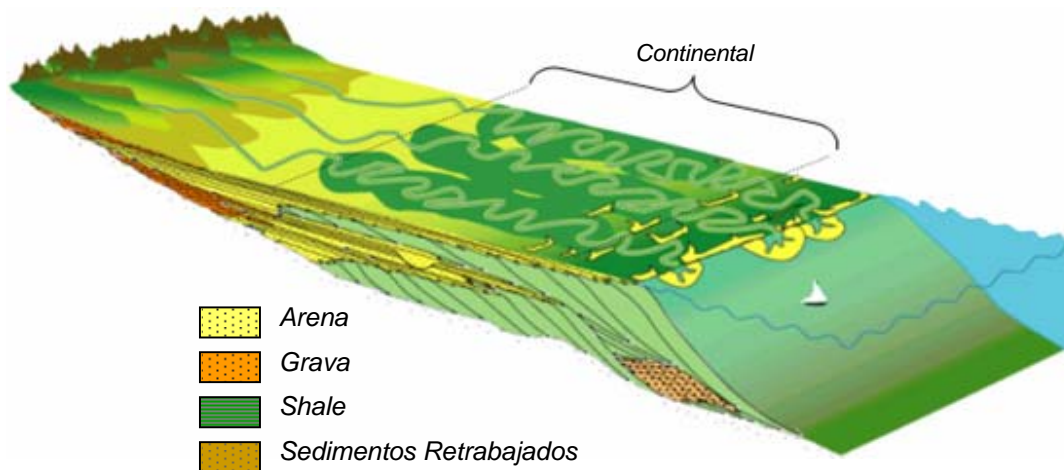


Figura 16. Bloque diagrama representando los ambientes de deposición de la Formación Guayabo. Modificado de AMARIZ et al., (2004).

2.5 ESTILO ESTRUCTURAL

La complejidad de la cuenca aumenta a medida que se desplaza de sur a norte. Esta complejidad estructural en el subsuelo y en superficie se refleja en el deterioro de calidad de la imagen sísmica. (Figura 17).

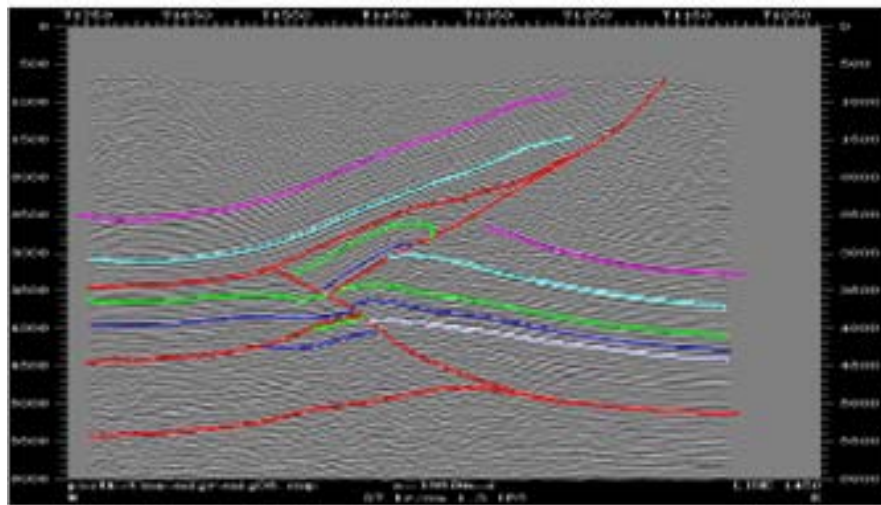
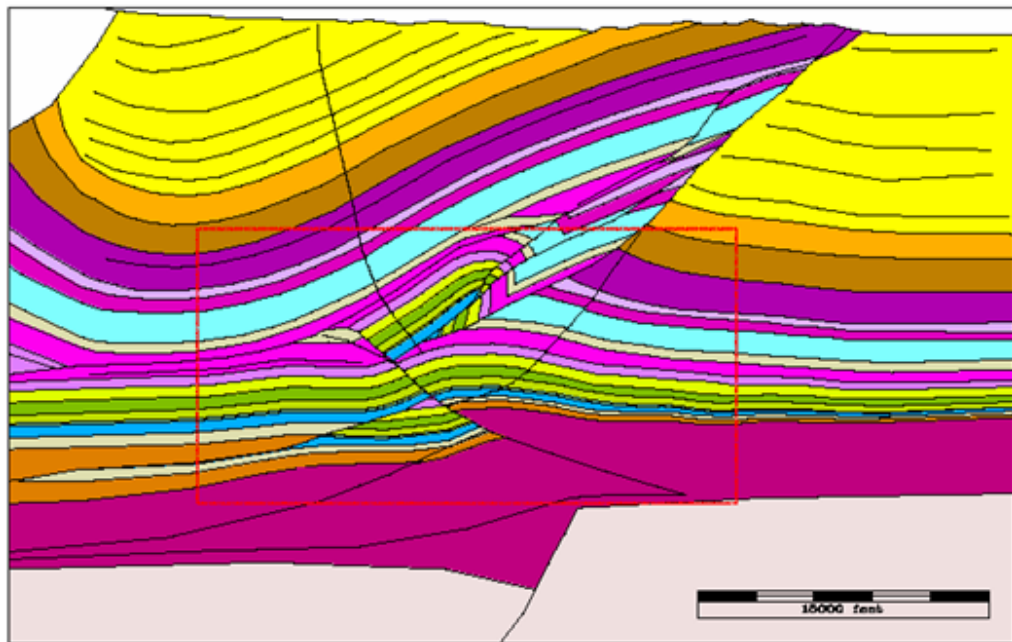


Figura 17. Modelo estructural y línea sísmica a lo largo de la estructura de un campo cercano. Zona del tren de estructuras aisladas apretadas. Fuente: SOTO (2002).

El Piedemonte este de La Cordillera Oriental, esta caracterizado por la presencia de fallas de cabalgamiento con vergencia al SE. Las fallas principales dan indicios de corresponder a estructuras preexistentes en el basamento y que posiblemente tuvieron control en la sedimentación durante el Cretácico y Terciario. Estas fallas de

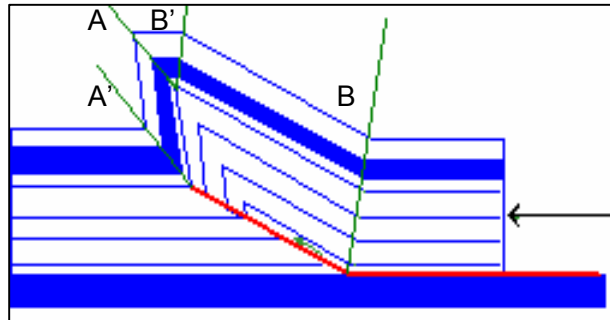


Figura 20. Pliegue por propagación de falla. Fault-propagation-fold. Tomado de LINARES, (2003).

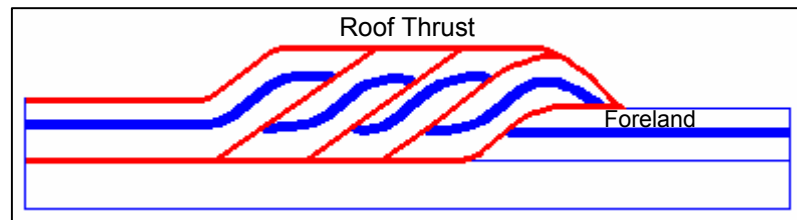


Figura 21. Zona de Dúplex Clásico. Tomado de LINARES, (2003).

2.5.1 Pliegues

Los sinclinatorios fallados representan las estructuras plegadas más comunes, dentro de las cuales se encuentran los anticlinales que constituyen los reservorios actuales y/o potenciales para los hidrocarburos de la región.

Sinclinal de Nunchía

Es un sinclinal pasivo de techo que se desarrolla entre las Fallas de Yopal y Guaicáramo, siendo cortado por ésta última. Es una estructura amplia asimétrica, cuyo eje representa un rumbo N45°E, con cabeceo hacia el noroeste, su superficie axial exhibe un buzamiento hacia el sureste. El núcleo del Anticlinal de Nunchía esta compuesto por la Formación Charte y Guayabo y su flanco oriental lo

componen las Formaciones León y Carbonera, este sinclinal lo afecta los pozos analizados en el presente proyecto.

Anticlinal del Limbo

Es una estructura apretada levemente asimétrica hacia el noroeste, cuyo eje muestra un cabeceo al noreste, su superficie axial es vertical ligeramente inclinada hacia el noroeste, su eje exhibe un rumbo de N45E.

Sinclinal de La Tasajera

El eje de este sinclinal se encuentra afectado por la Falla Tasajera, presenta un rumbo noroeste, con un cabeceo hacia el noroeste y además es asimétrico.

Sinclinal de Zamaricote

Es un sinclinal pasivo de techo limitado por las Fallas de Ariporo y el Backthrust de Zamaricote. Se extiende al sur entre las Fallas de Yopal y Borde Ilanero, siendo cortado por algunas fallas menores.

Anticlinal de Monterraló

Estructura de rumbo NE, aflorante en superficie al suroeste del área, inmediatamente al oeste de los Campos Pauto Sur y Floreña. Involucra las Formaciones Une, Gachetá, Guadalupe, Barco, Los Cuervos, Mirador y la base de Carbonera. Es cortado al oeste y al norte por la Falla de Guaicáramo

Anticlinal del Morro

Es una estructura similar al Anticlinal de Monterraló, que corresponde a una escama inferior a ésta, aflorando en la parte centro oeste del Piedemonte Llanero.

2.5.2 Fallas

Las Fallas de Cabalgamiento son el principal tipo de fallas identificadas en la región; con vergencia este y dirección de rumbo suroeste-noreste. Conforman sistemas que permiten el levantamiento predominantemente del Cretáceo y en algunos sectores del Pre-Cretáceo, sobre la secuencia Terciaria (LINARES *et al.*, 2002).

Falla de Guaicáramo

Es una falla de cabalgamiento, con rumbo principal NE, que separa La Cordillera Oriental del Piedemonte de Los Llanos. En el área de estudio pone en contacto rocas del Cretáceo Inferior (Formación Une) con la Formación Carbonera. Es una estructura fuera de secuencia producida por la inversión de fallas originalmente normales, que limitaban un graben del Cretáceo Inferior.

Falla de Yopal

Su trazo en superficie con rumbo NE, pone en contacto a las unidades superiores de la Formación Carbonera contra la Formación Guayabo. Hacia el norte su desplazamiento va disminuyendo paulatinamente hasta ser cortada por la Falla de Ariporo (HOSSACK, 1997).

Es una falla de cabalgamiento que emerge a superficie, a ella se unen diferentes fallas de despegue (“*detachment*”). El nivel de despegue, corresponde a reactivación como fallas durante la Orogenia Andina, de superficies de discordancia de edad Oligoceno, producto de una etapa inicial de deformación en el Piedemonte. Este principal nivel de despegue que se une a la Falla de Yopal, se localiza estratigráficamente hacia la base de la Formación Carbonera, siendo un problema para la estabilidad del pozo.

La discordancia es paulatinamente más joven hacia el norte. Esto significa que las estructuras bajo la falla/discordancia son principalmente estructuras antiguas

reactivadas. La principal evidencia de estas discordancias, parte de la imagen sísmica donde se observan rellenos sedimentarios sobre una superficie erosiva.

Falla del Borde Llanero

Es una falla de cabalgamiento que se desarrolla como una ramificación (“*splay*”) de la Falla de Yopal. Se une al norte con la Falla de Ariporo a la que transfiere su acortamiento (ROJAS, 2002).

Falla de Ariporo

Falla de cabalgamiento con sentido NE, aflora al norte del área. Se origina a partir de una falla de despegue en la Formación León que emerge a superficie hacia el este. Toma el acortamiento de las Fallas de Yopal y Borde Llanero.

En su extremo norte presenta una ramificación “*splay*”, producida por relevo. Se reconoce una superficie de discordancia, correspondiente a un periodo de estructuración durante el Mioceno Medio. Observando el cambio de la superficie de discordancia en el Piedemonte Llanero, desde unidades más antiguas al sur hacia unidades más jóvenes al norte. Un proceso continuo de formación de estructuras previo a la Orogenia Andina fue evolucionando en el tiempo en sentido sur - norte.

Backthrust de Zamaricote

Corresponde a una falla de cabalgamiento con vergencia hacia el oeste, opuesta a la vergencia principal del Piedemonte. Se origina a partir del despegue en la Formación Diablo, emergiendo a superficie hacia el oeste.

Fallas de Inversión

Son fallas de alto ángulo, no aflorantes, que afectan desde el basamento hasta la parte media del Terciario, observadas en información sísmica. Se desarrollan principalmente bajo el flanco oriental de los Sinclinales de Zamaricote y Nunchía.

La siguiente figura muestra los rasgos estructurales del Piedemonte Llanero Colombiano mencionados anteriormente (Figura 22).

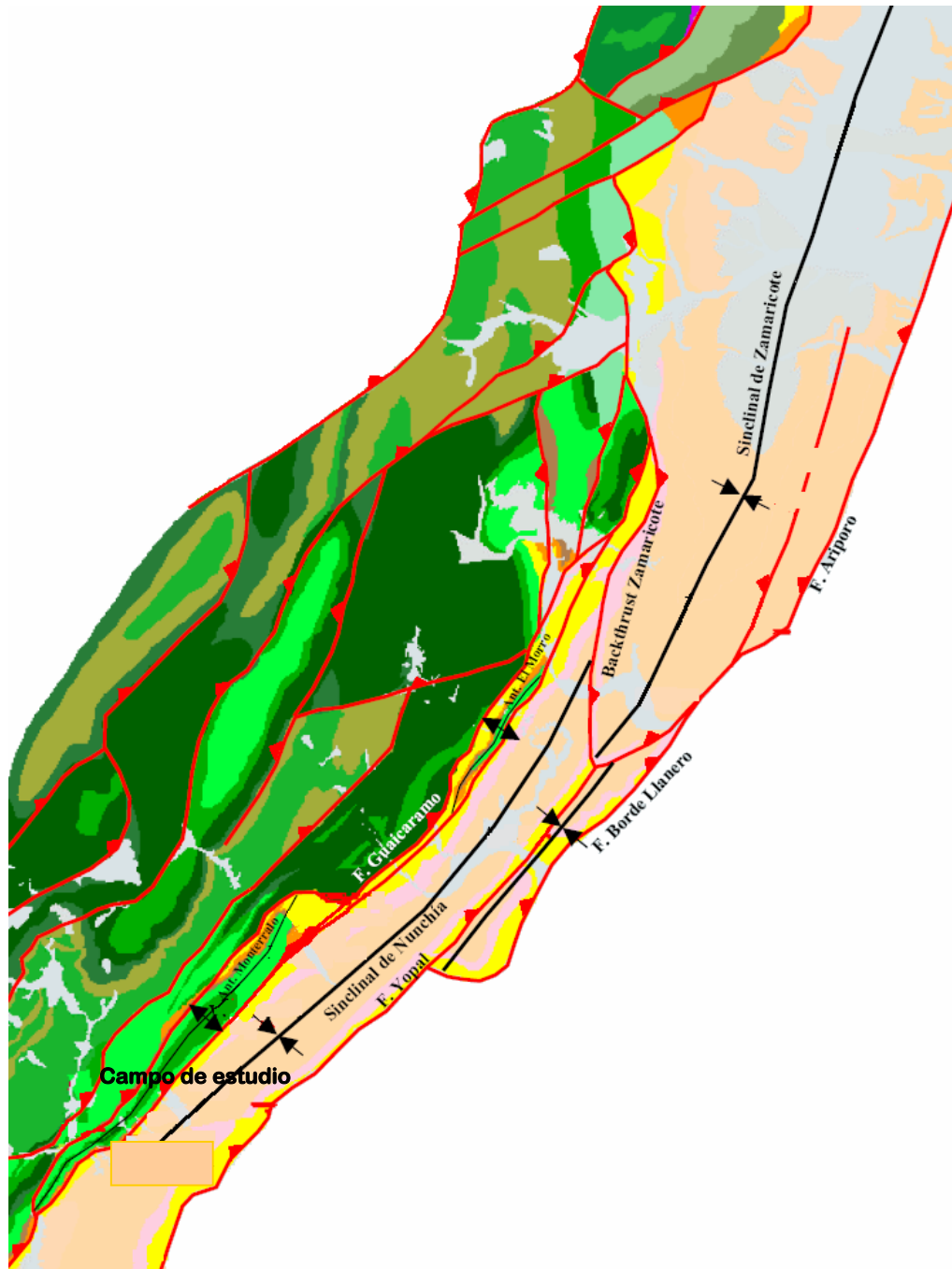


Figura 22. Principales rasgos estructurales del Piedemonte Llanero Colombiano.
Modificado de ROJAS, (2002)

3. CAUSAS DE LAS PRESIONES ANORMALES

La formación de presiones anormales ha sido un tema de poco estudio en el área del Piedemonte Llanero Colombiano, pero muy estudiado en varias cuencas sedimentarias del mundo, donde han resaltado el papel fundamental de la geología en este fenómeno tan importante. Los orígenes de las presiones anormales son particularmente interesantes cuando estas se predicen, especialmente en cuencas sedimentarias perforadas así como en áreas próximas a perforar.

Las presiones anormales han sido registradas tanto a profundidades de pocos cientos de pies como a mayores de 25000 ft, y estas han sido reportadas en numerosas áreas del mundo. Sin embargo, estas se desarrollan principalmente en dos escenarios como: (1) Áreas tectónicamente activas con reciente plegamiento compresional, y (2) En capas espesas de sedimentos jóvenes que se depositaron rápidamente (POSTON *et al.*,1997). Las causas de presiones anormales, por consiguiente, dependen en gran parte de la historia geológica del área.

3.1 SOBREPRESIONES

Cuando una capa de roca es enterrada bajo la corteza terrestre, el esfuerzo de sobrecarga de la capa enterrada se incrementa, causándole algún grado de compactación debido a los nuevos sedimentos que la suprayacen. Los shales se van compactando cada vez más por el aumento de peso y los fluidos asociados originalmente con los sedimentos van siendo expulsados de manera continua.

El término “*Geopresión o Sobrepresión*” es definido como la elevación de la presión de poro de la formación por encima del gradiente normal hidrostático (FERTL, 1976). La geopresión puede ser manifestada durante la perforación a manera de patadas (kicks), aunque pueden también ser detectadas por inesperadas ocurrencias de reventones (blowouts). Además de la sedimentación y enterramiento,

las presiones anormales pueden a su vez estar relacionadas con el plegamiento y fallamiento. En este caso, las formaciones sobrepresionadas podrían estar limitadas en extensión por la variación de la presión de poro dentro de una cuenca, desde un bloque fallado a otro y podría ser difícil de predecir. A medida que se desarrolla la presión de poro hay un incremento o disipación y también los esfuerzos *in-situ* varían acordeamente. Un estudio de Plumb (1994), sobre variaciones de esfuerzo en intracuenas e intercuenas, revela que la variación de la presión de poro tiene el impacto más grande en la determinación de la variación del esfuerzo mínimo, cuando es comparado con los efectos de litología, ubicación estratigráfica, estructural y el escenario tectónico (PLUMB, 1994).

Un requisito para que se desarrolle las sobrepresiones es que la sección sedimentaria consista de rocas con un promedio bajo de permeabilidad (alrededor de 1 nanodarcy), donde el flujo de fluidos sea muy pequeño o nulo, comparado con la tasa de aumento de presión en la roca.

Son muchas las causas geológicas que están presentes en las zonas geopresurizadas y su entendimiento se complica más cuando se presentan en zonas estructuralmente complejas. En este tipo de condiciones es de vital importancia el estilo estructural y la estratigrafía. Esta anomalía en las presiones poro se dan a través del tiempo geológico y este fenómeno es observado a partir del flujo de fluido cuando atraviesa las cavidades porales identificándose por la inhibición, restricción o retardo del fluido.

A continuación se enuncian los mecanismos que contribuyen a la generación de sobrepresiones las cuales son explicadas detalladamente en (FERTL, 1976; MAGARA, 1978), así como recientes investigaciones en sobrepresiones (OSBORNE & SWARBRICK, 1997). En la Figura 23 se presenta las causas más comunes y su clasificación general, así: 1) Los esfuerzos mecánicos, 2) El efecto termal, 3) La transferencia dinámica de fallas y 4) Los esfuerzos químicos, los cuales se estiman como los factores principales en la generación de presiones anormales para los sistemas petroleros.

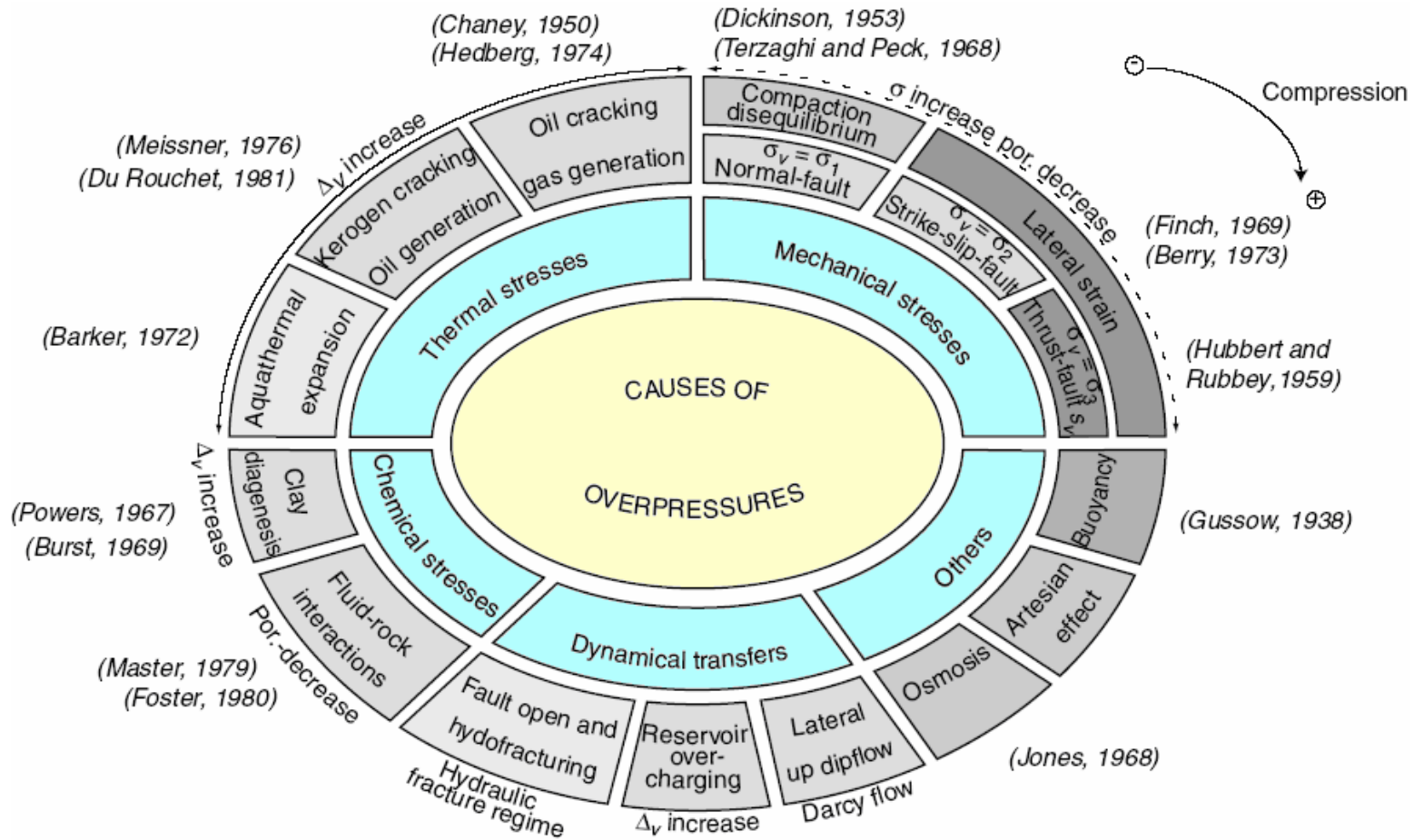


Figura 23. Principales Causas de los mecanismos generadores de las presiones anormales. Tomado de Grauls, (1999).

Los mecanismos mencionados actúan acompañados de otros para causar las presiones anormales, es decir, pueden presentarse varios mecanismos al tiempo. Por ejemplo, la liberación del agua debido a la compactación mecánica en profundidad, está asociada con presiones hidrotermales y varios cambios en las fases diagenéticas de los minerales.

3.1.1 Esfuerzo Mecánico

Se refiere a cuencas recientes Terciarias dominadas por areniscas-shales, donde el peso de overburden, o esfuerzo vertical (S_v), favorece en el desarrollo de sobrepresiones hacia los intervalos de shales de baja permeabilidad.

Especialmente este tipo de esfuerzo se refiere al efecto del desequilibrio de compactación, que por varios autores se ha considerado como la causa principal de sobrepresión en muchas de las cuencas sedimentarias del mundo (FERTL, 1976; MAGARA, 1978). Cuantitativamente la magnitud de presión se ha evaluado a partir del principio mecánico de suelos desarrollado por TERZAGHI K. & PECK, (1968).

- Efectos de la Compactación

Es una de las causas más importante y más estudiadas. Una clara descripción de este mecanismo es obtenido por los estudios realizados por HUBBERT & RUBEY, (1959), donde lo relacionan como un proceso dinámico, consecuente de un rápido enterramiento de los estratos rocosos. Una de las distribuciones de presión más simples y comunes ocurren en sedimentos someros que fueron depositándose lentamente en un ambiente deposicional deltaico. Mientras el material detrítico es arrastrado por el río hacia el mar los sedimentos formados inicialmente, no son consolidados ni compactados y por lo tanto tienen una porosidad y permeabilidad relativamente alta. El agua de mar mezclada con estos sedimentos permanece en comunicación con el mar y está a una presión hidrostática.

Una vez la depositación ha ocurrido, el peso de las partículas sólidas es soportado por el contacto grano a grano y el sólido no tiene influencia sobre la presión de fluido

hidrostática contenido en el poro. Por esta razón la presión hidrostática del fluido contenido dentro del espacio poral de los sedimentos depende únicamente de la densidad del fluido. A medida que la compactación ocurre por causa de la continua depositación, se causa un acomodamiento de los granos conllevando a una disminución en la porosidad. Mientras esto sucede, el agua contenida en los poros es expelida continuamente. No obstante, debido a que hay un flujo relativamente permeable de la roca hacia la superficie, el equilibrio hidrostático se mantendrá.

La Figura 24, se muestra un modelo simple unidimensional, que muestra de manera fácil el proceso anteriormente mencionado, donde los granos de la roca son representados por los pistones que uno a uno están conectados por resortes compresionales. El agua connata ocupa el espacio entre los pistones, tiene una trayectoria de flujo natural hacia la superficie. La trayectoria puede restringirse en el grafico representado por una válvula de cierre. Sobre los pistones se ejerce el peso de sobrecarga (σ_{ob}) a una profundidad del enterramiento dada. Al resistir esta carga, el soporte o sea el pistón provee un esfuerzo vertical grano a grano o matriz (σ_z) y la presión del fluido del poro (p). De esta forma, tomando solo la componente vertical en la variable del esfuerzo total, la ecuación 1 quedará de la siguiente forma:

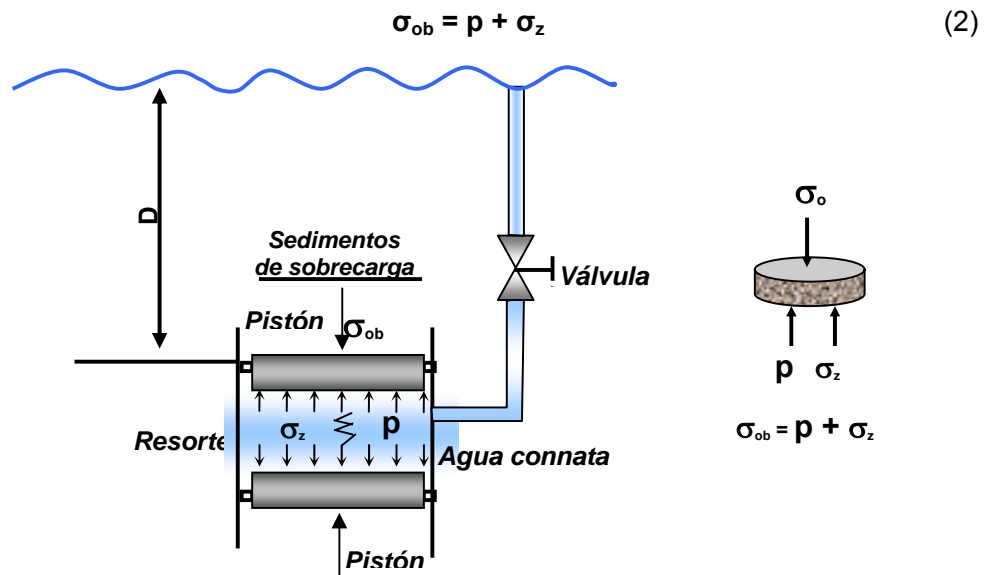


Figura 24. Modelo Unidimensional de Compactación de los Sedimentos.

Tomado de BOURGOYNE *et al.*, (1991).

Sin embargo, si el agua de los poros puede escapar rápidamente según la tasa de compactación, la presión, en este caso permanecerá como la presión hidrostática, pero, si la trayectoria del flujo de agua es bloqueada o variablemente restringida, el incremento del esfuerzo overburden puede causar presurización del agua contenida en el poro sobrepasando la presión hidrostática, por lo tanto, existe una pérdida natural de permeabilidad por la compactación de sedimentos de grano fino (shale, evaporitas, etc.), que puede crear un sello, permitiendo el desarrollo de las presiones anormales.

En cualquier teoría de compactación su aplicabilidad debe estar constituida por varias relaciones fundamentales. Las relaciones para esta teoría son: (1) la porosidad del shale como función del efecto del esfuerzo, temperatura, salinidad, edad, mineralogía, etc., y (2) la permeabilidad del shale como función de la porosidad, composición mineral, temperatura, etc.

De las dos relaciones mencionadas, la segunda se constituye como la más importante, ya que requiere la permeabilidad del shale para describir sobrepresiones debido a la compactación del mismo como función de la porosidad, temperatura, etc.

- *Tectonismo*

Las presiones anormales también suelen manifestarse en áreas con fallamiento o por cargas tectónicas. Estas ocurren cuando las rocas están sujetas a compresión lateral, así como por la carga vertical de los sedimentos suprayacentes, tal como un cinturón de cabalgamiento (*overthrust belt*) (Figura 25). Si la compresión lateral es efectiva, esto podría conllevar a una acumulación progresiva de estratos y la presión de poro será más alta que el valor normal hidrostático, que acompañado con una rápida depositación se vuelve generador de sobrepresión (KENNETH & BAUGHER, 1969).

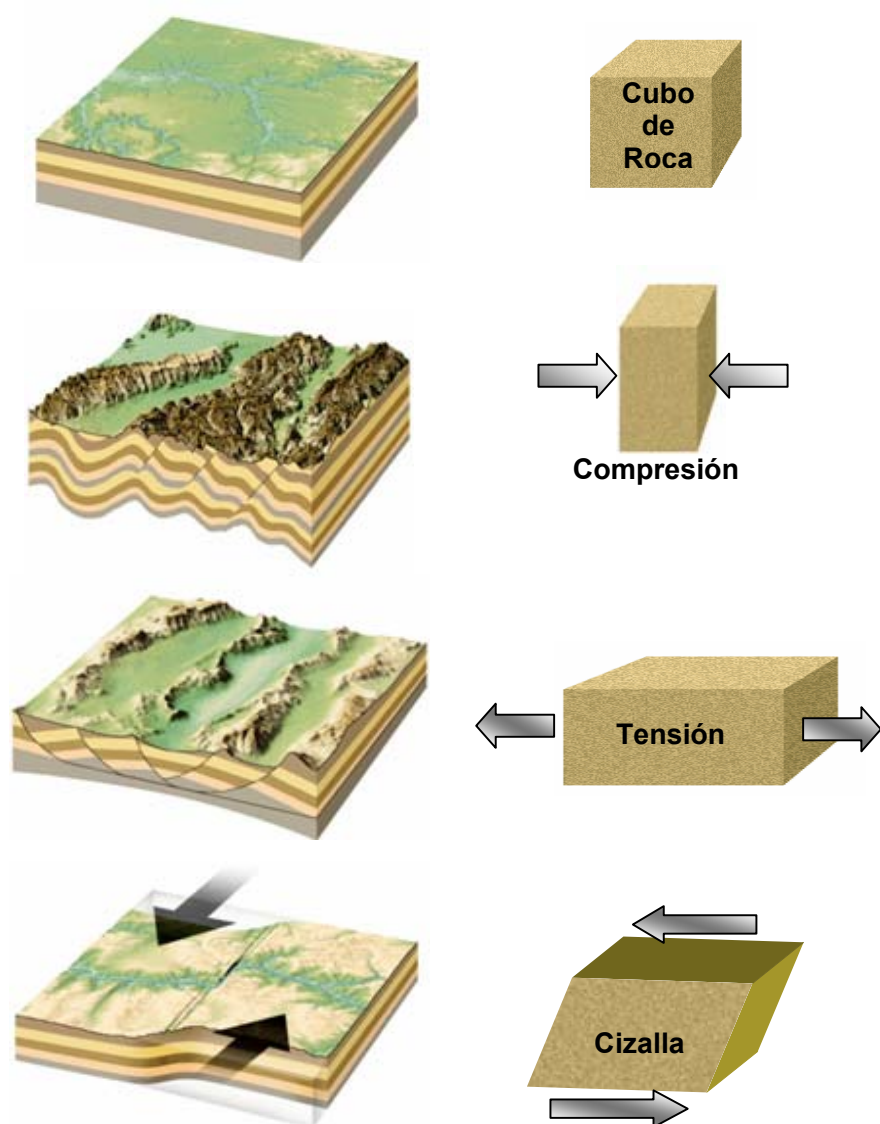


Figura 25. Influencia del Tectonismo en una cuenca sedimentaria. Tomado de TARBUCK & LUTGENS, (1999).

- Planos de Falla Sellantes

Los planos de falla normalmente dificultan la migración de fluidos y generalmente son el significado de superficies sellantes sólo porque pueden yuxtaponer rocas con propiedades capilares y presiones de fluidos diferentes (SMITH, 1966).

El plano de falla ofrece por si mismo el libre paso a la migración de fluidos sólo bajo condiciones especiales. La mayoría de estas condiciones especiales son circunstancia de la poca profundidad y fallamiento cercano a la superficie en un campo generalmente con esfuerzos regionales de tensión. En tales casos las observaciones de campo y la teoría concuerdan con que el plano de falla pueda actuar como una fractura transmisiva. Estructuras falladas poco profundas tendrán el riesgo sustancial de que el plano de falla pueda ser un escape.

En circunstancias especiales, donde los espesores de shales arcillosos, son poco compactados que se encuentren intercalados con areniscas que contengan fluidos, las patinas de arcilla pueden ser emplazadas a lo largo del plano de falla previniendo la migración de fluidos, llegando a manifestar en algunos casos presiones anormales hacia esa sección (Figura 26).

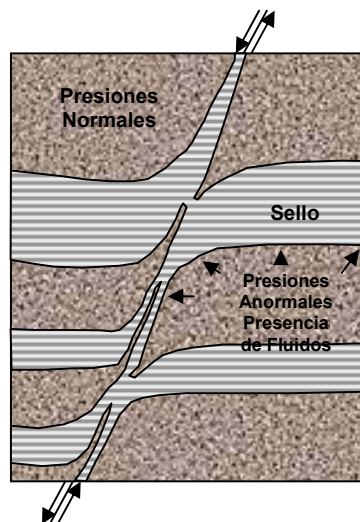


Figura 26. Deslizamiento de arcillas subcompactadas dentro de un plano de falla.

Tomado de YIELDING *et al.*, (1997).

3.1.2 Esfuerzo Termal

En esta clasificación se encuentran las siguientes causas:

- ✦ La expansión volumétrica del agua o “efecto hidrotermal” que fue propuesto por BARKER (1972), como un mecanismo principal de sobrepresión.
- ✦ La generación de gas y petróleo. Donde la transformación de kerógeno a petróleo ocurre en rangos de temperaturas de 100 a 120°C, propuesto por MEISSNER (1978) y DU ROUCHET (1978) quienes lo clasifican como un potencial mecanismo generador de presiones anormales. Mientras que la transformación de petróleo a gas ocurre a temperaturas que exceden los 175 – 180°C, lo que puede contribuir al aumento de presiones.

- Expansión Volumétrica del Agua

El aumento de temperatura acompañada del aumento de la profundidad de enterramiento, maneja el proceso de la generación que causa la expansión termal del agua, que puede conllevar a presiones anormales muy altas.

Esta hipótesis se considera importante a la hora de analizar presiones anormales en shales, en la cual se tiene en cuenta los altos gradientes geotérmicos que aportan a la generación de presiones anormales. Se tienen en cuenta dos componentes principales: 1) La creación de un sello perfecto y 2) La conservación de un volumen de poro constante.

Para el proceso térmico, es muy importante la calidad del sello creado, lo cual implica una migración mínima de fluidos, ya que la generación de un exceso de presión depende de la resistencia a la expansión del agua del poro menor del 5%. En cuanto al proceso mecánico, el exceso de presión inducida puede mantenerse por varios períodos de tiempo incluso si el sello es imperfecto.

Para la existencia de un sello perfecto hay ciertas dudas, dos de estas se consideran importantes y se nombran a continuación. La primera tiene que ver con la evidencia geofísica de registros de pozo, la cual indica el incremento de la porosidad con el incremento de la profundidad en la zona de transición, y las presiones estimadas a partir de estas relaciones son cercanas a las presiones

medidas. Este incremento en la porosidad está casi siempre acompañado por un incremento en la permeabilidad. Si el sello fuera perfecto, el gradiente de presión de poro con respecto a la profundidad en la zona de transición deberá ser la presión hidrostática; y la segunda duda es que las presiones anormales en shales son más comunes en secuencias Terciarias que en Mesozoicas, y más comunes en las Mesozoicas que en las Paleozoicas (BARKER, 1972).

Si el volumen de poro del shale debajo del sello es constante o se mantiene, la expansión térmica aumentará la presión y levemente modificará el gradiente (debido al cambio lento en la densidad del agua con el incremento en la profundidad). En los cambios en el volumen de poro, hay dos componentes opuestos. La expansión térmica de un sólido poroso, si es simétricamente geométrico es conservada, no cambia su porosidad pero en cambio sí incrementa su volumen del poro (CHAPMAN, 1980).

La compactación mecánica, sin embargo, reduce tanto la porosidad como el volumen del poro. La compactación mecánica más allá del límite de compresibilidad del agua puede tomar lugar a menos que el agua de poro se escape. Por lo tanto, el volumen de poro solo permanecerá constante si estos dos efectos son iguales, y la compresibilidad del agua de poro permitirá que la compactación mecánica sea igual en volumen a la expansión térmica del volumen de poro debido a la expansión térmica de la estructura del sólido.

Sin embargo, varios estudios realizados muestran que este mecanismo de sobrepresión contribuye muy poco, solo se le atribuye el 5% del total; además este efecto depende del tiempo, del potencial de la roca fuente, facies y eficiencia en la migración, y esto no puede ser bien evaluado en términos cuantitativos sino cualitativos. (LEVIN, 1989).

- *Generación de Gas y Petróleo*

La ocurrencia de petróleo y gas ha sido significativa en relación con las presiones anormales. Ya que la conversión de materia orgánica sólida, o kerógeno, a petróleo líquido o gaseoso hace que resulte un aumento de volumen.

Este petróleo y gas generado ejerce una presión por expansión de fluidos. Un aumento de presión también puede originarse a partir del fracturamiento de la roca fuente. Las fracturas inducidas ayudan en la migración primaria del petróleo y el gas desde las rocas fuentes a las capas almacenadoras. La generación de gas es la causa más influyente de sobrepresión por su gran habilidad de expansión, mucho más grande que la del petróleo.

En la Figura 27, se ilustra el proceso de generación de petróleo y gas, donde se puede observar (a) Se asume un contenedor lleno de petróleo y agua en la etapa inicial de saturación. (b) El enterramiento y la temperatura convierte una porción de petróleo a gas, además se observa una pequeña cantidad de remanentes (residuos de carbón). La expansión del petróleo, gas y agua a alta temperatura, es igual que la del gas dentro de una solución agua-petróleo. El resultado es un incremento en la presión, por la expansión de fluidos. (c) Eventualmente todo el petróleo es convertido a gas a un nivel mas profundo. En esta última etapa se reconoce un incremento en la cantidad de residuos, donde la presión ejercida por el gas alcanza la presión de fractura de la roca después de la conversión de 25 a 50% desde la saturación inicial del petróleo, si la roca actúa como una barrera impermeable. El kerógeno puede ser sustituido por el inicial y se reduce la saturación del petróleo, y los efectos de la expansión de gas y agua pueden ser esencialmente los mismos para estas secuencias (POSTON *et al.*, 1997).

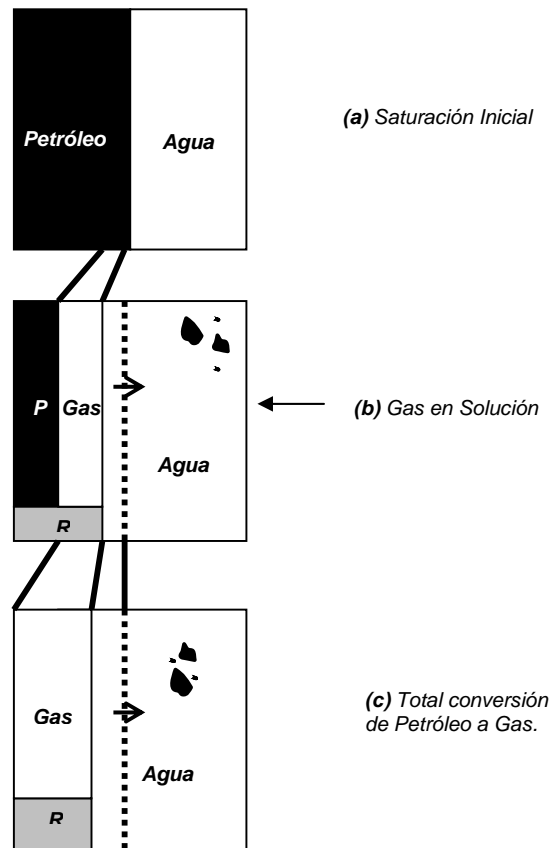


Figura 27. Generación de Gas y Petr6leo. Tomado de POSTON *et al.*,(1997).

El aumento de presión durante el proceso de generación de gas puede ser rápido y eventualmente llega a la presión de fractura de la roca en muchas ocasiones. Después de que ocurre el fracturamiento se espera una reducción impredecible en la presión. Esas fracturas se cierran con el aumento de profundidad y temperatura. Por lo tanto la densidad de los shales se reduce, ligeramente por fracturas y puede permanecer esencialmente constante sobre el intervalo del aumento de presión.

3.1.3 Transferencia dinámica

La transferencia dinámica en este caso se refiere a procesos generadores que ocurren por debajo de los 9500 ft, en este caso se puede relacionar la migración de fluidos como un tipo de transferencia. Tales procesos dinámicos pueden estar relacionados a flujos laterales convencionales de Darcy.

El régimen de sobrepresión debido al flujo lateral buzamiento arriba puede ser bien evaluado cuantitativamente, las otras causas relacionadas al fracturamiento, fallas activas y sobrecarga, no pueden ser evaluadas por métodos convencionales y son muy raramente tomadas en cuenta.

La heterogeneidad del sedimento, por ejemplo, intercalaciones de areniscas y shale, fomenta el flujo lateral, aunque la dirección general del flujo en la cuenca es vertical. El flujo es dirigido a lo largo de unidades de alta permeabilidad, las cuales pueden combinar o separar a través del rumbo una influencia en la dirección y rata de flujo. Las fallas y fracturas juegan un rol importante en el control de la dirección y rata de flujo. Ambos pueden actuar o bien como conducto o como barrera para fluir. Además, los cambios en la presión de poro pueden estar influenciados por la habilidad de las fallas y fracturas de abrirse/cerrarse.

En reservorios confinados e inclinados estructuralmente, el equilibrio de la presión interna crea diferencias de sobrepresión entre el reservorio y las rocas de grano fino que están alrededor. Este efecto de “transferencia lateral” es el más común en secuencias altamente estructuradas resultando en presiones más altas que las esperadas en localidades “buzamiento arriba”, donde los pozos exploratorios son normalmente perforados.

- Migración de Fluidos

Este es un caso en el cual la sobrepresión se produce a partir de la llegada de fluidos de formaciones profundas a una formación somera conllevando a que manifieste presiones anormales, donde se suele decir que la formación esta cargada (BOURGOYNE *et al*, 1991).

Estas sobrepresiones pueden ocurrir por diversas causas las cuales pueden ser naturales o antrópicas (ocasionada por el hombre). Las causas naturales se pueden atribuir al hidrofracturamiento y apertura de zonas de falla, que actúan como trayectorias preferenciales en la migración de fluidos. Tales mecanismos solo pueden dar cuenta de grandes volúmenes de fluidos transferidos a profundidades

someras a partir de fuentes muy profundas, en un muy corto periodo del tiempo geológico (Figura 28a). En cuanto a las causas artificiales se puede presentar cuando por el cemento de la tubería de revestimiento el fluido asciende a la formación (Figura 28b), otro caso es cuando se ha abandonado un pozo por medio de este pozo los fluidos llegan a una formación llevándola a una sobrepresión (Figura 28c).

Si el movimiento del fluido es detenido, se requiere de un tiempo considerable para descargar la presión a una presión normal. En estos casos en muchas formaciones someras con estas características han ocurrido reventones, esta situación es muy común en yacimientos antiguos (BOURGOYNE *et al.*, 1991).

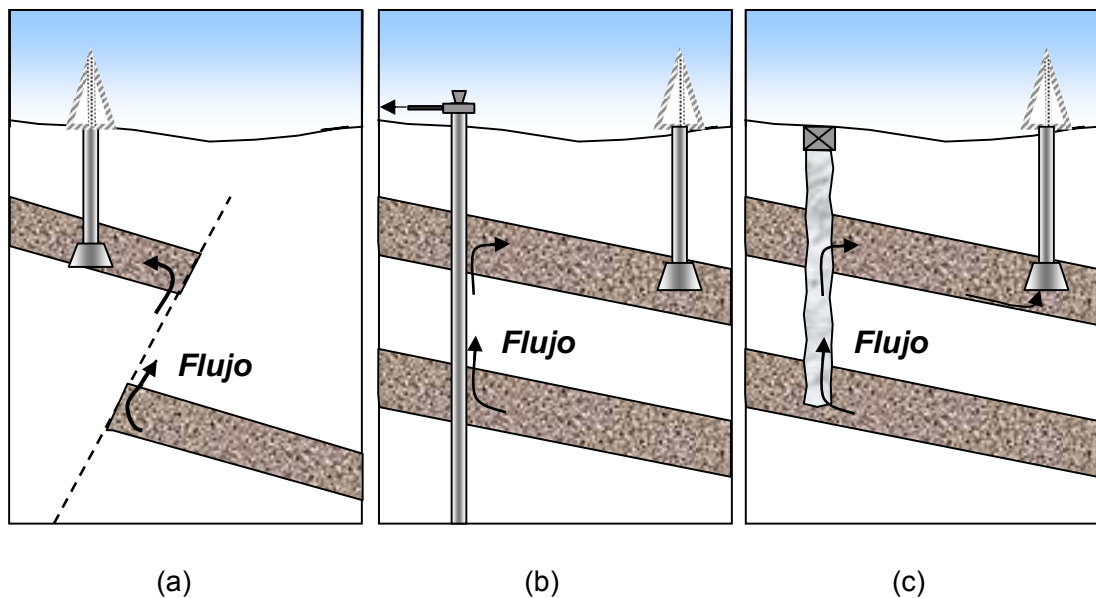


Figura 28. Efectos de la Migración de Fluidos. a) Por naturales, b) y c) Por medio artificial. Tomado de BOURGOYNE *et al.*, (1991).

- Efectos de Densidad Diferencial

Los fluidos constantemente se mueven a lo largo de los sedimentos, conducidos por diferencias en presión y densidad del fluido, por lo tanto, se pueden encontrar presiones anormales en la sección superior de la estructura (Figura 29). Las

diferencias de sobrepresión indican potencial para el flujo de fluido, tanto verticalmente como lateralmente, con algunas rocas, a menudo llamados *sellos*, actúan como obstáculos para retrasar el flujo, aunque raramente las rocas se aproximan a tener una permeabilidad en cero, actúan como un “sello perfecto”.

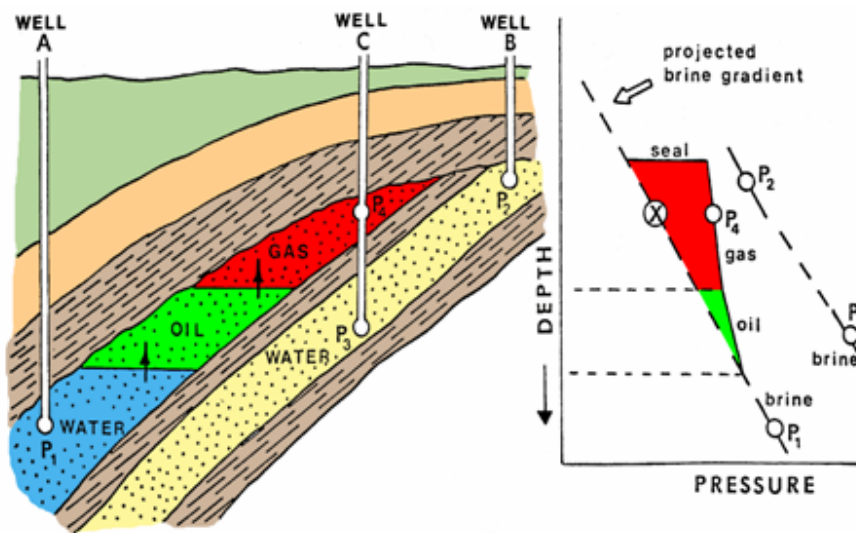


Figura 29. Flotación debido al contraste de densidades. Tomado de NOETH (2004).

Este efecto es frecuente en situaciones donde se perfora un yacimiento de gas con un alto buzamiento. Este es un mecanismo generador de presiones anormales poco conocido, por esta causa han ocurrido reventones en secuencias arenosas con gas previamente perforadas en otros pozos. Sin embargo, la magnitud de la presión anormal puede ser calculada fácilmente usando el concepto de presión hidrostática. Por lo tanto en esta situación como solución, se necesita perforar con una densidad de lodo más alta para perforar la zona de gas cerca del tope de la estructura que cierra el contacto gas-agua (BOURGOYNE *et al.*, 1991).

El movimiento del fluido acompaña la compactación, en respuesta a cambios en los esfuerzos que actúan según la compresión del sedimento. La rata del flujo de fluidos depende de la respuesta de la presión del fluido y de la permeabilidad del sedimento. Sedimentos de baja permeabilidad, los cuales facilitan la generación de

sobrepresiones y las retienen por largos periodos de tiempo, son frecuentemente encontrados en escenarios de cuencas más profundas y más antiguas.

En resumen, las diferencias de presión dan explicación de la rata y dirección del flujo de fluido en cuencas sedimentarias, las cuales pueden tener influencia en la estructura, sedimentología y diagénesis, así como trampa de hidrocarburos.

3.1.4 Esfuerzo Químico

El esfuerzo químico se relaciona con el efecto diagenético, que es inducido por el incremento volumétrico del agua libre en sedimentos con baja permeabilidad (BURST, 1969).

Aunque este mecanismo ha sido estudiado por OSBORNE & SWARBRICK (1996), quienes concluyen que menos del 5% del régimen total de presión generado en sedimentos subcompactados pueden dar explicación a la diagénesis de las arcillas. El efecto del esfuerzo químico en el desarrollo de la sobrepresión es muy complejo y por lo tanto muy poco estudiado.

- Efectos Diagenéticos

Se refiere a la generación de agua en el espacio poroso de la roca, lo cual, puede en algunas ocasiones conllevar a zonas con geopresión (regional o local) bajo condiciones adecuadas. Pueden ocurrir varios cambios de facies como, Alteración de Esmeclita - Illita (E/I) en un sistema de intercalaciones de capas de arcilla compuesta de (E/I), Conversión de Yeso y Anhidrita y Deshidratación de Serpentinita.

Cada uno de estos cambios de facies conduce a producir agua en los espacios porales de la roca, ya que produce bajas permeabilidades, lo cual conlleva a que el agua no pueda conducirse a través de un sistema de poros rápidamente, llevando a que se manifiesten presiones anormales cuando se presentan estas condiciones.

Uno de los cambios de fases diagenéticas más importante y prevaleciente es el de la transformación de la esmectita (normalmente asociadas a hinchamiento de arcillas) a illita (mica sedimentaria) denominado como E/I (Figura 30). El agua contenida en el poro es expelida durante la compactación de la montmorillonita; el agua encerrada dentro de la estructura intercapa del shale (agua de hidratación) tiende a ser retenida durante mas tiempo. Después de alcanzar una profundidad a la cual la temperatura presente es de 93°C a 150°C, la montmorillonita expele el agua de hidratación completamente y se convierte en illita. Cuando la permeabilidad de los sedimentos es demasiado baja, el agua que se encuentra dentro de la estructura intercapa del shale no puede salir y se desarrollan presiones anormales.

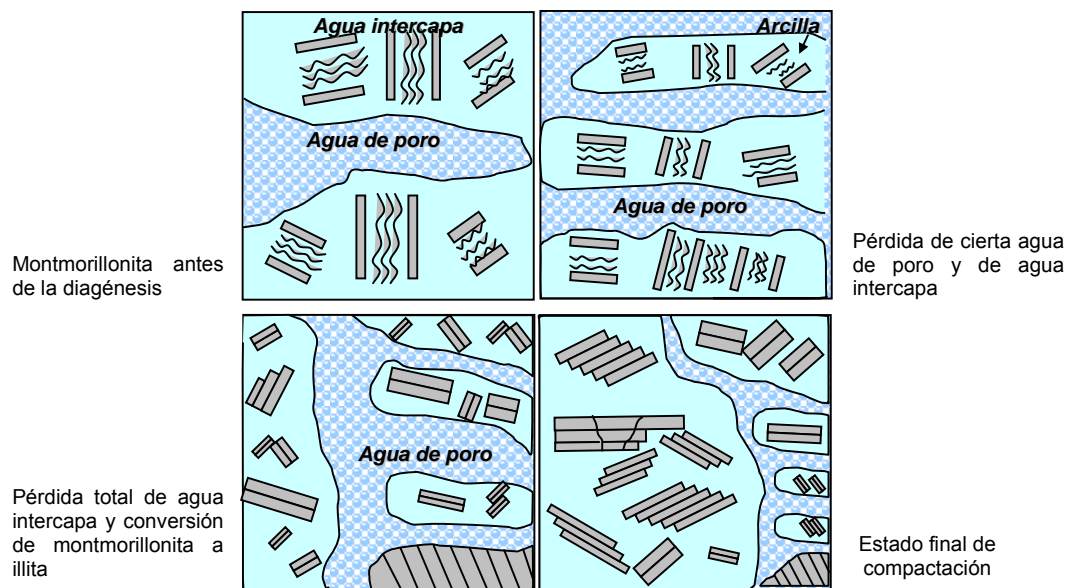
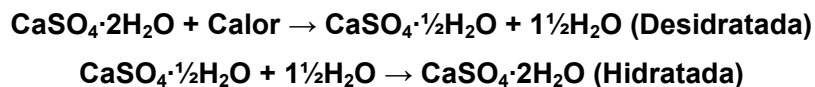


Figura 30. Efectos diagenéticos de las arcillas. Tomado de BOURGOYNE *et al.*, (1991).

Este proceso es caracterizado por la siguiente reacción:



La precipitación de minerales también causa barreras de permeabilidad en otros tipos de roca. Después de la pérdida de agua, el $(\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O})$ se convertirá en anhidrita (CaSO_4) , una evaporita extremadamente impermeable.



Las evaporitas son casi totalmente impermeables lo cual puede resultar en sedimentos con presiones anormales por debajo de ellas.

3.1.5 Otras Causas

- *Osmosis*

Cuando dos soluciones de diferente concentración están separadas por una membrana semipermeable, el solvente de la solución de menor concentración tiende a pasar a la solución de mayor concentración (Figura 31).

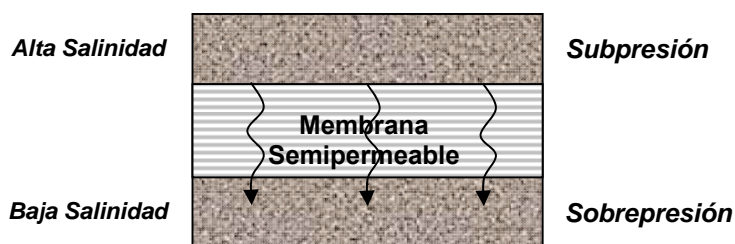


Figura 31. Flujo Osmótico. Tomado de OSBORNE *et al.*, (1997)

En los shales, la ósmosis es el proceso por medio del cual el agua puede migrar a través de los poros entre dos puntos de diferentes actividades, mientras que los iones hidratados no pueden ó están substancialmente impedidos (FAM, 1998). Si la ósmosis se presenta, se dice que el medio poroso se comporta como una membrana “semipermeable” (debido a su tamaño de poro muy pequeño, y a la superposición de campos eléctricos de las paletas de la arcilla), donde la dirección de flujo depende principalmente de la actividad de la fase acuosa en el lodo y en los poros de shale.

Varias publicaciones proponen que la presión osmótica puede ser generada por iones de aguas más salinas y menos salinas. Existen procedimientos que muestran

que la presión osmótica puede generar sobrepresiones. Por ejemplo; los excesos de presión pueden ser del orden de 1500 psi con una salinidad diferente de 100000 ppm NaCl entre dos formaciones. Esas presiones, sin embargo, no son suficientemente altas para producir gradientes altos de alrededor de 0.6 psi/ft que son comunes de profundidades sobrepresionadas. De esta manera se infiere que la presión osmótica no contribuye grandemente a la generación de niveles altos de sobrepresión (POSTON & BERG, 1997).

4. PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

En décadas pasadas, hubo un incremento tecnológico con el fin de determinar las presiones de formación. En la planeación de un pozo se deben tener en cuenta una serie de aspectos como: el conocimiento geológico y la experiencia que se tengan del área, la seguridad en el diseño de los programas de *tuberías de revestimiento* y de lodo, entre otros. Además, una de las tareas más importantes de los operadores es que deben estar en capacidad de predecir las presiones de las formaciones con cierto grado de certidumbre y predecir gradientes de fractura. Así mismo es necesario tener conocimiento de la presión de sobrecarga y las presiones de los fluidos en la formación, para seleccionar la hidráulica necesaria que deben aplicar a los fluidos de perforación. Este estudio de la geomecánica origina en sí, una discusión en el campo de la mecánica de rocas y el comportamiento de los fluidos en la naturaleza.

Al evaluar las características geológicas de un área, es necesario tener en cuenta tanto las rocas que contienen petróleo y todas aquellas que son atravesadas hasta llegar al reservorio. Es claro así, que al perforar un pozo actúan simultáneamente la presión de sobrecarga, hidrostática y de formación.

4.1 INESTABILIDAD DE LOS SHALES

La experiencia muestra claramente que los problemas de perforación no están igualmente distribuidos en las diferentes litologías. Las formaciones de *shales* son más propensas a causar problemas. La mayoría de las formaciones superiores al yacimiento son formaciones con alto contenido de *shales* y gran parte de las perforaciones tiene lugar en este tipo de litología.

Los shales por sí solos forman el 60% de la sección sedimentaria de la tierra y constituyen el 75% de las formaciones en la mayoría de los pozos perforados,

además son los responsables del 90% de los problemas de inestabilidad que conllevan a elevados costos durante la perforación. El costo de estos problemas es cercano a los 500 millones de dólares por año (HUANG, 1996). Estos problemas son causados principalmente por el desbalance creado entre la resistencia de la roca y el estado de esfuerzos cuando se perfora un pozo.

La inestabilidad en shales puede ser causada por dos mecanismos durante la perforación, ya sea por la interacción del fluido de perforación o por los altos esfuerzos de la formación rocosa. La mayoría de las perforaciones en el mundo se hacen en shales y son éstas las responsables de cerca del 90% de casos de inestabilidad y problemas asociados con operaciones de perforación. Los casos de inestabilidades de pozos perforados a través de shales han sido reportados en la literatura por seis décadas (HALBOUTY & KALDENBACH, 1938). Es de gran ayuda técnica y económica poder identificar el origen correcto de estos problemas con el fin de aplicar una solución acertada. Hoy en día, el incremento de en la perforación de pozos direccionales y la eliminación de fluidos base aceite, han impuesto grandes dificultades técnicas y elevados costos operacionales para controlar las inestabilidades del pozo. Al mismo tiempo, la profundidad, inclinación, tiempo de exposición de los shales, han introducido una demanda extra sobre el conocimiento de cómo reaccionará a través del tiempo junto al fluido de perforación (FRYDMAN & DA FONTOURA, 2001).

4.2 ESFUERZO EFECTIVO

El concepto de esfuerzo efectivo fue introducido para rocas saturadas por Terzaghi, (1923), en trabajos de campo experimentales en suelos, donde estableció los siguientes argumentos (Fjaer 1992):

- Si los esfuerzos hidrostáticos externos $\sigma_1=\sigma_2=\sigma_3$ y la presión de poro son incrementados en la misma cantidad hay un cambio despreciable en el volumen del material.

- Un Incremento de la presión de confinamiento (o hidrostática externa) produce el mismo cambio de volumen en el material, que la reducción de la presión de poro en la misma cantidad.
- La resistencia de corte depende solamente de la diferencia entre el esfuerzo normal y la presión de poro.

Generalmente, los métodos de predicción de la presión de poro están basados en la ecuación de esfuerzo efectivo de Terzagui:

$$\sigma_v' = S + \alpha P \quad (3)$$

Donde: P = Presión de poro (psi)

S = Esfuerzo vertical u overburden (sobrecarga) (psi).

σ_v' = Esfuerzo vertical efectivo o esfuerzo de matriz (psi).

La ecuación (3) fue planteada por Terzaghi donde asumió un Biot $\alpha = 1$. Mas sin embargo, para suelos está es una suposición razonable, pero su desviación de uno ($\alpha = 1$) debe ser considerado para rocas.

Biot (1941) derivó la teoría poroelástica en el intento de modelar la consolidación de estratos de suelo saturados. El problema fue resuelto inicialmente por Terzaghi en 1923 como un problema unidimensional. La extensión al caso multidimensional fue formulado y resuelto por Rendulic (1936), despreciando la compatibilidad de deformación en el esqueleto sólido (Cheng, 1988).

El coeficiente de Biot α se interpreta (de la ley de esfuerzos efectivos, Terzaghi) como la efectividad de la presión de poro para contrarrestar la carga aplicada. Este coeficiente se encuentra en un rango de cero a uno (0-1), se aproxima a uno en los yacimientos no consolidados donde los poros son mucho más compresibles que el esqueleto de grano. El rango normal para el coeficiente de Biot en los yacimientos está de 0.19 a 0.85. (MORA y VILLADIEGO, 2005)

La connotación física de la ley de esfuerzos efectivos, expresa que “el esqueleto sólido del material soporta sólo una parte del esfuerzo total externo S , mientras la presión del fluido aporta αP , para contrarrestar la parte restante del esfuerzo total. La otra parte de la presión de poro $(1-\alpha)P$, se disipa en esfuerzos internos en el sólido. (Figura 32).

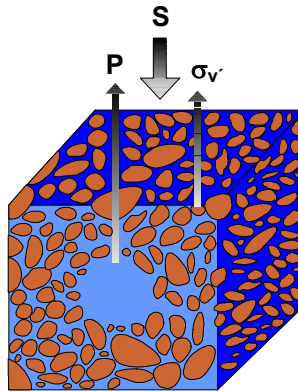


Figura 32. Concepto del esfuerzo efectivo de Terzagui. Tomado de WARD, (2004)

La roca, incluyendo su espacio poroso sufre una compactación a causa de la compresión ejercida por la presión de confinamiento, lo cual traerá consigo un incremento de la presión del fluido que ocupa los poros.

4.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN

Normalmente en los cálculos se mantiene un gradiente de presión de poro constante, dado este por el peso de la columna de fluido desde la formación a la superficie. De tal forma que un gradiente de P_o normal está dado por la densidad del agua salada (agua de mar) y está en el rango típico de 0.447 – 0.465 psi/ft (FJAER et al., 1992). Altas presiones en un yacimiento pueden conducir a que el campo sea más productivo, pero la verdad es que cuando se tienen zonas con alta presión, o sobrepresionadas, se consideran de un alto riesgo durante la perforación.

Uno de los problemas frecuentes en la perforación son los shales sobrepresionados; debido a la baja permeabilidad de las arcillas desarrollada cuando estas son compactadas. Un gran espesor de arcilla no será capaz de fluir a la misma tasa en que

esta es compactada. Asimismo los cuerpos de arena que están limitados o son adyacentes a capas de arcilla serán también presurizadas. Actividades tectónicas, cuerpos de sal, otros, pueden también resultar en presiones de poro anormales.

Cuando los esfuerzos efectivos son incrementados, la roca se vuelve más resistente. Esto es causado por un incremento de la fricción entre los granos mientras que el esfuerzo efectivo se incrementa. Si la presión de poro es incrementada dentro de la roca, el esfuerzo efectivo es reducido y de esta forma la resistencia de la roca es reducida. Es posible pensar que la alta presión de poro separa los granos y de esta forma se disminuye la fricción entre los granos.

4.3.1 Presión de poro normal o hidrostática

Puede ser definida como la presión contenida en los poros de la roca producida por la columna hidrostática del agua que va desde la superficie hasta la profundidad considerada (Figura 33).

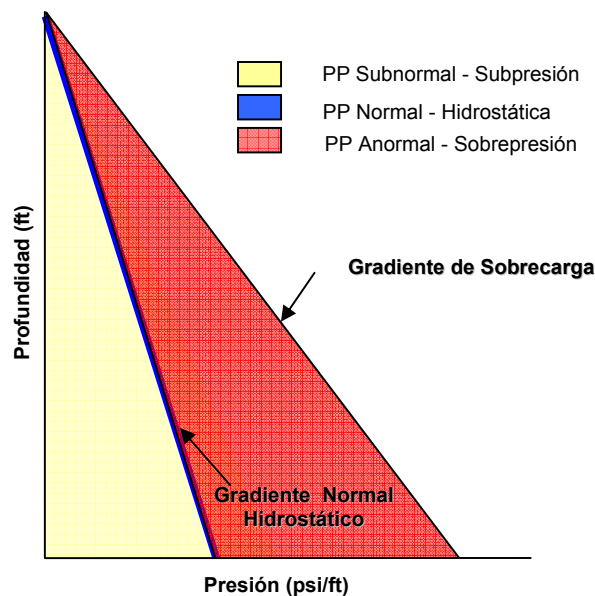


Figura 33. Clasificación de la Presión de Poro. Tomado de MOUCHET & MITCHELL (1989).

Al depositarse capa tras capa, el peso de los sedimentos de la capa infrayacente compactada de manera normal, soporta el peso de las capas superiores. Cuando esta compactación ocurre, el agua asociada a los sedimentos empuja hacia fuera y encuentra caminos que la regresan a la superficie o al fondo del mar. La sola presión de ese fluido tiene su propio peso: presión hidrostática, estática o hidrostática (MOUCHET 1989).

El agua connata que compone una columna de agua dulce producida en ambientes de depositación continental, pesa aproximadamente 8,33 ppg, ejerce una presión de 0,433 psi/ft ($0,052 \cdot 8,33$) y tiene una gravedad específica de 1.0 y se cataloga como agua fresca. Si el agua de la columna está afectada por la concentración de sólidos disueltos, producida en ambientes de depositación marina, por ejemplo, en una concentración de 80000 ppm de NaCl, el peso será aproximadamente 8,94 ppg, ejercería una presión 0,485 psi/ft ($0,052 \cdot 8,94$) y tendría una gravedad específica de 1.073 ($8.94/8.33$).

La presión puede ser clasificada como anormal y/o subnormal. Por esta razón la presión de formación puede ser calculada usando la ecuación 4:

$$p = 0,052 \rho D + p_o \quad (4)$$

Donde:

D = Profundidad

ρ = Densidad

p_o = Presión normal hidrostática.

El valor de la constante hidrostática 0,052 resulta de considerar el volumen de 7,48 de un fluido de 1 lb por galón de densidad (ppg), ejerciendo presión sobre la base de un cubo de 12 pulgadas cuadradas, así (ecuación 5):

$$K = \frac{1 \text{ ppg} * 7,48 \text{ g} / \text{ft}^2}{144 \text{ in}^2} = 0,052 \quad (5)$$

Este número resulta también de dividir 0,433 psi/ft (presión ejercida por una columna de agua) entre 8,33 ppg (densidad del fluido). Luego una columna de fluido de cualquier densidad ejerce una presión de 0,052 psi/ft x ppg. Además, 0,433 psi/ft equivale a 1g/cm³.

Si se tiene un pozo de 9300 pies de profundidad y un fluido de perforación de 11.5 ppg, se tiene una presión hidrostática de:

$$P_h = 9300 \text{ ft} * 0.052 \text{ psi/ft} * 11.5 \text{ ppg} = \mathbf{5561,4 \text{ psi}}$$

Del estudio de la presión de formación de una cuenca se llega a conocer zonas de presiones anormales altas o subnormales. Entre las áreas subnormales pueden existir algunos gradientes de presión tan bajos como por ejemplo 0.348 psi/ft en el overburden, ya que en el reservorio pueden ser incluso más bajos que el anterior y es debido al depletamiento de la formación causado por la producción del pozo.

- Presión anormal de la formación

La *presión positiva anómala* (presión anormal, geopresión o sobrepresión), en donde la presión es supremamente mayor a la presión hidrostática y está limitada por la presión de sobrecarga (MOUCHET & MITCHELL 1989) (Figura 33).

Las presiones anormales de poro se encuentran localizadas en la mayor parte de las cuencas sedimentarias del mundo. Sus orígenes aún están en proceso de investigación, pero se han identificado en estas cuencas una serie de mecanismos geológicos que tienden a causar esta anomalía.

Las presiones de formaciones anormales o altas se deben a grandes cambios en el comportamiento de la roca en el subsuelo. En shales sobrepresionados, los cuales contienen agua presurizada, la densidad es baja y la porosidad es más alta que lo normal. La presión de formación puede ser un gran factor que afecte el éxito de las operaciones de perforación. Si la presión no es propiamente evaluada, puede llevar a problemas de perforación tales como pérdidas de circulación, reventones

(blowouts), pegas de tubería (stuck pipe), entre otros. Desafortunadamente, las presiones de formación pueden ser muy difíciles de cuantificar precisamente donde existan presiones inusuales o anormales. El proceso completo de la planeación del pozo, con pocas excepciones, es estimado con conocimiento de las presiones de formación. La presión es la base de muchos segmentos del plan de un pozo.

- Presión subnormal de la formación

La *presión negativa anómala* (o presión subnormal), en la cual la presión se encuentra por debajo de la presión hidrostática (Figura 33). Es poco usual encontrar formaciones con presiones subnormales, pero existe una causa muy común de este fenómeno y es cuando el reservorio aflora en superficie a una altitud más baja que la elevación a la cual es penetrado durante la perforación. Esto explicaría porque tales presiones subnormales son tan frecuentemente encontradas en áreas montañosas. Así mismo, la posición de la tabla de agua en relación a la superficie terrestre es una causa de presión normal, especialmente en áreas áridas.

- Zona de transición

De acuerdo con las leyes hidrodinámicas el movimiento de los fluidos durante la compactación en una secuencia de arena-shale se efectúa, de zonas potenciales altas hacia áreas zonas potenciales bajas, es decir, en el caso de zonas sobrepresurizadas, los fluidos tienden a moverse a lo largo de formaciones a zonas de presión más bajas.

Si existe un sello entre las dos zonas de diferente potencial, se previene cualquier comunicación entre ellas y mostraría un cambio abrupto en las condiciones de presión (Figura 34a). De otro lado, si el sello no es perfecto, los fluidos escaparán llevando consigo una difusión parcial de presión en la parte superior de la secuencia sobrepresurizada. Tal intervalo muestra un cambio gradual en la presión de formación de anormal a hidrostática, y es usualmente llamada como *Zona de Transición* (Figura 34b). Consiste de una capa rocosa de baja permeabilidad, normalmente shale, donde el gradiente de presión cambia de normal a anormal. La

detección de la profundidad a la cual esta desviación ocurre es crítica para evitar situaciones riesgosas. Sin embargo, es más fácil detectar sobrepresiones si la transición entre las zonas de presión es gradual. Lo cual significa que es más grueso el espesor de la zona de transición y por lo tanto será más fácil detectar las zonas de baja compactación. El espesor de este estrato puede variar de un par a cientos de metros.

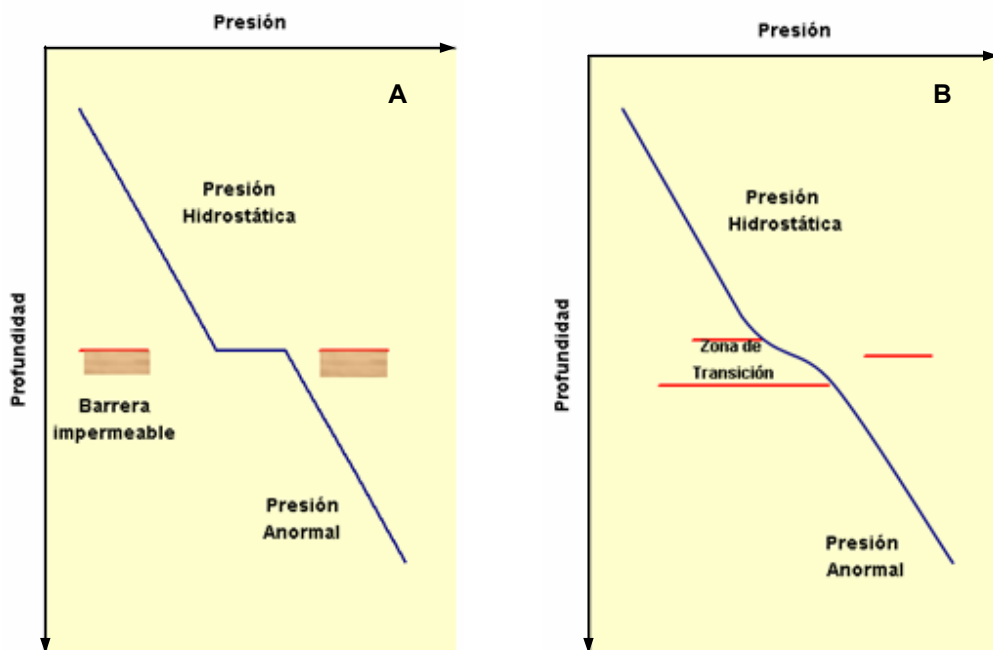


Figura 34. Cambios de presión – Zona de Transición. **A.** Presencia de un sello perfecto. **B.** Presencia de un sello no-perfecto. Tomado de MOUCHET & MITCHELL, (1989).

4.4 ESFUERZO DE SOBRECARGA

El gradiente de esfuerzo de sobrecarga (S), es igual al peso total de los materiales suprayacentes a una formación, punto o roca en particular, ejercida en dirección vertical hacia abajo, siendo equilibrado por el peso combinado de la roca matriz, más los fluidos que están entrapados en ella (agua, hidrocarburos, etc.), los cuales ejercen presión sobre la formación de interés.

Para calcular el esfuerzo vertical o sobrecarga (S) a cualquier profundidad, se debe

primero separar la columna en intervalos individuales. Posteriormente se hace un estimado de la densidad volumétrica de los intervalos individuales. Las densidades volumétricas varían con la profundidad debido a la variación en los tipos de roca e historias deposicionales. El espesor de los intervalos debe por lo tanto ser escogido de tal manera que se pueda usar una densidad volumétrica que represente el intervalo completo, o utilizando la distancia entre las mediciones en caso de un registro continuo. El esfuerzo de overburden para cada intervalo se calcula mediante la ecuación (6).

$$S = \sum_n \rho * \Delta H * 0,433 \quad (6)$$

Donde:

- S = Esfuerzo vertical u overburden (psi)
- ρ = Densidad volumétrica promedio (g/cm³)
- ΔH = Espesor del intervalo (pies)
- 0,433 = Factor de conversión de unidades de g/cm³ a psi/pie
- n = Número de intervalos

Por ejemplo, si se considera un intervalo que tiene un espesor de 600 pies y se estima que los sedimentos contenidos en este intervalo tienen una densidad volumétrica promedio de 1,80 g/cc. La presión de overburden del intervalo se calcula así:

$$S = 1.80 \text{ g/cc} * 600 \text{ ft} * 0,433 \text{ psi/ft} * \text{ppg} = \mathbf{467,6 \text{ psi}}$$

El esfuerzo de sobrecarga a cualquier profundidad es el esfuerzo total ejercido por toda la columna litostática. Este esfuerzo a una profundidad dada puede por lo tanto ser calculada sumando todas los esfuerzos de los intervalos individuales a la profundidad de interés.

Por ejemplo, si uno quisiera saber el esfuerzo de sobrecarga a 1100 pies, teniendo en cuenta que el primer intervalo de 600 pies tiene un esfuerzo de sobrecarga de

467,6 psi, entonces la longitud del segundo intervalo sería:

$$\Delta H = 1100\text{pies} - 600\text{pies} = 500\text{pies}$$

Si éste segundo intervalo tiene una densidad volumétrica de 1,85 g/cc, entonces el esfuerzo de sobrecarga para el intervalo de 500 pies se calcula de la siguiente manera:

$$S = 1.85\text{g/cc} * 500\text{pies} * 0,433\text{psi/ft} * \text{ppg} = \mathbf{400,6\text{psi}}$$

El esfuerzo de sobrecarga a 1100 pies se calcula sumando los dos esfuerzos de overburden individuales:

$$S = 467,6\text{psi} + 400,6\text{psi} = 868,16\text{psi}$$

Las densidades volumétricas se obtienen generalmente de registros de densidad, sin embargo también se pueden estimar de datos de velocidades sísmicas, registros sónicos, o también se pueden obtener midiéndolas directamente de los rípos de perforación.

Generalmente se usa más el gradiente de sobrecarga que el esfuerzo de sobrecarga. El gradiente de sobrecarga se puede calcular dividiendo el esfuerzo de sobrecarga por la profundidad vertical específica. Por ejemplo el gradiente de overburden a 1100 pies se calcula así:

$$s = \frac{868,16\text{psi}}{1100\text{pies}} = 0,789\text{psi/pie}$$

Para determinar el gradiente de sobrecarga se pueden emplear tres métodos. La validez de estos métodos depende de la cantidad y la calidad de los datos disponibles para el análisis.

4.4.1 Primer Método

Es el más directo, ya que determina el gradiente de esfuerzo de sobrecarga a partir de la integración del registro de densidad con la profundidad. A continuación se presenta la ecuación base para llevar a cabo dicho cálculo:

$$s_v = g \left[\int_0^b \rho_{sea} * dz + \int_b^z \rho_b * dz \right] \quad (7)$$

Donde ρ_b es la densidad reportada en el registro RHOB. Cuando no se dispone de un registro RHOB para toda la profundidad, una de las alternativas es definir un registro sintético, para lo cual se debe determinar un valor promedio de densidad de matriz (segundo método).

4.4.2 Segundo Método

Se basa en una aproximación promedio del peso de las capas suprayacentes a la capa analizada; esto se logra integrando la información obtenida de los registros de perforación, los informes diarios de geología (descripción litológica y petrofísica de los rípios de perforación), descripción litológica, petrofísica de corazones y datos promedio de densidad para cada componente litológico, utilizando la ecuación 6, mencionada anteriormente

Para calcular el esfuerzo vertical a una profundidad que involucre más de una clase de litología, se debe realizar el cálculo capa a capa y posteriormente efectuar la sumatoria de sobrecarga de cada una de estas. Es importante recordar que la precisión de las densidades volumétricas deben ser obtenidas en el orden de que el gradiente de sobrecarga sea lo más preciso posible y que todas las litologías presentes en las formaciones sean consideradas. La Tabla 2 muestra las densidades utilizadas para las diferentes litologías presentes, suponiendo una composición 100 por ciento.

Tabla 2. Densidad de las litologías.

Litología	Densidad Kg/m³
Agua fresca	1.00
Agua salada	1.15
Anhidrita	2.98
Arcilla	2.68
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Carbón	1.30
Dolomita	2.87
Limolita	2.55
Petróleo	0.80
Yeso	2.35

Debido a que los valores de densidad mostrados en la anterior tabla son densidades de matriz, es necesario corregirlos por porosidad y densidad del fluido usando la siguiente ecuación (8):

$$S = 0.433 * (1 - \phi) * \rho_b + 0.433 * \phi * \rho_f \quad (8)$$

Donde:

ϕ Es la porosidad de la roca, asumiendo que está llena de fluido completamente, ρ_b es la densidad promedio de los sedimentos ubicados por encima de la profundidad de interés, y ρ_f es la densidad del fluido.

4.4.4 Tercer Método

Muchos modelamientos e interpretaciones sísmicas requieren como mínimo la velocidad de onda P, V_p , velocidad de onda S, V_s , y la densidad volumétrica ρ_b .

Este método es muy aceptable y útil cuando no se tienen datos del registro de densidad. La metodología se basa en las relaciones empíricas de Gardner y se recomienda para una mayor precisión en los resultados, hacer una relación entre la velocidad y densidad con cada una de las formaciones para obtener coeficientes reales de la zona de estudio.

Castagna *et al* (1993) resume estas relaciones de Gardner, de la siguiente manera:

La densidad es un simple promedio volumétrico de la roca y está cercanamente relacionada a la porosidad por la siguiente ecuación:

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_o + \phi\rho_{fi}$$

Donde: ρ_b = Densidad de los granos minerales; ρ_{fi} = Densidad del fluido del poro;
 ϕ = Porosidad

La velocidad a menudo no es relacionada con la porosidad (y por consiguiente con la densidad). Las fracturas y fallas pueden disminuir sustancialmente la velocidad de onda P y de onda S, incluso, se piensa que las fracturas pueden tener una porosidad cercana a cero. Las relaciones de velocidad-porosidad pueden ser mejoradas por la saturación del fluido y las altas presiones efectivas, en las cuales ambas minimizan el efecto de estas fracturas. De manera que las relaciones de velocidad-densidad son más confiables bajo altas presiones efectivas y saturaciones del fluido (MAVKO *et al.* 2001).

Tabla 3. Formas polinomiales y exponenciales de Gardner *et al* (1974) de las relaciones entre la velocidad y densidad presentadas por Castagna *et al* (1993). Las unidades están en Km/s y g/cm³, para velocidad y densidad, respectivamente. Tomado de MAVKO *et al.* (2001).

Coeficientes para la ecuación $\rho_b = aVp^2 + bVp + c$				
Litología	a	b	c	Rango de Vp (Km/s)
Shale	-0,0261	0,373	1,458	1.5 – 5.0
Arenisca	-0,0115	0,261	1,515	1.5 – 6.0
Caliza	-0,0296	0,461	0,963	3.5 – 6.4
Dolomita	-0,0235	0,390	1,242	4.5 – 7.1
Anhidrita	-0,0203	0,321	1,732	4.6 – 7.4

Coeficientes para la ecuación $\rho_b = dVp^f$			
Litología	d	f	Rango de Vp (Km/s)
Shale	1,75	0,265	1.5 – 5.0
Arenisca	1,66	0,261	1.5 – 6.0
Caliza	1,50	0,225	3.5 – 6.4
Dolomita	1,74	0,252	4.5 – 7.1
Anhidrita	2,19	0,160	4.6 – 7.4

Estas velocidades de onda P son obtenidas a partir de las profundidades y tiempos dados en el registro VSP. De esta forma tenemos una velocidad P, la cual es reemplazada en la ecuación respectiva mostrada en la tabla anterior para así obtener la densidad. Teniendo esta densidad y conociendo el espesor, se puede calcular el esfuerzo vertical ejercido por las capas suprayacentes como se muestra en la ecuación 6.

4.5 REGISTROS Y PERFILES

Considerando las geopresiones de las formaciones atravesadas en la perforación de un pozo, ya se ha mencionado varios métodos para predecir la presión de poro antes, durante y después de la perforación.

En este trabajo se presenta el análisis de presión de poro a partir de los parámetros de perforación, así como la comparación con un registro sísmico sintético generado a partir de VSP. Cabe resaltar que los perfiles eléctricos se les denominan registros y a los de perforación, simplemente perfiles.

El registro eléctrico data de mayor tiempo, frente al perfil de perforación y se basa en distinguir la resistividad eléctrica, potenciales electro-químicos naturales, velocidad del sonido, radioactividad natural, temperatura y otros parámetros conducidos en la geología, mientras que los de perforación, tienen que ver con la perforación propiamente dicha.

4.5.1 Registros Eléctricos

Este tipo de registros permite de actualizar de manera continua las características eléctricas de las formaciones, respecto a su profundidad.

Es compleja la identificación de los shales después de perforado un pozo ya que los valores tomados deben ser considerados como shales limpios, diferenciados por cualquier otro tipo de litología y de esta manera tener valores de resistividad, conductividad, tiempo de tránsito, etc., que sean representativos.

Las interpretaciones de los registros sínicos y de resistividad realizadas durante la perforación, proporcionan valiosa información acerca de las formaciones. Si bien el lodo o los recortes pueden tardar horas en circular hasta la superficie, las herramientas sínicas y de resistividad tienen un retardo respecto de la barrena de aproximadamente 30 minutos a velocidades de perforación típicas. Ambas herramientas predicen la presión de poro y el gradiente de fractura en base a un modelo geomecánico a lo largo de una trayectoria. El mejor de los dos es el sínico, ya que no está afectado por la temperatura y la salinidad de la formación. La idea principal de los registros es que el operario calibra el modelo durante la perforación, comparando las predicciones con las pruebas de fugas (tomadas después que el revestimiento se fija y se comienza a perforar) y con las presiones de poro en zonas permeables, obtenidas utilizando las mediciones directas como MDT, RFT, entre otras (OLAYA, 2004).

- Registro de Resistividad

Los registros de resistividad adquiridos a pozo abierto todavía son las mediciones más comúnmente utilizadas para evaluar las saturaciones de los yacimientos y distinguir las zonas que contienen hidrocarburos de las que contienen agua.

Consiste de un dispositivo con electrodos que miden las diferencias de voltaje que se crean cuando una corriente emitida fluye hacia la formación alrededor del pozo; puede ser de varios tamaños y arreglos. Para que haya una circulación de corriente

entre electrodos y formación, la sonda debe ser corrida en lodos que contengan lodo o agua conductores de electricidad.

Las arcillas y shales son impermeables aunque con altas porosidades y son uniformes a lo largo de toda la formación. Están impregnadas con aguas capilares de alta salinidad, lo que da una resistividad baja a lo largo y ancho del intervalo. Los valores oscilan entre 0.2 ohm-m hasta unos pocos ohm-m. Las rocas compactas e impermeables (tales como la anhidrita, sal, formaciones calcáreas densas y ciertas clases de carbón) son totalmente resistivas debido al bajo contenido de agua intersticial.

Entre tanto, las rocas porosas permeables, tales como las arenas, presentan resistividades con variaciones de magnitud muy amplia, dependiendo del fluido que contengan. Las arenas pueden ser muy conductivas si el fluido es agua salada, o muy resistivas si la formación contiene grandes cantidades de petróleo o gas.

En el caso del Piedemonte Llanero Colombiano, este tipo de registro no fue utilizado para determinar la presión de poro, ya que como se menciona atrás, este es susceptible a los fluidos presentes en la formación y la salinidad, por consiguiente, los valores obtenidos se pueden ver enmascarados por estos factores. Además, al igual que el registro sísmico, este tipo de registro solo es corrido a través de las zonas de interés lo que dificulta su utilidad para nuestro objetivo.

- Registro de Conductividad

Algunas veces es más fácil pensar y hablar en términos de conductividad en lugar de resistividad. El factor cuantitativo principal para tomar en cuenta, es que, a una gran conductividad corresponde una pequeña resistividad.

La conductividad en rocas sedimentarias se diferencia de la conductividad en metales y de ciertos minerales metálicos por el hecho de que en las rocas sedimentarias la conducción se debe a movimiento de iones mientras en los metales se debe al movimiento de los electrones libres en la estructura.

Recíproco a la resistividad de las formaciones mediante corrientes alternas inducidas. Por ser un método electro-magnético, se usan bobinas aisladas en cambio de electrodos, para energizar las formaciones. El de inducción (conductividad) es el más exacto de los métodos de resistividad. Es especialmente ventajoso en lodos base aceite o agua dulce a diferencia del latero Log (resistivo) en lodos de agua salada. En pozos perforados con aire en lugar de lodo y en pozos perforados por percusión es el único método a medir resistividades.






De igual forma no fue utilizado para los respectivos análisis, debido a la falta de datos a través del overburden.

- Registro Sónico

Inventado en 1952, emite pulsos de 20 hz a medida que asciende dentro del pozo. Normalmente se registra como tiempo de tránsito en un intervalo de un pie. Al integrar la curva de Interval Transit Time se puede construir una función tiempo vs profundidad.

Es el registro que determina cual es el tiempo de tránsito de la onda de sonido en una dirección vertical en la vecindad del pozo, es decir, es el valor recíproco de la velocidad sónica longitudinal en la formación y depende de la litología y porosidad de una formación.

Este registro se recomienda en el overburden del pozo, debido a que puede usar los siguientes factores que permitan ayudar a mejorar la estabilidad del pozo, lodo y diseños de cemento y los revestimientos.

-  Presión de Poro
-  Sísmica tiempo-profundidad
-  Detección de gas
-  Detección de fallas/fracturas
-  Propiedades mecánicas de las rocas

La herramienta como tal puede mejorar la información una vez se haya sentado el revestimiento, material de la perforación, material químico del revestimiento y un sistema de lodo formulado especialmente para la formación particular perforada.

Desventajas del Registro Sónico

1. Incapaz de medir velocidades menores que la velocidad del fluido de perforación (crítico en arenas con gas).
2. Comúnmente no es corrido en el overburden, sino en zona productora.
3. Es afectado por el estado del pozo (breakouts, washouts), daño de formación, absorción.
4. Mide pequeñas distancias a frecuencias ultrasónicas no comparables con la sísmica.
5. Para solventar estas desventajas se calibra con el Check Shot o VSP. (OLAYA, 2004)

- Registro de densidad

Se utiliza principalmente como perfil de porosidad. Además para el cálculo de la presión de sobrecarga de una formación es fundamental. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.

Errores en la interpretación en las presiones estimadas mediante este método se deben a la influencia de shales contaminados como shales calcáreos, shales limolíticos o shales arenosos.

Existen ciertas características que deben ser tomadas en cuenta en un registro de densidad:

- ✚ Este registro mide la densidad del electrón la cual está cercanamente relacionada a la densidad de la roca.

- ✚ La densidad de la matriz de los diferentes minerales varía e influye el registro de densidad.
- ✚ La densidad del fluido influye en el registro de densidad.

En consideración de los diferentes registros, es necesario observar algunas limitaciones o consideraciones que inducen a errores de interpretación, en evaluación de la presión de poros de la formación:

- ✚ El gas puede reducir la conductividad e incrementar la resistividad. Este fenómeno se ha notado, sólo en reservorios de gas o gas condensado, pero no en aceite o zonas de aguas de formación.
- ✚ Aunque los registros acústicos son muy buenos, se deben estimar los shales hinchables y huecos demasiados lavados, debido a que generan tiempos erróneamente altos, lo cual muestra presiones altas.
- ✚ Diferencias mineralógicas afectan el régimen acústico.
- ✚ En el registro de resistividad, el ensanchamiento del hueco afecta la lectura.

A continuación se presenta en la tabla 4 una comparación del comportamiento de los registros y presión de formación con la profundidad, sería:

Tabla 4. Cuadro comparativo del comportamiento de los registros y presión de poro con la profundidad.

Registro	Arena	Shale	Normal	Anormal
<i>Resistivo</i>	Aumenta	Disminuye	Aumenta	Disminuye
<i>Conductivo</i>	Disminuye	Aumenta	Disminuye	Aumenta
<i>Sónico</i>	Aumenta	Disminuye	Disminuye	Aumenta
<i>Densidad</i>	Aumenta	Disminuye	Aumenta	Disminuye

4.5.6 Perfiles de perforación

Es un registro que se toma a medida que la perforación se está efectuando, permitiendo establecer durante la perforación, el comportamiento que las formaciones perforadas presentan, evitando así los riesgos de pérdidas de circulación, pegadas de tubería, reventones, etc., además ayudan al geólogo del pozo a conocer zonas de transición, topes de formación, fallas, permeabilidad, porosidad y condiciones de presión de las formaciones.

- Perfil de densidad

Toda la teoría de detectar presiones anormales por una evidente disminución en la densidad de la lutita, se fundamenta en la idea de que la densidad aumenta con la profundidad bajo condiciones normales de compactación. A medida que la sedimentación ocurre, los shales se van compactando y el fluido que contienen se va liberando, debido a la presión de sobrecarga, por lo que la porosidad del shale va disminuyendo y la densidad va aumentando con la profundidad; sin embargo, puede ocurrir, que los fluidos quedan atrapados en el shale, por razones tales como insuficiencia de material, que haga el oficio de líneas de permeabilidad, soportando los fluidos las presiones ejercida por los estratos superiores, manteniendo una presión hidrodinámica sobre los estratos adyacentes, que en caso de poseer una buena permeabilidad, se convierten en reservorios de energía, lista para ser liberada abruptamente, si la presión del fluido de perforación se lo permite. Puesto que los fluidos quedan atrapados en el shale, su porosidad será mayor de lo normal, con lo cual, la densidad a esta profundidad será menor. Las desviaciones de densidad del shale de la tendencia normal de compactación, dan evidencias de zonas con presiones anormales, permitiendo así, conocer puntos adecuados para revestimientos mejor sentados y ayuda para evaluar mejor los yacimientos.

- Perfil de Conductividad

Este perfil se basa en el principio de la inducción electromagnética, utilizando instrumentos que pueden detectar pequeños cambios en el contenido electrolítico

del fluido de perforación. Las medidas se hacen del total de contenido iónico y no de uno sólo, como los cloruros. Por fortuna en fluidos de perforación el contenido del ión cloruro tienen un gran porcentaje en el contenido total de los iones.

- Otros perfiles

Otros perfiles que se pueden considerar como ayuda en la interpretación de la presión de poro de una formación, especialmente cuando son anormalmente altos: enumerados son: Temperatura, Contenido de gas, variación de cloruros y otros. En la Tabla 5 se muestra el comportamiento de los perfiles de acuerdo a los registros utilizados para determinar la presión de poro.

Tabla 5. Comportamiento de los parámetros contra la profundidad.

Parámetro	Normal	Anormal
Exponente "d"	Incrementa	Decrece
Resistividad	Incrementa	Decrece
Tiempo de Tránsito	Decrece	Incrementa
Conductividad	Decrece	Incrementa
Densidad	Decrece	Decrece
Rata de Penetración	Decrece	Incrementa

4.6 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES

Ellos pueden ser clasificados en métodos de detección y predicción. Los primeros son aquellos usados durante la perforación, mientras que los otros son aquellos usados durante la etapa de planeación o después de la perforación.

Las técnicas para estimar y detectar presiones de formaciones anormales son clasificadas como:

- ✚ Métodos predictivos. (Mediante datos obtenidos de pozos offset o datos sísmicos).
- ✚ Métodos de medición mientras se perfora (MWD).
- ✚ Métodos post-perforación (Registros de Pozo).

De esta manera las presiones de poro pueden ser estimadas usando métodos directos o indirectos. Las medidas de presión directa son hechas usando bombas de presión en el fondo del pozo, pruebas DST, y pruebas de formación repetidas (RFT). Los métodos indirectos usan registros de pozo y datos de perforación (métodos predictivos y de detección). Las mediciones directas no son continuas. Además, son raramente usadas para detectar zonas sobrepresurizadas debido a la dificultad de localizar zonas permeables en dichas secciones, riesgos de pega diferencial y altos costos de tiempo en el taladro y herramientas. Por esta razón los métodos indirectos son más usados.

La presión de poro (pp) puede ser evaluada durante cualquiera de las tres etapas de la perforación, es decir, antes, durante y después de la perforación del pozo (FALCAO, 2002).

4.6.1 Antes de la Perforación

Antes de la perforación, comúnmente en pozos de desarrollo, donde no hay información alguna disponible, la presión de formación puede ser inferida a través de análisis de estudios sísmicos. Uno método muy frecuente es el desarrollado por PENNEBAKER (1968) en 350 pozos perforados en secuencias clásticas de areniscas y shales del Terciario en el área deltaica del Golfo de México. En su estudio, Pennebacker concluye que cuando los valores sísmicos de tiempo de tránsito en áreas con gradiente de presión normal eran graficados contra la profundidad en una escala logarítmica, los puntos mostraban un decrecimiento de la tendencia normal respecto a la profundidad, representando una línea de tendencia de compactación normal. Cuando ocurrían cambios en esta tendencia, indicaba una zona de transición. La magnitud del cambio entre los puntos

observados y la tendencia normal le permitió estimar la presión de poro anormal. (FALCAO, 2002)

4.6.2 Durante la perforación

Existen muchos indicadores utilizados en Mud Logging e información LWD que puede ser usada para detectar cambios de geopresión durante la perforación. Los parámetros de perforación, tales como la tasa de penetración y el Exponente “d” pueden también ser usados para evaluar la presión de formación. En shales presionados normalmente, la tasa de penetración (ROP) se reduce con la profundidad debido a la compactación mientras en shales sobrepresurizados la ROP puede incrementar debido al incremento de la porosidad. Sin embargo, cuando la tasa de penetración no es suficiente para detectar alteraciones en la presión de poro, inmediatamente los cambios en los parámetros de perforación tales como WOB, RPM, etc., o cambios en la litología pueden también alterar la ROP.

4.6.3 Después de la perforación

Después de la perforación se tiene que evaluar las condiciones de presión de las formaciones a través de dos métodos: usando registros eléctricos y mediciones directas. El primero es basado en perfiles de registros eléctricos en shales tales como: sónicos, resistivos y conductivos.

Después de graficar, esos perfiles pueden ser analizados y a través de la tendencia normal, el valor numérico de la Pp puede ser evaluado con una mejor precisión que los métodos anteriores, asumiendo que la tendencia normal estuvo bien determinada. Las otras fuentes de información para obtener la Pp son las pruebas de formación (RFT, MDT y DST). Estos valores son los más confiables; sin embargo, ellos son obtenidos justamente en el reservorio.

En conclusión, a partir del punto de evaluación visto de la presión, la principal diferencia entre los dos métodos mencionados es que justo en el primer caso la Pp puede ser evaluada tanto para arenas como shales mientras que en el segundo caso, a pesar de ser mas preciso, puede ser adquirido justo en el reservorio. De

esta manera, los resultados de las pruebas RFT y DST pueden también ser empleados como una calibración, en la determinación de la tendencia normal, para métodos que usan perfiles eléctricos (YOSHIDA *et al*, 1996).

4.7 PRUEBAS DE PRESION DE FORMACIÓN

Una manera directa de obtener información sobre la presión de poro de una formación, es por medio de las pruebas directas de formación, por esta razón, se han desarrollado varias herramientas que permiten evaluar varias propiedades en el yacimiento entre estas la presión de poro. Estas herramientas se caracterizan por arrojar valores muy confiables, pero solo suelen aplicarse a reservorios y litologías tipo arenas.



Esta evaluación de formación posee varias ventajas como la capacidad de medir la presión y la obtención de muestras de fluidos, sin daño alguno en el revestimiento y la producción futura del pozo.

4.7.1 Probador Modular de la Dinámica de la Formación (MDT)

Esta es una herramienta desarrollada para la obtención de muestras de fluidos, pero posee un aspecto importante, tal como la medición de las presiones de formación en pozos abiertos (Figura 35).

Las pruebas de formación que se efectúan a través de la columna de perforación, se utilizan para medir la capacidad productiva, la presión, la permeabilidad y la extensión de un yacimiento, implican el aislamiento de la zona de interés con empacadores temporales. Cuando estos dispositivos quedan estáticos durante la operación se puede correr el riesgo de que se quede atascado en zonas sobrepresionadas del pozo (SCHLUMBERGER 2002).

Aplicaciones:

-  Medidas de la presión de formación e identificación del contacto de fluidos.
-  Muestreo de los fluidos de formación.

- ✚ Medidas de permeabilidad.
- ✚ Medidas de permeabilidad anisotrópica.
- ✚ Prueba Mini-drillsteam (DST) y valoración de productividad
- ✚ Pruebas del esfuerzo in-situ y minifracturas.



Figura 35. Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT. Tomado de: SCHLUMBERGER, (2002).

Dependiendo de los objetivos que se quieran con la herramienta, una prueba de esta magnitud puede durar menos de una hora, días o semanas, en el momento de la toma de éstas, se puede llegar a tener varios problemas, tales como atascamiento de la tubería, entre otros, cuando estos riesgos son demasiado altos, se prefiere bajar el revestidor para no realizar estas pruebas en pozos abiertos. Por esta razón, la obtención de muestras de fluidos y medición de las presiones en pozos recientemente entubados se convierte en una medida de mucho cuidado.

4.7.2 Multiprobador de Formaciones (RFT)

La herramienta RFT, es aplicable a pozos entubados, se perfora el revestimiento con una carga explosiva hueca (premoldeada). Pero tiene una limitante, pues no se

puede controlar la longitud del disparo, sin arrojar detalles del revestidor, tales como cementación, la presión y la litología de la formación.

Una de las facultades de este probador, es que se pueden obtener varios datos de presión de buena calidad, mientras que en el muestreo de fluidos este no es tan bueno, ya que no existe un control de medición de las propiedades de los fluidos antes del muestreo, ni tampoco de la caída de presión cuando se abre la válvula (BURGESS *et. al.* 2002).

4.7.3 Probador de la Dinámica de la Formación de Pozo Entubado (CHDT)

Esta es una nueva herramienta desarrollada por Schlumberger y el Instituto de Tecnología del Gas (GTI), para el desarrollo de nuevas tecnologías de evaluación de pozos entubados (Figura 36).

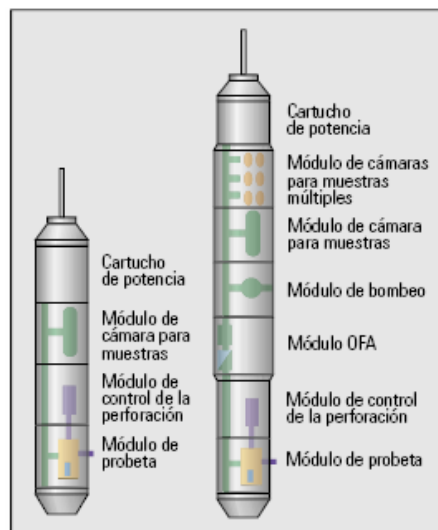


Figura 36. Combinación Herramienta CHDT. Tomado de BURGESS., *et. al.* (2002)

Esta se convierte en una herramienta que posee varias aplicaciones y facultades, tales como, pruebas de formación a través del revestimiento, capaz de medir múltiples datos de presión de formación, obtener muestras de fluidos de alta calidad, restablecer la integridad del revestimiento y taponar los orificios de prueba en un solo viaje. Sobresale, de las herramientas anteriores, ya que puede evaluar hasta seis zonas en una sola corrida.

4.8 MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

La mayoría de los métodos para detectar y estimar la presión de formación anormal, están basados en el principio de que las formaciones con presiones anormales tienden a ser menos compactadas y por lo tanto tienen una porosidad más alta que las formaciones similares con presión normal a la misma profundidad. Debido a lo anterior cualquier medida que refleje cambios en la porosidad de la formación puede ser usada para detectar presiones anormales. Generalmente un parámetro dependiente de la porosidad es medido y graficado como función de la profundidad como se muestra en la Figura 37.

Si la presión de la formación es normal, los parámetros dependientes de la porosidad tienen una tendencia que se pueda reconocer. Esto debido que al aumentar la profundidad, aumenta la compactación y por consiguiente la porosidad disminuye gradualmente.

Como se dijo anteriormente, en ingeniería de perforación los métodos usados para estimar la presión de la formación se puede separar en dos categorías: Métodos predictivos y métodos de detección. Los métodos de predicción de la presión de por velocidades sísmicas (tiempos de tránsito), registros de pozos offset historias de pozos. Los métodos de detección de la presión de poro normalmente usan parámetros de perforación, exponente "d" e información de registros de pozo (MWD/LWD) durante la perforación del pozo.

Posiblemente no existe una ecuación o método mágico, que pueda ser absolutamente aplicado en todo el mundo y bajo todas las condiciones, ya que todos los métodos están basados en datos empíricos. Estas bases empíricas conllevan a aplicar métodos individuales en áreas geográficamente específicas.

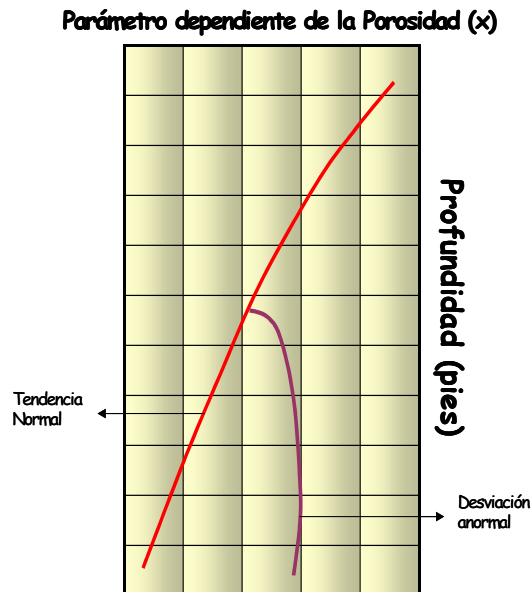


Figura 37. Ejemplo generalizado del efecto de la presión de poro sobre un parámetro dependiente de la porosidad.

Los métodos para predecir la presión de poro por el personal de perforación son los métodos de *Hottman y Johnson*, *profundidad equivalente* y el *Método de Eaton*. Estos métodos o variaciones de ellos son usados en la mayoría de compañías de servicios de petróleo.

Los primeros tres métodos son gráficos en los cuales usan valores de densidad, acústicos y eléctricos obtenidos de registros de pozo. Estos métodos están basados en el principio de que bajo condiciones normales la porosidad medida disminuye con la profundidad a lo largo de una tendencia normal. En formaciones con presiones anormales, la porosidad se desvía de la línea de tendencia normal. Durante un proceso de depositación normal, el esfuerzo de overburden aumenta cada vez que se depositan más sedimentos. El incremento del esfuerzo de overburden compacta la formación resultando en un decremento de la porosidad.

Los procesos de compactación ocurren cuando el agua es expelida del espacio poral y el esfuerzo de overburden es transferido desde el fluido de poro a la matriz de la roca. Las presiones anormales ocurren cuando no se le permite al fluido de

poro escapar, éste fenómeno por lo tanto impide la compactación. La retención de agua previene la compactación, por lo tanto, la porosidad no disminuye con la profundidad.

Las propiedades del shale medidas por varios registros de pozo están directamente relacionadas con la porosidad. Cuando estos valores se grafican como función de la profundidad, las secciones de presión normal siguen una tendencia a medida que la porosidad disminuye. Una desviación de los valores graficados de ésta tendencia normal puede indicar una presión anormal. Los tres métodos también pueden usar información sísmica transformando las velocidades sísmicas en tiempos de tránsito (YOSHIDA *et al*, 1996)

4.8.1 Método de Hottman y Johnson

En 1965, W. E. Wallace, relacionó empíricamente el grado de cambio en la resistividad del shale, al gradiente de presión de la formación. En ese año, HOTTMAN & JOHNSON descubren que la presión de fluidos de formación dentro del espacio poroso de shales, puede ser determinada usando datos obtenidos, de los perfiles acústicos y resistivos.

Jorden & Shirley, en 1966, desarrollaron la técnica de detección de presiones, partiendo de métodos utilizados para normalizar la rata de penetración, con relación a algunos parámetros de perforación, llegando al perfil del exponente "d". Básicamente, todos los métodos de estimación de la presión de formación, descansan en una o más propiedades del shale con respecto a la profundidad.

Éste método calcula la presión del fluido de poro usando registros acústicos y resistivos. La porosidad de la formación es anormalmente alta para una profundidad dada, si la compactación es baja. En este caso el aumento del esfuerzo de overburden debido a la depositación no es transferido a la matriz de la roca sino soportada por la presión del fluido contenido en el poro, resultando en presiones anormales. Las propiedades eléctricas y acústicas de los shales están directamente

relacionadas con la porosidad. Por lo tanto, si se miden estas propiedades se pueden hacer correlaciones representativas de la porosidad de la formación.

En formaciones someras y normalmente presurizadas, las resistividades medidas del shale aumentan con la profundidad a lo largo de una tendencia normal. El incremento en la resistividad medida del shale se debe a que la porosidad in situ de la formación disminuye durante los procesos de compactación normal. En una sección anormalmente presurizada, sucede una desviación de la resistividad medida del shale desde la tendencia normal. La línea de tendencia se desvía hacia valores de resistividad bajos debido al aumento de la porosidad. Cuando se usan registros acústicos, los tiempos de tránsito medidos disminuyen con la profundidad en una sección normalmente presurizada. En secciones anormalmente presurizadas los tiempos de tránsito medidos se desvían hacia valores más altos debido al incremento en la porosidad de la formación.

Hottman & Johnson hicieron la suposición de que en un shale anormalmente presurizado, la presión del fluido de poro es igual que la presión del fluido de poro de una formación adyacente aislada y permeable. Por lo tanto, si se estima la presión de poro del shale, también se puede estimar la presión de poro de una formación adyacente y permeable. HOTTMAN & JOHNSON desarrollaron una relación empírica entre las medidas de presión de formaciones permeables y la magnitud de la desviación (de la tendencia normal) de las resistividades y tiempos de tránsito medidas en shales adyacentes.

Cuando se usa la carta desarrollada para registros sínicos (Figura 38), la magnitud de la desviación es la diferencia entre los valores medidos del registro y el valor determinado por la línea de tendencia normal a la misma profundidad. La carta de resistividad difiere en que ésta está basada en la relación de las resistividades observadas y las resistividades predichas por la tendencia normal.

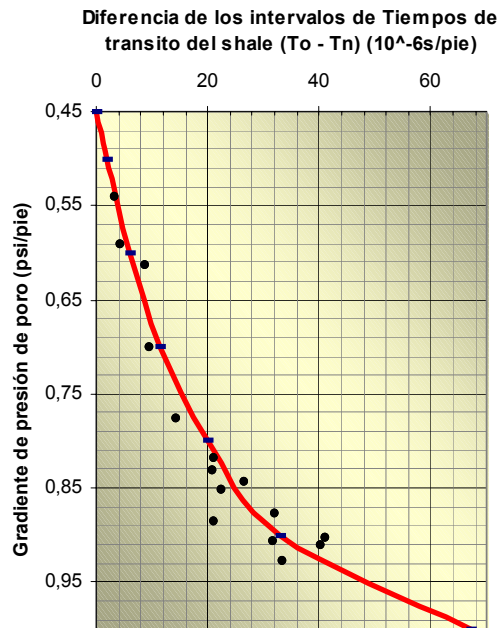


Figura 38. Relación de Hottman y Johnson entre la presión de poro de la formación y los tiempos de tránsito en el shale.

El primer paso en la aplicación de éste método es leer directamente de los registros de pozo, las resistividades del shale o los tiempos de tránsito en una formación delgada y limpia (al menos 20 pies de profundidad). Cada lectura del registro es graficada en papel semilogarítmico a cada profundidad correspondiente. Subsecuentemente se establece una línea de tendencia normal para una sección del pozo somera y normalmente presurizada. La línea normal se extrapola (se extiende) sobre toda la profundidad del pozo incluyendo las secciones anormalmente presurizadas. Usando la línea normal extendida, se lee directamente un valor de resistividad, o acústico, para cada correspondiente profundidad donde el registro fue tomado del shale. Dependiendo de cual registro fue usado, se calculan la diferencia o la relación entre los valores tomados del registro para una profundidad determinada, y los valores leídos de la línea de tendencia normal (YOSHIDA *et al*, 1996).

4.8.2 Método de la Profundidad Equivalente

Este método asume que el gradiente de esfuerzo de overburden es considerado 1psi/pie. En un medio ambiente normalmente presurizado, donde el gradiente hidrostático es 0,465 psi/pie; el gradiente de esfuerzo vertical efectivo se puede calcular usando la ecuación 11.

$$\sigma_v = 1(\text{psi} / \text{pie}) - 0,465(\text{psi} / \text{pie}) = 0,535(\text{psi} / \text{pie}) \quad (11)$$

El esfuerzo vertical efectivo en una sección normalmente presurizada se puede calcular entonces usando el gradiente calculado anteriormente de la siguiente manera. Ecuación 12:

$$\sigma_v = 0,535(\text{psi} / \text{pie}) * \text{Depth} \quad (12)$$

La compactación de sedimentos conlleva a un decremento en la porosidad de la formación. Cuando valores de registros de resistividad, conductividad y acústicos se grafican contra profundidad, se puede obtener una línea recta a través de los valores someros. Esta línea es llamada línea de tendencia normal.

Cuando ocurre depositación rápida de sedimentos, la formación es sellada lo cual previene que el fluido contenido en los poros escape. El incremento de la presión de overburden debe ser soportado por el fluido de poro y no por la matriz de la roca. Los sedimentos no pueden compactarse porque el fluido de poro no puede escapar. La porosidad de la formación por lo tanto no disminuye con la profundidad como se espera. Debido a estos fenómenos las propiedades eléctricas, acústicas y de densidad sufren pequeños cambios.

La profundidad somera a la cual los sedimentos contienen las mismas propiedades de la roca que sedimentos a mayor profundidad en una sección de presión anormal se le llama "profundidad equivalente". Una vez se ha determinado la profundidad

equivalente, entonces el esfuerzo de matriz a esa profundidad equivalente se calcula usando la ecuación 13.

El esfuerzo de matriz en una formación profunda y anormalmente presurizada, es el mismo que el esfuerzo de matriz a la “profundidad equivalente”, porque el incremento de la presión de overburden es soportado por el fluido de poro más no por la matriz de la roca. Por lo tanto, la presión de poro se determina calculando la diferencia entre la presión de overburden (a la profundidad de interés en la sección anormalmente presurizada del pozo) y el esfuerzo de matriz que existe a la “profundidad equivalente” de depositación. Ecuación 13:

$$p = s - \sigma_{V_{PE}} \quad (13)$$

Donde:

$\sigma_{V_{PE}}$ = Esfuerzo de matriz a la profundidad equivalente de depositación.

Los valores individuales de resistividad o acústicos del shale se leen directamente del registro y se grafican contra la profundidad. Este procedimiento se puede hacer en papel semilogarítmico. La ventaja del papel semilog es que elimina la dispersión de datos y alinea la línea de tendencia. Una vez realizado esto se observa una línea de tendencia normal a través de la sección normalmente presurizada del pozo. El punto donde las propiedades del registro se alejan de la línea normal es el punto donde la presión anormal comienza. La “profundidad equivalente” de depositación se puede determinar proyectando una línea vertical partiendo del valor leído del registro en la sección de presión anormal, hasta tocar la línea normal como se muestra en la (Figura 39).

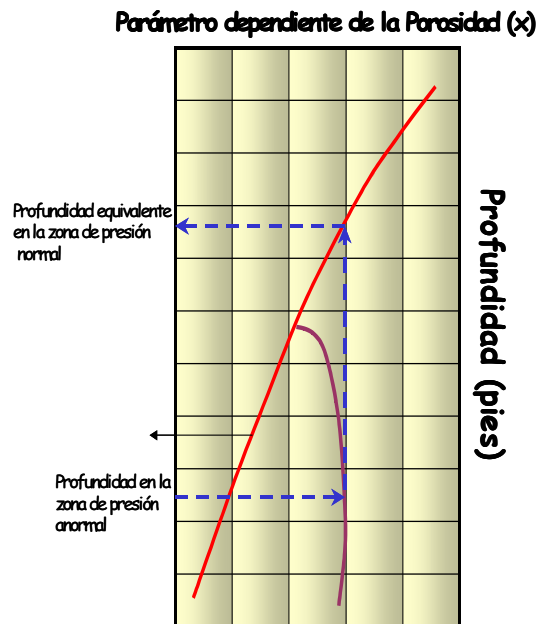


Figura 39. Ejemplo en el uso del método de “La profundidad equivalente” para hallar la presión de poro de la formación.

La presión anormal se calcula determinando primero el esfuerzo vertical a la “profundidad equivalente” de depositación mediante la ecuación 13.

4.8.3 Método a partir de Velocidades Sísmicas

Para el cálculo de la presión de poro en las rocas arcillo-soportadas se utiliza un método desarrollado a partir de las Ecuaciones de Bowers para un fenómeno de carga. El fenómeno de carga está definido como aquel en el que el esfuerzo efectivo nunca disminuye durante todo el periodo de depositación; esta situación se da cuando la sobrecarga aumenta a mayor velocidad que la presión de poro. Un fenómeno de carga se puede evidenciar tanto en zonas de depositación normal como en zonas de subcompactación.

Por lo tanto, el esfuerzo efectivo σ se puede obtener utilizando la siguiente ecuación (14), sugerida por BOWERS, (1995):

$$v = v_0 + A\sigma^B \quad (14)$$

Donde v_0 es la velocidad del sedimento no-consolidado saturado de fluidos (Velocidad de corrección), mientras que A y B son los parámetros que describen el cambio en la velocidad al incrementar el esfuerzo efectivo.

Despejando σ de la ecuación 14, se obtiene la Ecuación 15:

$$\sigma = \left(\frac{v - v_0}{A} \right)^{1/B} \quad (15)$$

La ecuación de Bowers sugiere, que la predicción de presión de poro puede ser hallada por medio de la ecuación de Terzagui.

Reemplazando, la ecuación 15 en la ecuación 3 (Terzagui), se obtiene:

$$p = S - \left(\frac{v - v_0}{A} \right)^{1/B} \quad (16)$$

Para la estimación de la presión de poro se necesitan puntos de calibraciones confiables, con valores medidos directamente de campo o provenientes de un análisis cuidadoso de la información disponible, con el fin de ajustar los parámetros A y B (FRYDMAN *et al.*, 2004). La aplicación de este método para el cálculo de la presión de poro no tuvo continuidad, debido a que las constantes A y B correspondientes a la variación de la velocidad con el incremento del esfuerzo efectivo, no se obtuvieron certeramente.

4.8.4 Método de Eaton

Éste método es una mejora del método original de Hottman & Johnson. Está basado en la misma premisa de que cuando valores eléctricos o acústicos de shales limpios se leen directamente de registros de pozo y se grafican como función de la profundidad en un papel semilog, existe una línea de tendencia normal a través de

una sección que está normalmente presurizada. Una desviación de los valores del registro de ésta línea de tendencia normal indica una presión de poro anormal.

El Método de Hottman & Johnson usa datos empíricos para desarrollar una relación entre la presión de poro y la magnitud (registros acústicos) o relación (registros resistivos) de la desviación. Eaton usa una base de datos mucho mayor para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la relación de desviaciones entre los valores del registro observado y los valores obtenidos de la línea de tendencia normal.

Una segunda mejora del Método de Eaton es que la ecuación de Eaton toma en cuenta el efecto de la variación del gradiente de overburden. El esfuerzo de overburden se calcula multiplicando las densidades del shale por los espesores de los intervalos. Los esfuerzos overburden, para los intervalos individuales, se suman como función de la profundidad vertical específica. Si el pozo se perfora offshore (costa afuera), también se debe tomar en cuenta el efecto de la columna de aire y de agua. Estos dos valores disminuirán el gradiente de overburden debido a que el agua y el aire son menos densos que los sedimentos.

La simplicidad de la ecuación de Eaton permitió que éste Método sea usado en la mayoría de las aplicaciones alrededor del mundo. Una cualidad adicional es que las velocidades sísmicas se pueden convertir en tiempos de transito los cuales pueden ser usados como valores del registro sísmico.

La ecuación de Eaton esta definida como: Ecuación (17):

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * f^\alpha \quad (17)$$

Donde:

$\frac{p}{D}$ Es el gradiente de presión de poro (psi/pie).

$\frac{s}{D}$ Es el gradiente de presión de sobrecarga (psi/pie).

$\frac{p_n}{D}$ Es el gradiente normal de presión de poro (psi/pie).

f^α Es un parámetro de ajuste.

El parámetro de ajuste depende de la fuente de datos que se tenga. Eaton, calibró una serie de exponentes al Golfo de México, utilizando los registros eléctricos ya mencionados, así:

Registros resistivos:

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * \left[\frac{r_o}{r_n} \right]^{1,2} \quad (18)$$

Registros de conductividad:

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * \left[\frac{C_N}{C_o} \right]^{1,2} \quad (19)$$

Registros sísmicos o sónicos:

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * \left[\frac{T_N}{T_o} \right]^{3,0} \quad (20)$$

5. METODOLOGÍA DEL EXPONENTE “D”

La base principal del trabajo, es estimar de una manera precisa e indirecta la presión de formación, ajustando el Método del Exponente “d” y calibrarlo al escenario geológico que presenta el Piedemonte Colombiano.

El Exponente “d” surgió con la intención de normalizar la rata de penetración calculada con los parámetros de perforación. Fue propuesta por JORDEN & SHIRLEY (1966), quienes se basaron en la ecuación de BINGHAM (1964) desarrollada para tomar en cuenta el efecto de presión diferencial en la normalización de la rata de penetración. Más tarde en 1971, REHM & MCCLENDON hicieron una corrección a la ecuación de manera que tomara en consideración el peso de lodo usado, de acuerdo a la ecuación 21, la cual ahora es conocida como el Exponente “dc” (Exponente “d” corregido).

$$D_c = \frac{\text{Log}\left(\frac{R}{60N}\right)}{\text{Log}\left(\frac{12W}{10^6 D}\right)} * \left(\frac{\rho_{\text{normal}}}{\rho_{\text{actual}}}\right) \quad (21)$$

Donde:

R = Rata de penetración (ft/h)

N = RPM (Revoluciones por minuto)

D = Diámetro de la broca (in)

W = Peso sobre la broca (lb)

ρ_n = Gradiente hidrostático normal (ppg)

ρ_{actual} = Peso de lodo actual(ppg)

La teoría del Exponente “d” se basa en la correlación entre la perforabilidad y las sobrepresiones encontradas en la región de USA usando brocas tricónicas en

secuencias arcillosas. La ecuación además tiene en cuenta el efecto de la variación del gradiente de sobrecarga. Este método presenta algunas limitaciones, en el caso particular al Piedemonte Llanero se reconocen algunas de ellas como por ejemplo, la alternancia entre areniscas-shales, las formaciones se encuentran sometidas a grandes esfuerzos laterales de gran magnitud, donde el esfuerzo horizontal máximo es muchas veces superior al esfuerzo vertical y además las condiciones en donde la correlación fue desarrollada es muy diferentes.

Con la llegada del LWD (Logging While Drilling), los cuales permiten recopilar información de registros sísmicos y resistivos mientras se perfora, los cálculos de la presión de poro pueden ser cargados en tiempo real. En la Figura 40 se muestra de esquemáticamente el origen de los datos recogidos durante la perforación que permiten predecir y evaluar la presión de poro anormal durante la perforación (YOSHIDA *et al.*, 1996). A partir de la perspectiva evaluación numérica durante la perforación, el Método del Exponente “d” es uno de los que usa la información LWD de forma semicuantitativa, una vez los resultados obtenidos sean razonables con la evaluación de valores reales.

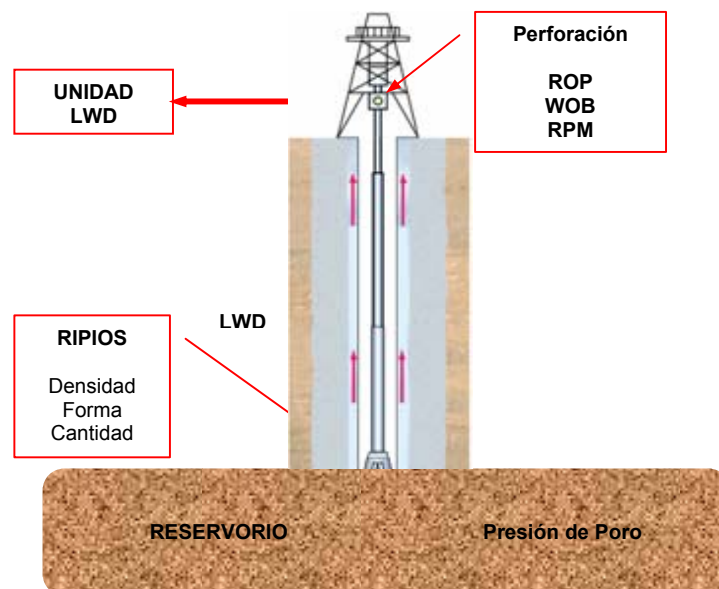


Figura 40. Información recolectada por la Unidad de Mud Logging.

En shales compactados normalmente, la tendencia del Exponente “dc”, cuando se grafica contra la profundidad en una escala semilogarítmica, es aumentar con respecto a la profundidad, representando la línea de tendencia de compactación normal. En otras palabras, la perforabilidad de la formación disminuye respecto al incremento en el Exponente “dc”. (YOSHIDA *et al.*, 1996)

Una ventaja de este método es que los resultados pueden ser obtenidos en tiempo real, a medida que los parámetros de perforación son recolectados a través de los sensores en superficie. Cualquier otra información obtenida por la Unidad de Mud Logging, puede también ser usado para detectar alteraciones en la presión de formación, por ejemplo:

- ✚ Cambios sufridos por el fluido de perforación durante la perforación tales como: unidad de gas total, temperatura, densidad, salinidad, etc.
- ✚ Cambios en las características de los ripios recogidos en el shale, tales como: densidad, forma y cantidad.

De esta forma para ajustar la ecuación del Exponente “d” al Piedemonte Llanero, requiere ser utilizada en conjunto con otros parámetros como:

- Parámetros de perforación
- Comportamiento tectónico
- Tendencia óptima en el Exponente Dc
- Densidad del lodo
- Control de presiones en el pozo
- Variación de la litología
- Gradiente de sobrecarga
- Geología estructural del área

La ecuación se define al igual que el Método de Eaton como (Ecuación 17):

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * f^\alpha$$

El parámetro de ajuste f^a en este caso no son datos de registros eléctricos, sino básicamente los parámetros de perforación ROP, WOB, RPM, etc. De ahí que se conozca como el Método del Exponente “d”, porque depende de la *drillability* (perforabilidad) y su valor es adimensional.

De acuerdo a lo anterior, la ecuación 20 presentada a continuación quedará solo en función de los parámetros de perforación, así:

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * \left[\frac{dc}{dc_N} \right]^b \quad (20)$$

Eaton, utilizando esta metodología en la Costa del Golfo propone un exponente (b) de ajuste entre 1.2-1.5. Este exponente depende de las condiciones geológicas regionales, ya que involucra el gradiente de sobrecarga y las presiones.

De otro lado, en la Figura 41, se muestra el comportamiento del perfil del Exponente “d”, la rata de penetración y la presión de formación respecto a la profundidad.

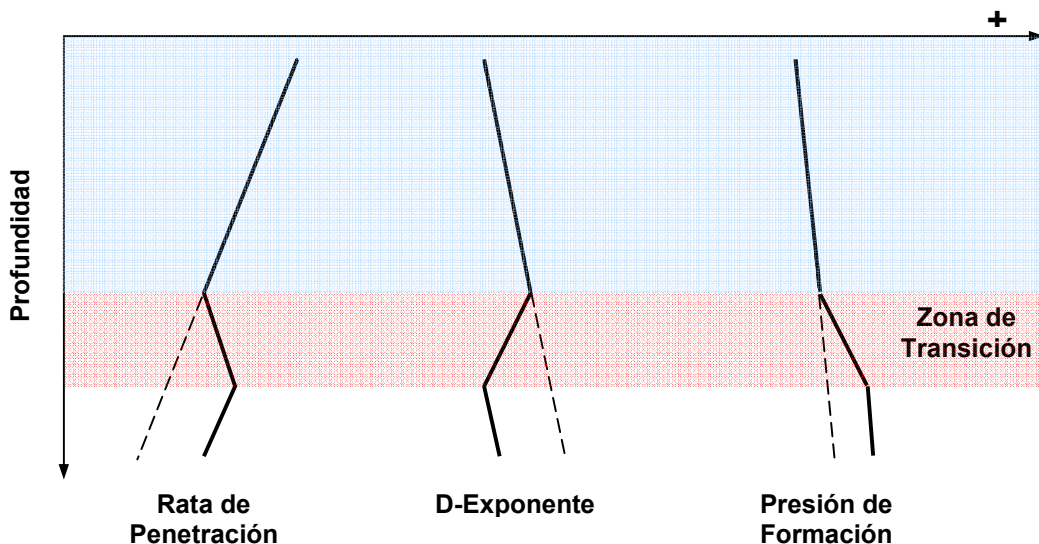


Figura 41. Diagrama esquemático del Exponente “d” en una zona subcompactada.
Tomado de MOUCHET, (1989).

La ROP se reduce considerablemente cuando se aumenta la presión hidrostática, lo cual indica una relación inversamente proporcional, entre la rata de penetración y la presión diferencial. La relación $R/60N$ es menor que la unidad y el valor absoluto del $\text{Log}(R/60N)$ varía inversamente con la ROP.

5.1 PARAMETROS QUE INVOLUCRA EL EXPONENTE “d”

Existen una serie de parámetros que afectan directamente al Exponente “d” entre los cuales se encuentran aquellos que lo componen, tal es el caso de la ROP, WOB, RPM y D. No obstante, existen otros aspectos que lo afectan de una forma indirecta, llevando incluso a interpretar de una forma errada los resultados.

5.1.1 Rata de Penetración (ROP)

Muchos factores influyen de forma instantánea la Rata de Penetración (ROP), incluyendo las propiedades de la roca, hueco y la presión de poro, propiedades del lodo, diseño de la broca y estado de desgaste de la misma, parámetros operacionales y la hidráulica de la broca. Además, la ROP puede ser reducida por la ocurrencia de muchos problemas diferentes a la perforabilidad tales como la broca, vibraciones, embolamiento de la broca, etc. (BJORNSSON *et al.*, 2004)

La rata de penetración gradualmente disminuye a medida que aumenta la profundidad, esto se debe a la disminución de la porosidad causada por el peso de los sedimentos. Es bien conocido que la rata de penetración incrementa cuando se perfora dentro de shales subcompactados.

Este parámetro quizás sea el más relevante en las operaciones de perforación, de esta forma se encuentra influenciado por muchos factores que son aleatorios como:

- Litología,
- Compactación,
- Presión diferencial,

- Peso sobre la broca (WOB),
- Velocidad de rotación (RPM),
- Hidráulica,
- Diseño y desgaste de broca.

5.1.2 Litología

Este es el mayor factor que controla los cambios de la tasa de penetración; sin embargo, la composición mineral de la roca puede cambiar la ROP (Figura 42). La perforabilidad (*drillability*) de una roca está determinada por varios parámetros geológicos y mecánicos, su porosidad, permeabilidad, dureza, plasticidad y abrasividad, así como la cohesión de sus partículas. Este término de “*perforabilidad*” es usado para describir la influencia de un número de parámetros sobre el rendimiento de la perforación y el uso de herramientas del equipo de perforación. Por ejemplo, si la roca contiene minerales duros y abrasivos pueden causar un rápido despunte o desgaste del diente de la broca, y si en lugar hay minerales arcillosos poco abrasivos puede causar que la broca se entrape.

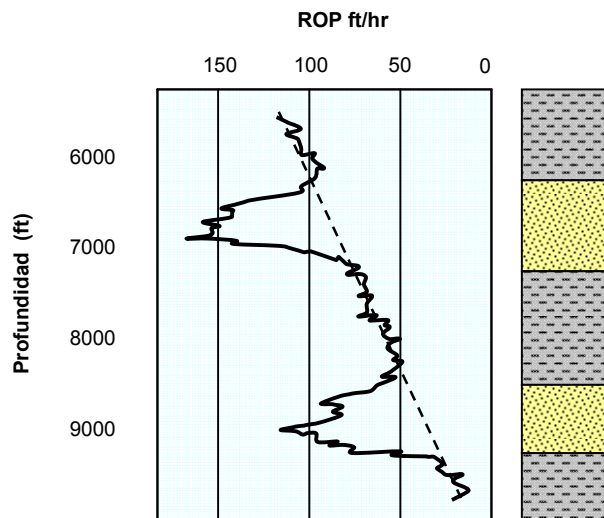


Figura 42. Efecto de la litología en la tasa de penetración.

Un cambio de la ROP refleja un cambio en la litología. Si los análisis de los ripios tomados a una profundidad son verificados contra los cambios en la ROP, los

eventos litológicos los cuales representan la presión anormal pueden usualmente ser identificados. Pequeños cambios en la composición litológica de los shales por sí mismos pueden alterar significativamente la ROP.

5.1.3 Compactación

La compactación del sedimento es reflejado en su porosidad. La resistencia de las rocas está relacionada al esfuerzo de confinamiento efectivo en la roca (Figura 43).

Dado un posible intercambio de la litología y la no alteración en cualquiera de las otras variables, la ROP gradualmente disminuye a medida que la compactación incrementa. De otro lado, si la ROP incrementa en una secuencia arcillosa uniforme, reflejaría una subcompactación. Además, la diferencia entre la presión del pozo y la presión de poro es generalmente aceptada como un esfuerzo de confinamiento efectivo. A medida que el esfuerzo de confinamiento incrementa, tanto el esfuerzo como la resistencia a fallar de la roca se incrementan. Consecuentemente, cuando la diferencia entre la presión de pozo y la presión de poro incrementa, la ROP disminuye.

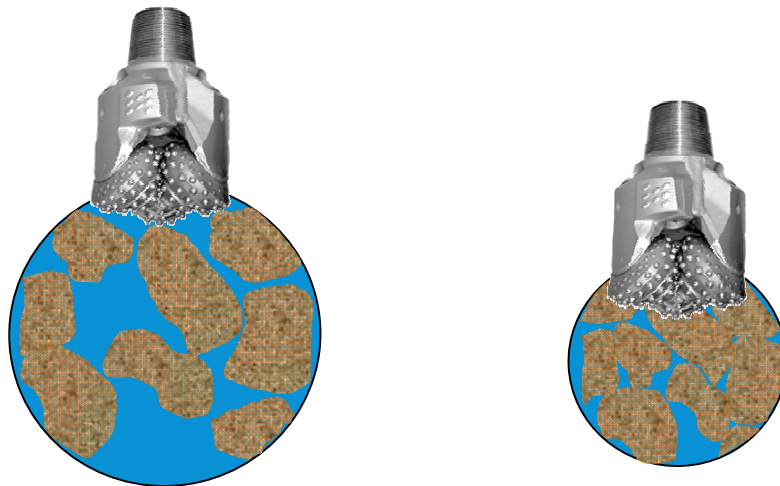


Figura 43. Efectos de la compactación de la presión de poro sobre las propiedades de las rocas.

La causa principal de la geopresión es la compactación por desequilibrio. Cuando se depositan, los granos de roca se encuentran débilmente empaquetados, lo cual

genera un valor de porosidad inicial muy elevada y un contacto entre granos deficiente (*izquierda*). El peso de la sobrecarga es soportado por los granos - a través del contacto entre los mismos - y por el fluido alojado en los poros. Al aumentar el peso de la sobrecarga, la formación se compacta y expulsa agua, lo cual reduce la porosidad y mejora el contacto entre granos (*derecha*). Cuando el peso de la sobrecarga aumenta demasiado rápido, una mayor parte del peso es sustentado por el fluido, lo cual genera alta presión de poro.

5.1.4 Presión diferencial (ΔP)

Este parámetro representa la diferencia entre la presión de la columna hidrostática del fluido de perforación y la presión de poro de la formación, es decir, el grado de sobrebalance (*overbalance*). El ΔP afecta la eficiencia de la perforación y por consiguiente controla la ROP.

En shales subcompactados, altas ROP son causadas por un bajo ΔP y un incremento de la subcompactación. De otra forma, una disminución del ΔP puede resultar de dos maneras. La presión hidrostática del lodo puede ser reducida o la presión de poro puede ser incrementada debido a la disminución en la compactación. En este caso es difícil distinguir entre los efectos de esos dos parámetros, especialmente cuando la subcompactación no necesariamente es la única causa de la presión anormal.

Varios autores reportados en la literatura hacen referencia a la importancia de la presión diferencial como un parámetro que afecta la ROP, entre ellos están: CUNNINGHAM & EENIK (1959) reportan de sus experimentos que la ROP disminuye cuando la presión de la columna de lodo excede la presión de formación. VIDRINE & BENIT (1968) establecían desde su campo de evidencia, que un 70% de la reducción en la ROP puede ser observada a medida que la presión diferencial se incrementa de 0 a 1000 psi y que la sensibilidad a los cambios de ΔP fueron los más grandes para tamaños de brocas grandes. También sugirió que existen cambios en el WOB, RPM y otros cuando las presiones diferenciales > 1000 psi. ECKEL (1967)

reportó que la presión diferencial es el único parámetro de presión el cual afecta significativamente la ROP.

5.1.5 Peso sobre la Broca (WOB)

Este parámetro me representa la cantidad de fuerza axial que se le debe aplicar en fondo del pozo a la formación para fracturar la roca a través de la broca. Los cambios del WOB tiene más efecto en la ROP que cualquier otro parámetro de perforación (Figura 44). Generalmente, la ROP incrementa con el WOB.

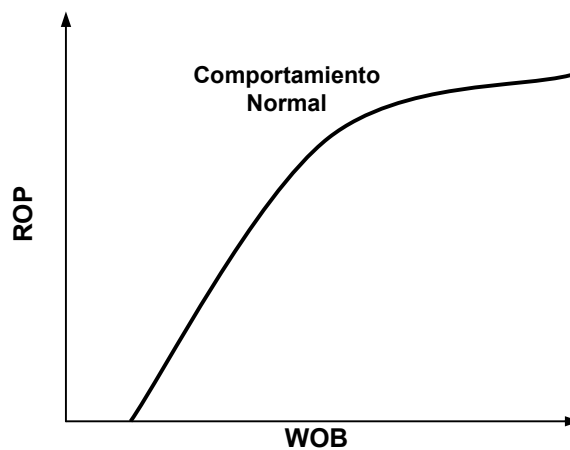


Figura 44. Efecto del Peso sobre la Broca en la Rata de Penetración.

No existen cambios significantes en la ROP hasta que el índice del WOB sea aplicado. Después, la ROP incrementa rápidamente con el incremento del WOB. Finalmente, cuando hay altos valores de WOB, la ROP ya no incrementa. La pobre respuesta de la ROP a altos valores de WOB es usualmente atribuida a una mínima eficiencia de limpieza del hueco.

5.1.6 Velocidad de Rotación (RPM)

Inicialmente se consideraba que la relación entre la rata de penetración y la velocidad de rotación era lineal (BINGHAM, 1964; JORDEN & SHIRLEY, 1966). En la práctica, sin embargo, no hay una relación lineal entre la ROP y la RPM ya que una limpieza perfecta no existe debido al sobrebalance y las ratas insuficientes de

circulación. VIDRINE & BENIT (1968) y PRENTICE (1980) consideraron la relación para ser exponencial (Figura 45).

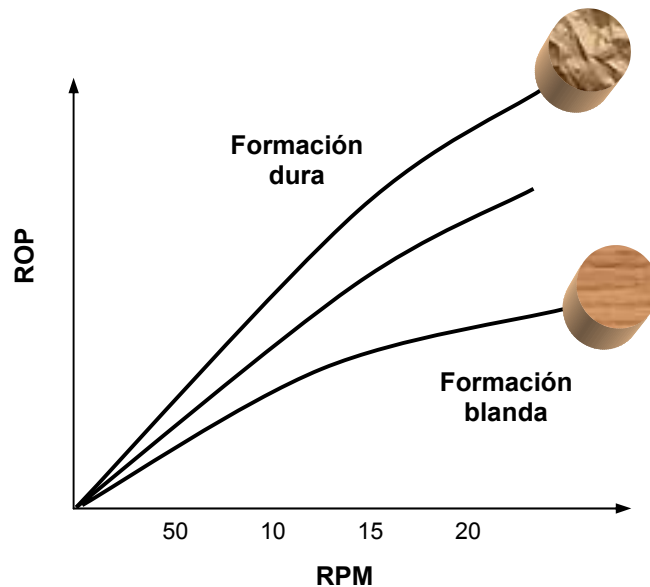


Figura 45. Relación entre la rata de penetración y la velocidad de rotación como función de la dureza de la formación. Modificado de ZOELLER, (1978).

La ROP usualmente incrementa con valores bajos de RPM, cuando las demás variables son tomadas como constantes. La pobre respuesta de la r Cuando las demás variables son tomadas como constantes. La pobre respuesta de la ROP a valores altos de RPM se atribuye a una baja limpieza en el fondo del hueco.

Además de la anterior información, la elección de un apropiado peso sobre la broca y velocidad de rotación se ve altamente influenciado por los tipos de rocas. Por ejemplo, usualmente se perforan rocas blandas (shales) con bajo WOB y alto RPM, mientras que en rocas duras es mejor perforar con altos WOB y baja RPM. También, bajas RPM incrementan la posibilidad de pegas, por lo tanto es preferible perforar con una moderada RPM.

5.1.7 Hidráulica

La hidráulica depende del tamaño y tipo de la boquilla, presión de bombeo y reología del lodo y son ampliamente contemplados a tener una alta influencia sobre la ROP. Si se aplica una acción hidráulica demasiado pequeña, dará como resultado una insuficiente limpieza del fondo del hueco y unas ROP reducidas.

5.1.8 Diseño y desgaste de broca

Las brocas son clasificadas por la dureza de las formaciones. La selección de una adecuada broca depende de la adecuada información que se tenga de las formaciones que van a ser perforadas. Un cambio en el tipo de broca distorsiona el valor de la ROP y altera el rendimiento de la perforación en el caso de la litología.

La selección del tipo de broca y el diseño de las características de la misma tienen una gran influencia sobre la ROP y la efectividad para una roca específica. La longitud del diente, el número de fresas y el diseño del chorro y la boquilla son algunos de las muchas características las cuales afectan la ROP y el rendimiento de la broca. La condición de la broca, específicamente el estado de desgaste, tiene influencia sobre la efectividad de la perforación y un incremento en el desgaste reduce la ROP y el rendimiento de la broca (Figura 46).

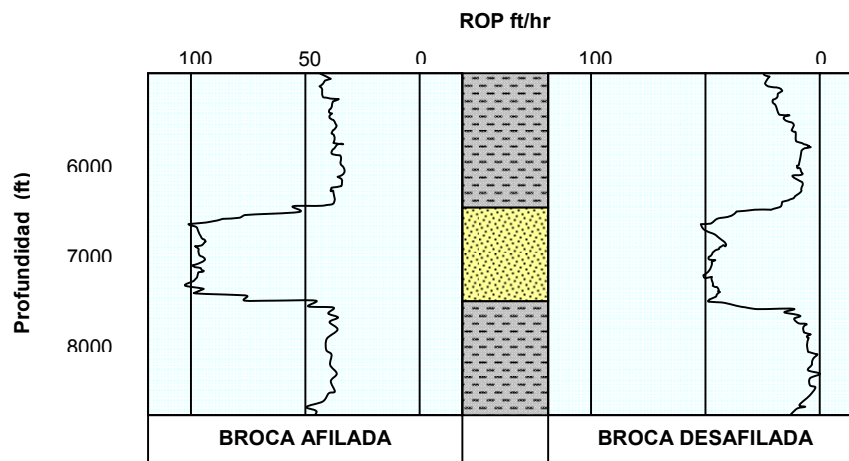


Figura 46. Efecto delafilamiento de broca sobre la ROP entrando en una zona sobrepresurizada.

Con la mayoría de las brocas se tiende a perforar más despacio a medida que la broca está en progreso, debido al desgaste de los dientes. La longitud del diente a medida que se está perforando se reduce continuamente por la abrasión. Teniendo en cuenta que no todas las formaciones a perforar tienen la misma litología y características de compactación, dureza, etc., se diseñaron las brocas con insertos de carburo de tungsteno (Figura 47). Este material es más resistente a la abrasión y desgaste pero normalmente falla por la ruptura. Las reducciones en la ROP debido al desgaste de la broca usualmente no son tan severas para las brocas con insertos, a menos que un gran número de dientes se rompan durante la corrida de la broca.

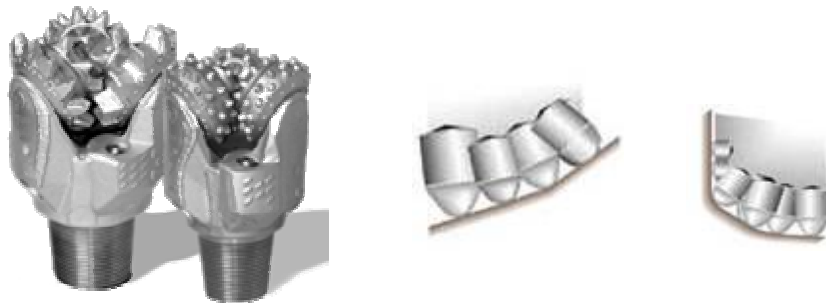


Figura 47. Brocas tricónicas brocas con insertos de carburo de tungsteno. Tomado de Compañía HUGHES

Las brocas de diamante también pueden fallar a partir de la rotura de la fresa o pérdida de los diamantes en la matriz. Esta broca PDC es utilizada para perforar formaciones blandas y en formaciones viscosas o pegajosas que tradicionalmente limitan el desempeño de la operación de perforación. Presentan una geometría e hidráulica especial con la cual se logra tener una limpieza muy eficiente (Figura 48).



Figura 48. Brocas PDC. Tomado de Compañía HUGHES.

5.2 INDICADORES DEL ESTADO DE PRESION DURANTE LA PERFORACIÓN

En una perforación, por lo general siempre ocurren eventos inesperados que pueden conllevar a la pérdida de millones de dólares o en casos extremos a la pérdida del pozo. En esta parte del capítulo, se enunciarán los principales problemas, que se relacionan de manera directa o indirecta con zonas que presentan presiones anormales.

5.2.1 Intervalo de Transición

Muchos de los problemas durante la perforación ocurren en zonas de transición, por lo tanto a continuación se enunciarán algunas razones que pueden indicar la producción de estos:

- ✚ **Insuficiente peso de lodo (*Underbalance*):** Mientras se perfora las zonas de transición, el uso de insuficiente peso de lodo se debe principalmente al mal planeamiento, como por ejemplo una estimación inexacta de la presión de poro, esto también pueden surgir por problemas operacionales como la mala interpretación de los tiempos de viaje (ALLEN & BOWERS, 1997).
- ✚ **Fallas:** El aumento en la presión de poro se puede dar cuando se cruza de un bloque a otro de la falla. Para mayor entendimiento de este factor, se encuentra con más profundidad en el capítulo 3.
- ✚ **Columna de gas:** Debido a los efectos de capilaridad, el gas en areniscas puede tener presiones de poro significativamente más altas que en capas de shales, el efecto se incrementa hacia el tope a lo largo de la columna de gas (ALLEN & BOWERS, 1997).
- ✚ **Formaciones sin intervalos de shales:** Los shales son los más susceptibles en las zonas de transición, por que estos son propensos a sufrir sobrepresión, estos poseen una permeabilidad baja. Esto no es posible encontrar en formaciones que no contengan este tipo de litología (ALLEN & BOWERS, 1997).

- ✚ **Excesivo peso de lodo (*Overbalance*):** Los problemas tales como, pérdida de retorno, pega diferencial causado por perforación por excesivo sobrebalance puede llevar a mayores tiempos, costos y sidetracks (desvío de la trayectoria original del pozo). Como con el subbalance, el excesivo sobrebalance es resultado de las operaciones de planeamiento o problemas (ALLEN & BOWERS, 1997).
- ✚ **Reservorios depletados:** La producción puede llevar a que en los reservorios se manifiesten presiones de poro bajas.

5.2.2 Pérdida de Circulación

Es uno de los problemas más comunes asociados con la perforación. Se define como la pérdida de fluido de circulación en la formación. Puede ocurrir a cualquier profundidad cuando la presión ejercida por el fluido exceda la presión ejercida por la formación. La pérdida de circulación se caracteriza por una reducción en el volumen de los retornos de lodo del pozo en comparación con el volumen bombeado pozo abajo (flujo saliente < flujo entrante). Esta reducción de flujo puede generalmente ser clasificada como una filtración, pérdida parcial pero con algunos ingresos y una pérdida total de retorno (cuando no llega fluido al anular). (Figura 49)

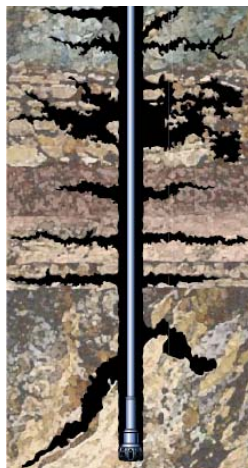


Figura 49. Pérdidas de circulación. Tomado de OILFIELD REVIEW (2004).

Si el espacio anular del pozo no se mantiene lleno incluso cuando ha cesado la circulación de fluido, la presión hidrostática disminuirá hasta que la presión diferencial entre la columna de lodo y la zona de pérdida sea igual a cero. Esto puede inducir fluidos de la formación de otras zonas, controlados anteriormente por la presión hidrostática del lodo, a fluir dentro del pozo, dando por resultado una surgencia, reventón o reventón subterráneo. También puede causar el derrumbe al interior del pozo de formaciones anteriormente estables.

Para que el flujo de lodo pueda estar en el pozo dentro de las rocas circundantes, se necesita pérdidas de altas permeabilidades así como el fracturamiento hidráulico. Los problemas de planeación también pueden conllevar a la pérdida de circulación, estas pueden ocurrir por asentamiento de casing poco profundo (Fuerza no apropiada para la presión de la formación) o cuando este se encuentra muy profundo (La presión de poro excede los gradientes de fractura), otras causas es cuando existe un excesivo peso de lodo para estabilizar el pozo, sobrepresiones inesperadas o perforaciones cerca de una columna de gas. Además los factores geológicos pueden producir pérdida de circulación en zonas con alta permeabilidad ya que la presión de circulación puede acercarse a la presión de poro, zonas con bajo gradiente de fractura mezclado con formaciones con presión alta pues, el peso de lodo puede igualar o exceder el gradiente de fractura, y las grandes columnas de gas donde la presión de poro puede acercarse al gradiente de fractura de los shales circundantes (ALLEN & BOWERS, 1997).

Tabla 6. Tipo de pérdida de circulación dependiendo del tipo de formación. Tomado de BAROID, (1998).

Tipo de formación	Tipo de pérdida
Cavernosa/con huecos	Completa o parcial
Muy permeable o fracturada	Completa o parcial
Permeable	Pérdida por infiltración

5.2.3 Estrechamiento de Hueco “Tight Hole”

Es el resultado de una reducción en el pozo por medios mecánicos y/o químicos. Los shales reactivos pueden hincharse, causando una reducción en el diámetro del hueco. Esto es común con shales suaves debido a su alta frecuencia en el contenido de arcillas hinchables. Existe un lapso de tiempo para que el shale pueda reaccionar. Por lo tanto, la broca puede estar libre al momento de la perforación, pero subsecuentemente podría ser difícil para mover hacia arriba/hacia abajo del hueco.

Existen tres causas para que se de la reducción de hueco, las cuales pueden ser directamente relacionadas con cambios en la presión de poro, resistencia de la roca o litología:

- ✚ Inestabilidad del Pozo.
- ✚ Shales bajobalanceados
- ✚ Pega diferencial.

El movimiento tectónico y los altos esfuerzos pueden también contribuir a una reducción del hueco. Las altas presiones de poro pueden también contribuir a una reducción del hueco. Sin embargo, su rol es aún más significativo en shales profundos (ALLEN & BOWERS, 1997), (Figura 45).

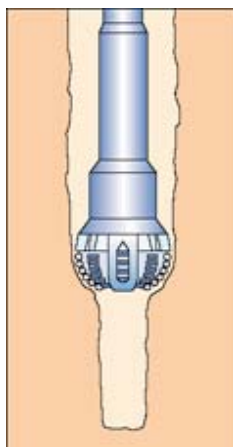


Figura 50. Estrechamiento del Hueco. Tomado de ALDRED *et al.* (1999).

5.2.4 Pega de tubería

En operaciones de perforación, la tubería de perforación se considera pegada cuando no se la puede hacer subir, bajar, o girar. La pega de la tubería puede ser causada por diferentes mecanismos. Situaciones típicas de pega de tubería son:

- ✚ Efectos de la presión diferencial
- ✚ Pozo estrecho
- ✚ Ojo de llave (keyseat)

5.2.5 Pega diferencial

La pega diferencial es para la mayoría de las perforadoras, es el más grande problema durante la perforación en el mundo, en términos de tiempo y costos de financiamiento. La pega diferencial es causada por efectos de la presión diferencial entre el pozo y el reservorio, y el área en que la presión diferencial esta actuando (ALLEN & BOWERS, 1997). Las excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión pueden ser causa de que la sarta de perforación empuje sobre la pared del pozo de sondeo donde queda atascada (Figura 51).

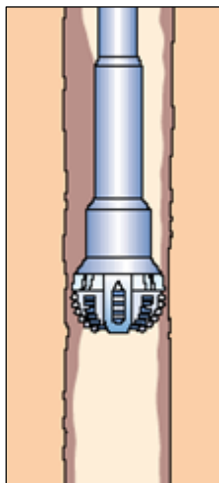


Figura 51. Pega Diferencial en un pozo. Tomado de ALDRED *et al.* (1999).

Para que exista una pega diferencial deben existir tres elementos básicos:

- ✚ Formaciones con alta permeabilidad.
- ✚ Tortas con filtros espesos.
- ✚ Presión diferencial positiva.

La pega diferencial se puede identificar por las siguientes características:

- ✚ La tubería queda pegada después de estar inmóvil por un período de tiempo.
- ✚ No se puede hacer girar ni mover la tubería mientras se circula.

5.2.6 Influjo de Agua

El reemplazo de fluidos producidos por el agua de la formación. Varios reservorios de petróleo están bajo un nivel agua, y los influjos de agua en un reservorio casi siempre tienen lugar cuando se produce el gas o petróleo. Si el agua se produce a lo largo con gas o petróleo depende de la proximidad del intervalo productor del contacto agua-aceite o agua-gas y si el pozo es vertical o horizontal.

5.2.7 Reventón

Se refiere a un flujo descontrolado de fluidos del reservorio en el pozo, que en algunas ocasiones se convierte en trágico en la superficie (Figura 52). Un reventón puede consistir de agua salada, aceite, gas o una mezcla de estos. Se puede presentar en cualquier tipo de operación exploratoria y de producción, no solamente en la de perforación como se ha creído siempre.

Existen los reventones subterráneos que se dan cuando los fluidos del reservorio fluyen a otra formación si llegar a la superficie. Cuando hay una zona con presión alta, puede producirse un cruce de fluidos de una zona a otra, el fluido del pozo, y el equipo de perforación reaccionan apropiadamente y se cierra para prevenir los reventones (BOPs).



Figura 52. Consecuencias de Reventón en superficie. Tomado de PURDY, C., (2003).

Dependiendo de la presión en la que ocurre el fracturamiento, la formación de los fluidos puede continuar fluyendo o filtrándose para que haya una zona de fractura. Los reventones subterráneos son históricamente uno de los problemas más grandes en el área de perforación.

5.2.8 Patada (Kick)

Este fenómeno es producido cuando la presión en el pozo es más baja que la de los fluidos de la formación (Figura 53).

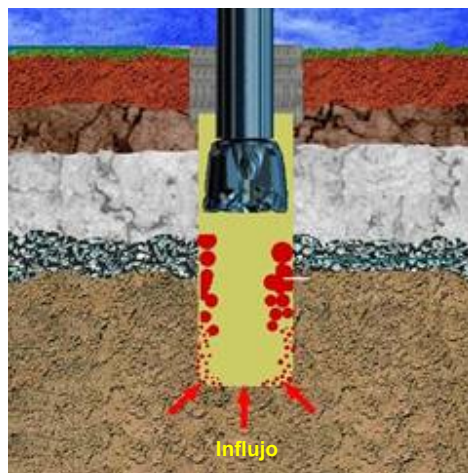


Figura 53. Patada en el pozo, se refleja la entrada de fluidos de la formación al pozo.

Estas presiones bajas en el pozo son causadas de dos maneras. La primera forma es si el peso de lodo es muy bajo, donde la presión hidrostática ejercida en la formación por la columna de fluidos puede ser insuficiente para mantener los fluidos de la formación en esta. Esto puede pasar si la densidad de lodo se disminuye repentinamente o no es la especificada del comienzo, o si la formación perforada tiene una presión alta anticipada. Este tipo de patada podría llamarse una patada de bajobalance. La segunda forma es por los efectos de presiones dinámicas y migratorias, usualmente debido al movimiento del casing, donde el pozo experimenta presiones mas bajas que las de la formación. Este tipo de patada se le llama inducida.

5.2.9 Empaquetamiento

Los sistemas de fluido de perforación con características deficientes de suspensión presentan fuerte tendencia al empaquetamiento (Figura 54). Los factores que pueden conducir al derrumbe de la formación incluyen:

- ✚ Desequilibrio de la presión.
- ✚ Hidratación de las lutitas.
- ✚ El ensamblaje de fondo del pozo daña la pared.

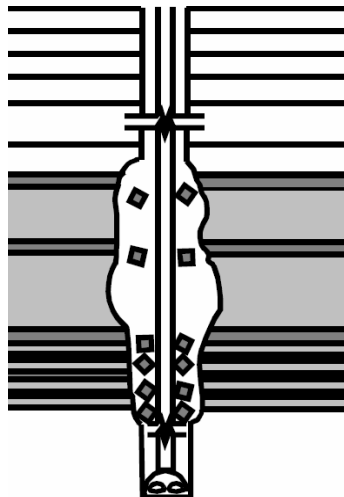


Figura 54. Empaquetamiento. Tomado de BAROID, (1998)

Este tipo de problemas puede aparecer por varias razones, el más común es cuando algunos de los fluidos de perforación no esta transportando los ripios y los cavings fuera del pozo alrededor del cordón de perforación. Cuando el pozo tiene empaquetamiento, hay una reducción súbita o pérdida de circulación, y siguen las altas presiones de la bomba. Si se hace una acción para remediarse, puede que no tenga éxito, y en cambio puede resultar una pega de tubería (Oilfield, 2005).

5.2.10 Gas

Para la detección de zonas con presiones anormales es muy útil el monitoreo y la interpretación de datos de gas. Por lo tanto se muestra a continuación los diversos fenómenos y procesos que los gases tienen durante la perforación de un pozo.

✚ **Muestra de Gas:** Es el gas que sube hacia la superficie, usualmente es detectado por que reduce la densidad del lodo de perforación, las formaciones que tienen una mayor probabilidad de presentar muestras de gas son las permeables.

Una muestra de gas se puede originar de diversas formas mientras se perfora un reservorio homogéneo, el primer caso se da cuando el peso de lodo es alto y no hay perdidas de fluido, el segundo caso se da en condiciones normales de perforación, donde la muestra de gas excede el nivel del background gas, y por último, si es negativa la presión diferencial, resultará una muestra de gas mas grande.

Donde no hay zonas de transición, la muestra de gas nos puede dar indicio de presiones anormales.

✚ **Gas conectado (*Connection gas*):** Este gas se produce cuando la circulación se detiene por periodos de tiempo cortos. El proceso empieza cuando se detiene el bombeo, la presión en la columna de lodo disminuye, esto puede contribuir en algunas ocasiones que parte del hidrocarburo se filtre dentro del lodo, por lo tanto la medida que se toma en estos casos es incrementar la

concentración por encima del nivel de gas que se espera. La correlación de los niveles de gas con cambios en el peso de lodo puede dar un indicador preciso de la presión de la formación. Por ejemplo, si súbitamente se incrementa el peso de lodo, disminuyen los niveles de background gas y los picos asociados a gas conectado, por lo tanto, se puede asumir que la presión de formación está levemente por debajo del nuevo lodo que está circulando (ECD).

Los picos de gas nos pueden indicar el comportamiento de la presión de poro, uno de estos casos es cuando la presión de poro excede la columna de lodo dinámica, la conexión de gas aparecerá como picos de gas producidos, además el background gas total también comenzará a incrementarse a medida que la formación sea en ese momento sub-balanceada y productora.

Cuando se incrementa la presión diferencial, el tamaño del pico del gas conectado, con respecto a los niveles de background gas se incrementará.

✚ **Trip gas:** Junto con el gas conectado, tienen en gran parte el mismo mecanismo generador, aunque el trip gas lo influye más el efecto swabbing causado por el movimiento de la tubería, ya que este es más continuo.

El ancho del pico del trip gas puede dar un indicio de condiciones hacia el fondo del pozo. Un pico inicial puede indicar que el swabbing ha tomado lugar en alguna forma del hueco, usualmente debido a la insuficiente torta de lodo en la formación. La poca variación de la torta puede indicar que la presión diferencial entre el pozo y la formación no ha permitido la filtración de gas. Por consiguiente, el comienzo del trip gas puede indirectamente estar relacionado al estado de balance en muchos pozos abiertos.

✚ **Migración de gas:** Esto se refiere a todas las rutas posibles de entradas de gas al anular y la propagación a través y alrededor del cemento. La migración de gas es también conocida como flujo de gas anular.

🚧 **Background gas:** Es el nivel general de gas llevado puramente por el lodo como una función de la circulación en pozo abierto.

En shales compactados normalmente se pueden encontrar niveles de background alto, pero en la mayoría de los casos estos se encuentran en formaciones subcompactadas. El background gas puede aumentar por varias razones, como se muestra a continuación (MOUCHET. J., *et. al.*, 1989).

- Altos contenidos de gas.
- Aumento en la velocidad de penetración.
- Caídas de presión diferencial.

El background gas es a menudo un buen método para detectar y monitorear las presiones anormales. Cuando se presentan shales subcompactados que no tengan nada de gas, entonces, este parámetro no puede ser usado.

6. APLICACIÓN DEL CÁLCULO DE LA PRESION DE PORO

La metodología utilizada para la evaluación de la presión de poro fue el Exponente “d”, la cual fue aplicada a los pozos ubicados en el campo de estudio, Piedemonte Llanero.

En efecto, la técnica sugerida obedece a la solución de al menos tres principales limitaciones de operación.

1. **Costos:** La metodología es de bajo costo y tiene un menor impacto económico en la exploración.
2. **Tiempo:** El desarrollo del Método permite hacerse en tiempo real durante las operaciones de perforación.
3. **Simplicidad:** Cualquier operador podrá estar en capacidad de utilizar este método estimativo simple y poder interpretar correctamente los resultados durante la perforación.

6.1 IMPORTANCIA DEL AREA

A pesar de la compleja geología estructural y las difíciles condiciones de perforación de pozos que presenta el Piedemonte Llanero, la compañía operadora BP Exploration no ha cambiado sus intenciones de seguir explotando y garantizando sus reservas. De esta forma, siguiendo con el enfoque general del Piedemonte Llanero, se halla en el campo de estudio, que actualmente está realizando operaciones de perforación así como la planeación de futuros prospectos. El área se ha caracterizado por las difíciles condiciones de perforación, las cuales han causado varios problemas de inestabilidad en las trayectorias de perforación y presentar múltiples horas de tiempo no productivo.

Adicionalmente, ajustar una adecuada ventana de lodo se hace bastante tedioso debido a la variabilidad en los criterios que debe tener el peso de lodo entre una formación, especialmente en las secuencias de arenas y arcillas de la Formación Carbonera. Por consiguiente se hace necesario que se perforen secciones del hueco con pesos de lodo que en algunos casos excede y en otros está por debajo de los requerimientos necesarios para compensar adecuadamente la presión de la formación. Esto ocasiona pérdidas de lodo o en caso contrario estrechamientos del hueco.

6.2 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

Teniendo en cuenta que los principales problemas durante la perforación se originan al atravesar formaciones arcillosas, la metodología fue aplicada a siete pozos ubicados en el campo de estudio (Pozo 1, Pozo 2, Pozo 3, Pozo 4, Pozo 5, Pozo 6 y Pozo 7), en los cuales se resalta la Formación Carbonera y en especial los miembros inferiores C7 y C8 como las unidades que presentan problemas de presiones anormales (sobrepresión) a lo largo del Piedemonte Llanero Colombiano.

Es muy común la ocurrencia de pérdidas de lodo en Guayabo y algunos de los miembros de la Formación Carbonera como C5, C1 y C8 en menor grado. Otro problema que se presenta es que los miembros C7 y C8 están sobrepresurizados y deben ser perforados con un peso de lodo mayor o igual a 12 ppg, teniendo demasiada precaución al instante de acercarse al tope de la Formación Mirador, en donde generalmente se perfora con un lodo de 8.4 ppg y así evitar que la formación se pueda fracturar y por consiguiente se presenten pérdidas masivas.

Uno de los ejemplos más específicos de grandes pérdidas de lodo, debido a la complejidad y lo poco predecible de la zona, es el pozo perforado en el 2003, pozo 6, en el cual su diseño o ventana de lodo se hizo en base a pozos cercanos y similares en los que no se había presentado ningún problema. De manera sorprendente se perdieron miles de barriles de lodo en la Formación Guayabo, ocasionando millones de dólares en pérdidas a la compañía (JARAMILLO y OSORIO, 2004).

De igual forma se presentan pozos con grandes problemas de geometría de hueco como el pozo 1, el cual hacía casi imposible efectuar un viaje, lo que llevó a que la perforación del mismo durara casi 200 días. Del mismo modo, se encontraron pozos con problemas de limpieza de hueco, altas tasa de derrumbes y diámetros anchos de hueco, en la Formación León, lo cual representa problemas de empaquetamiento de tubería en formaciones inferiores. De otro lado se presentan problemas de estrechamiento de hueco en formaciones arcillosas como C7, llevando a largas horas de rimado y posibles problemas de pega. Debido a lo mencionado atrás, se procedió a la realización de una, dos o incluso tres desviaciones no programadas (*sidetracks*). Ejemplos de esto son los pozos: pozo 1a, Pozo 4 y pozo 1. (JARAMILLO y OSORIO, 2004).

Cabe mencionar a la vez la perforación del pozo 5, el cual no presentó ningún problema considerable en la condiciones de perforación y de estabilidad, de igual forma el pozo 7 presentó condiciones favorables de estabilidad. De esta manera, lo anteriormente mencionado y la disposición de la información, permitió que seleccionáramos esta zona para los análisis de presión de poro.

6.3 METODOLOGIAS UTILIZADAS DEL EXPONENTE “D”

En la fase de determinación de la presión de poro, se aplicaron dos metodologías diferentes para la obtención de este parámetro vital en la evaluación geomecánica de un pozo. La Metodología N° 1 consiste en la aplicación del Método del Exponente “d”, utilizando una o varias Líneas de Tendencia Normal (LTN), las cuales dependen de la subjetividad del intérprete para trazarlas, para lo cual se tomaron en cuenta los cambios de BHA, diámetro del hueco y edades geológicas de las formaciones. La Metodología N° 2, al igual que la N° 1 se aplica el Método del Exponente “d”, pero en este caso se relaciona con el esfuerzo efectivo con la variación del Exponente “d” de varios pozos de la misma área, con el fin de obtener una ecuación generalizada para los pozos de la zona de estudio.

6.3.1 Metodología N° 1

Durante la aplicación del método, tal como se encuentra en la literatura, depende de un exponente de ajuste que se establece según la geología del área, es decir, este método como se explicó anteriormente está diseñado para la geología de la Costa del Golfo de México, por lo tanto, para esta área en la literatura se establece un exponente que varía de 1.2 a 1.5 utilizando datos de registros conductivos, resistivos y de perforación, así como de 3.0 mediante el uso de registros sísmicos. En el desarrollo de este proyecto se determina que para el área del Piedemonte Llanero, este exponente varía de 1.0 a 1.2 tanto para el uso de registros DT sintéticos (generados a partir de VSP's), como con los parámetros de perforación.

A continuación se presenta esta metodología utilizada para siete pozos del área del campo de estudio del Piedemonte Llanero Colombiano. Es indispensable que cierta información sea calculada antes que comience la perforación para tener un buen conocimiento del régimen de presión que ha de ser encontrado.

Los pasos a seguir son:

1. Obtener tanta información de pozos offset como sea posible. Información como registros sísmicos, gamma ray y densidad, pruebas de presión, topes de formaciones, etc.
2. A partir del registro gamma ray se discrimina la litología grano-soportada, de la arcillo-soportada generando un volumen de arcillas (VClay), tomando un cutoff de 0,35 como valor discriminante, para obtener de esta forma un valor de presión de poro más confiable a partir de este método.
3. Conocer el valor de la presión de sobrecarga (S) para el pozo donde se ha de perforar el pozo. Esta presión es calculada a partir del registro de densidad. Sería ideal si existe un registro de densidad a lo largo del overburden, si no, a

partir de un registro VSP o un sónico se puede inferir o generar un perfil sintético de densidad.

4. Luego, se grafica la curva del gradiente de sobrecarga para el pozo. Es fundamental resumir los datos de entrada de todos los pozos offset disponibles, para suplir la información sobre el tipo de formación, profundidades y espesores usando la prognosis del pozo en curso.
5. Tener muy presente que las profundidades para realizar los cálculos deben estar en TVD (True Vertical Depth).
6. Selección de los parámetros de perforación (ROP, RPM, N, WOB, MW) a partir del registro de perforación. En la mayoría de los reportes se encuentran estos datos cada pie. Para poder evitar que existan datos erróneos (por la cantidad de valores), se procede a realizar un filtro o promedio de datos (opcional).
7. Se procede a aplicar la ecuación 21, para calcular el dc-exponente, con los datos anteriores.
8. El gradiente hidrostático normal para la zona es de 0,449 psi/ft.
9. Posteriormente se grafica en una escala semilog en el eje (x) el dc-exponente contra la profundidad. De esta forma se tiene el perfil de dc-exponente para lo cual se trazarán las Líneas de Compactación Normal LCN.
10. Las LCN deben tener un criterio de selección, es decir, si se evidencia algún evento notorio de la perforación o de la geología, ejemplo, alguna discordancia, edad geológica, unidad litológica, cambio de broca, asentamiento de casing, etc. Esta información debe graficarse cerca del perfil de presión de tal forma que estos eventos puedan relacionarse con el comportamiento de la presión y pueda ser modificado con el progreso de la perforación.

11. Resolver la ecuación del exponente “d” (Ecuación 21) para determinar la presión de la formación. Para ello se utiliza un exponente de ajuste que varía de 1.0 a 1.2, en la zona de estudio.
12. Se recomienda que la presión se de en (ppg) o darse como gradiente (psi/ft).
13. En la gráfica final se hace indispensable también graficar el peso de lodo, con el fin de visualizar como fue el comportamiento de la presión ante el peso de lodo aplicado y conocer si se presentaron problemas como amagos de reventones o influjos. Así como graficar los datos explicados en el ítem 10.
 - a. La presión hidrostática de la columna de lodo durante la perforación, debe ser mayor que la presión de formación para mantener los fluidos de la formación confinados en los poros.
 - b. La presión hidrostática deber ser menor que la presión de sobrecarga, de lo contrario fracturará la formación.
 - c. La presión de formación debe ser menor que la presión de sobrecarga para poder mantener los fluidos dentro de los poros de la formación.
14. Si existen pruebas directas de formación (RFT, DST, MDT), se marcan esos datos sobre la gráfica. Usando esta información, se podría “ajustar” el perfil de presión, aunque se debe resaltar que el método se aplica solo para shales y estas pruebas solo se hacen en arenas, por lo cual, el perfil en ocasiones nunca se ajusta a esas pruebas directas.
15. Obtener, si es posible, el mismo perfil de presión pero a partir de datos de velocidades, para ello se hace uso del registro sónico o un DT sintético generado de un VSP. Para ello se realiza el mismo procedimiento pero utilizando la ecuación 20, así como usando un exponente de ajuste de 1.2 en lugar de 3.0 como se encuentra en la literatura. Graficar en lo que respecta y dibujar las LCN.

16. Todas estas gráficas deben ser trazadas a la misma escala de profundidad para una fácil correlación. Con esta información se puede suministrar un conocimiento local suficiente para formular una buena estimación de las presiones de formación.
17. De la magnitud, interacción y control de las anteriores presiones depende el logro del objetivo propuesto y para ello se deben guardar las condiciones mencionadas anteriormente.

6.3.2 Metodología N° 2

Esta metodología se basa en las observaciones realizadas por Bowers, quien planteó que la presión de poro podía ser obtenida a partir de velocidades sísmicas usando la relación entre el esfuerzo efectivo y la velocidad en sedimentos normalmente presurizados (Figura 55). En la cual pudo reconocer aquellos valores que no se encontraban en el mismo Tren de Compactación Normal, siendo clasificados como intervalos con presiones anormales, mostrados en la figura como puntos rojos.

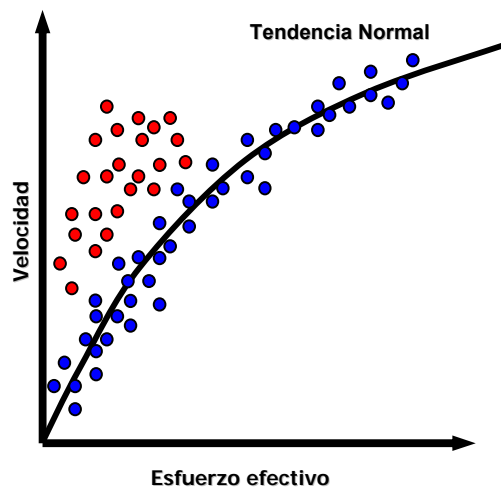


Figura 55. Relación entre la velocidad y el Esfuerzo Efectivo.

De la misma manera, surgió la inquietud de conocer el comportamiento del Exponente “d” con respecto al esfuerzo efectivo (Figura 56). Donde se puede

observar un comportamiento similar en el Tren de Compactación Normal y así como Bowers, identificar aquellos puntos del Exponente “d” que no se encuentran en el tren normal de presión, siendo clasificados como datos anómalos de presión (Color rojo en la Figura).

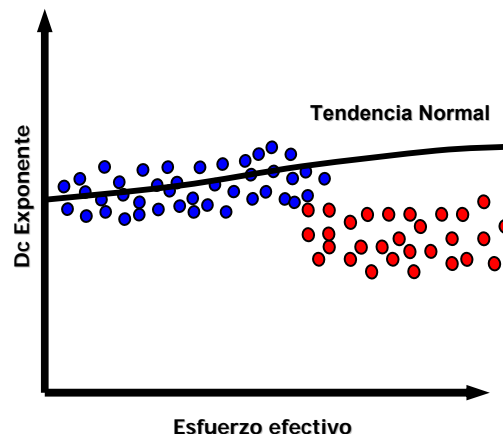


Figura 56. Relación del Exponente “dc” y el Esfuerzo Efectivo.

A continuación se presenta el procedimiento para estimar la presión de poro mediante la relación del Exponente “dc” y el Esfuerzo Efectivo.

Los pasos a seguir son:

1. Obtener tanta información de pozos offset como sea posible. Información como registro gamma ray, pruebas de presión, topes de formaciones, etc.
2. A partir del registro gamma ray se discrimina la litología grano-soportada, de la arcillo-soportada generando un volumen de arcillas (VClay), tomando un cutoff de 0,35 como valor discriminante, para obtener de esta forma un valor de presión de poro más confiable a partir de este método.
3. Tener muy presente que las profundidades para realizar los cálculos deben estar en TVD (True Vertical Depth).

4. Para la aplicación de esta metodología se asumieron condiciones normales, es decir, un gradiente de sobrecarga de 1,05 psi/ft y un gradiente normal de presión de poro de 0,449 psi/ft, con el fin de calcular el esfuerzo efectivo (Ecuación 1).
5. Posteriormente, se integraron los datos de cuatro pozos analizados del campo de estudio (Pozo 1, Pozo 3, Pozo 4 y Pozo 5) por formación geológica, tales como: profundidad, VClay, esfuerzo efectivo, peso del lodo utilizado y los datos del exponente "dc". Los pozos analizados se escogieron ya que tenían el registro gamma ray completo, lo cual era vital para nuestro propósito de discriminación de litología.
6. Teniendo los datos del exponente "dc" y esfuerzo efectivo de los pozos, se procede a graficar la relación de estos dos parámetros. En el eje de las (x) se grafica el esfuerzo efectivo y en el eje de las (y) en escala semilog se grafican los datos del exponente "dc".
7. De esta forma se traza la línea que representa la tendencia de compactación normal del exponente "dc" a condiciones normales de esfuerzo efectivo, obteniendo a su vez una ecuación general que refleja el comportamiento normal de presión de las formaciones establecidas en el análisis de los pozos.
8. Se determinan de esta forma tres ecuaciones de la siguiente manera: la primera integra las formaciones Guayabo, Charte y León; la segunda representa la formación Carbonera que refleja los mayores problemas durante la perforación, y finalmente la tercera ecuación cubre las formaciones productoras, Mirador, Los Cuervos y Barco.
9. Teniendo estas ecuaciones generales se puede obtener un exponente "dc" normal (dcn), el cual se requiere para la obtención de la presión de poro aplicando el Método del Exponente "d".
10. Caso contrario a la Metodología N°. 1, este procedimiento no requiere de la subjetividad del intérprete para el trazo de las Líneas de Compactación Normal,

sino de la ecuación obtenida para cada intervalo, por medio de la relación anteriormente mencionada.

11. Resolver la ecuación del exponente “d” (Ecuación 21) para determinar la presión de la formación de todos los pozos integrados. Con esto se pudo establecer que el exponente de ajuste que más refleja el régimen de presión dentro de la zona de estudio es 1.0.
12. Para el análisis de un pozo en particular, se aplica la ecuación 21, haciendo uso de las tres ecuaciones establecidas para las formaciones de los pozos en la zona de estudio, obteniendo de esta forma la presión de poro del pozo a analizar.

7. RESULTADOS

Las metodologías seguidas por este estudio para determinar la presión de poro fueron descritas anteriormente. A partir de estos métodos es posible calcular la magnitud de la presión de poro a lo largo del pozo. A continuación se presenta un breve análisis de cada pozo estudiado, con el fin de tener un mejor conocimiento del estado y los eventos de perforación registrados, así como también la descripción del comportamiento del Exponente Dxc y los perfiles de presión de poro obtenidos por las dos metodologías. En la Figura 56 y 57 se puede observar la ubicación geográfica y los cortes transversales de los pozos analizados..

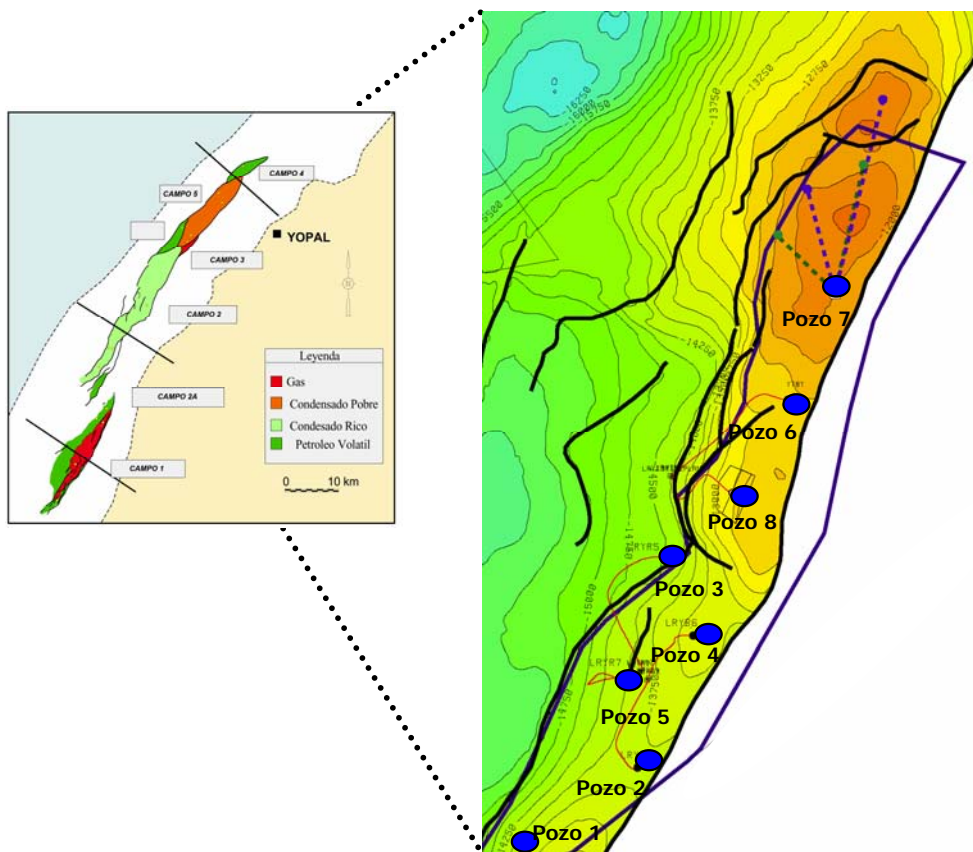


Figura 57. Mapa de ubicación de los pozos analizados del Campo de Estudio.
Tomado de BP (2003)

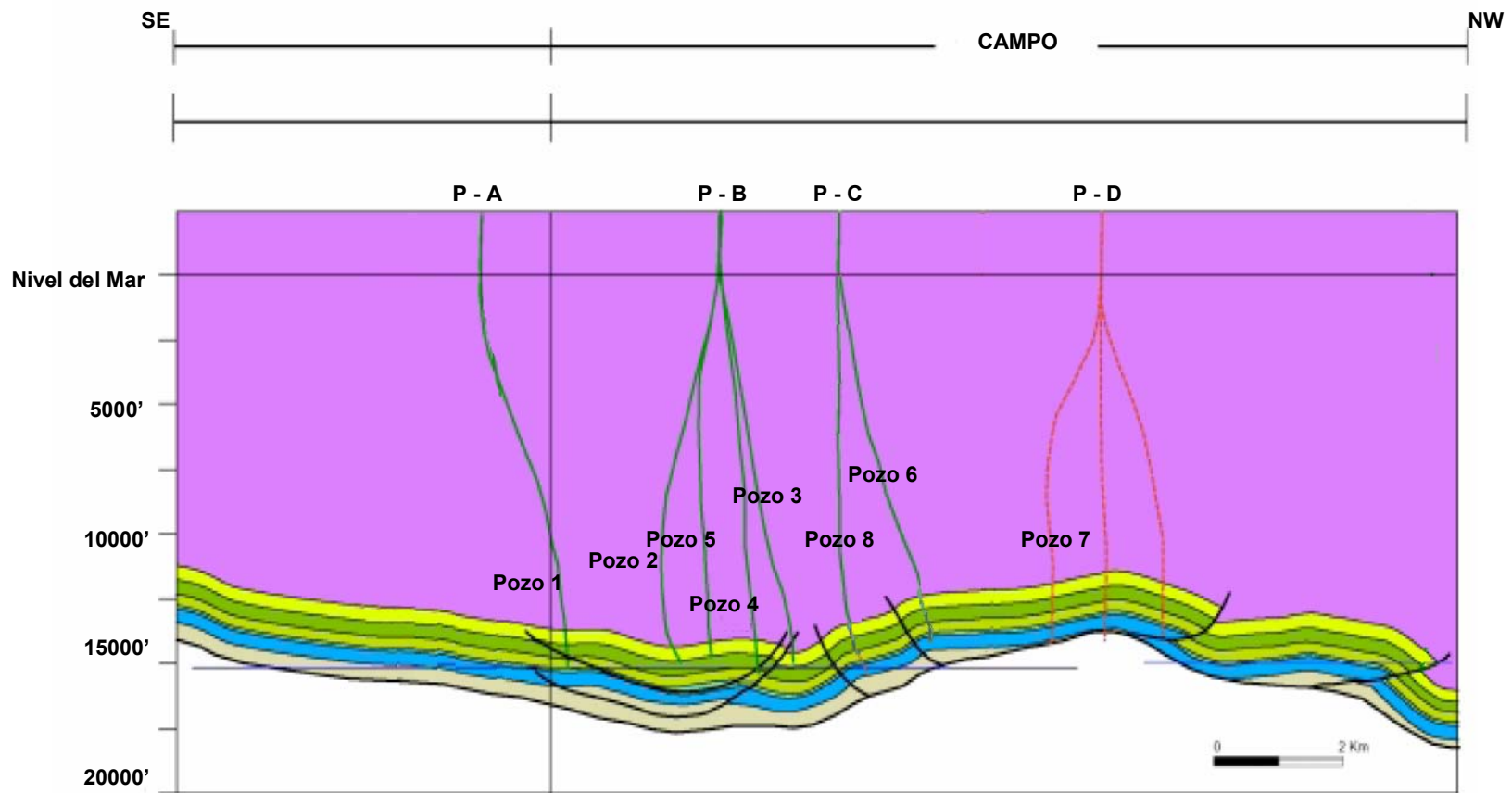


Figura 58. Corte transversal de los pozos analizados en el Campo de Estudio.

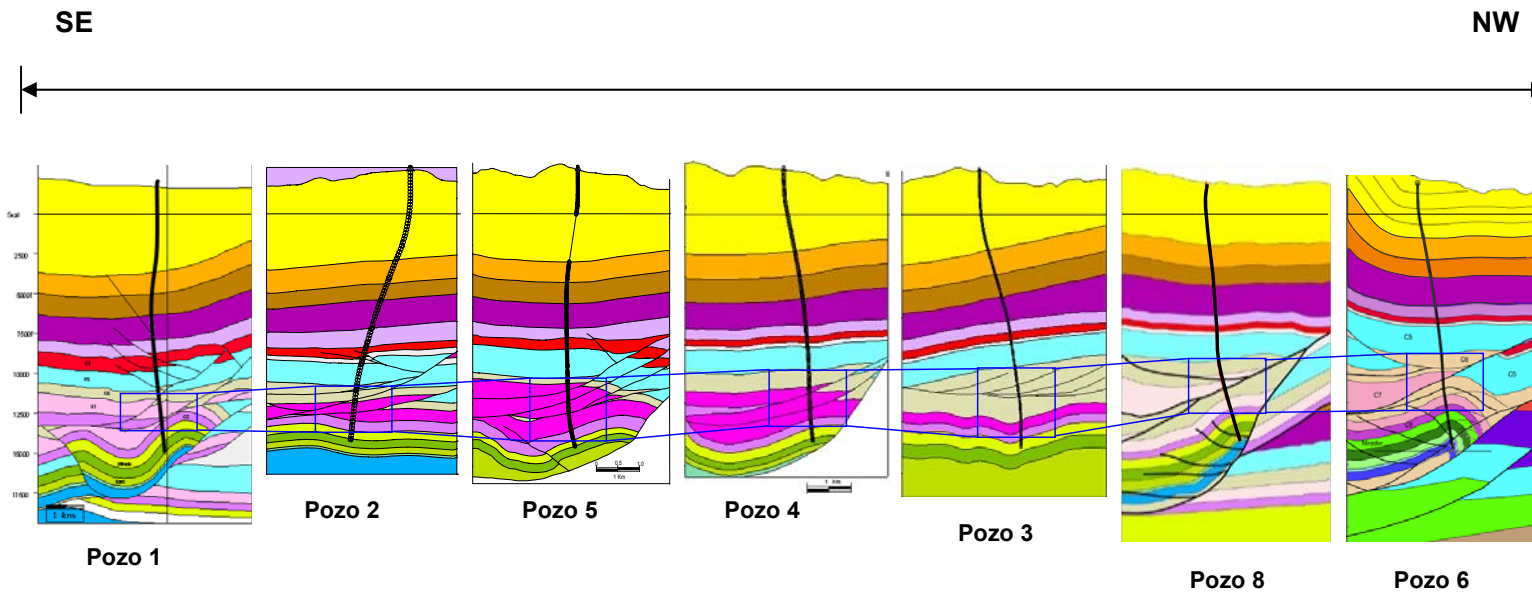


Figura 59. Secciones transversales de los pozos mostrando la estructura y secuencia de los Miembros Inferiores de Carbonera, caracterizados por presentar presiones anormales.

7.1 IDENTIFICACION DE LOS POSIBLES MECANISMOS GENERADORES DE PRESIONES ANORMALES EN EL PIEDEMONTTE LLANERO COLOMBIANO

Los principales mecanismos generadores de presiones de poro anormales en los campos del Piedemonte Llanero son: el aumento en las presiones hidrostáticas; las cuales quedaron atrapadas en cuerpos de arenas durante el levantamiento de las fallas de empuje de la zona; el efecto de compactación, que por su rápido proceso impidió la migración de fluidos; Las influencia de las zonas de falla que ejercen presiones en los cuerpos sellados de arenas, las cuales no pueden ser liberadas hasta lograr un gradiente normal de agua, y por último la generación local de hidrocarburos los cuales presionan los fluidos de los poros, y estos también ocurren en cuerpos de arenas sellados. Todos estos mecanismos están asociados a la dinámica de las zonas de falla para que ejerzan un efecto verdadero en la aparición de presiones anormales.

En el área de estudio se identificaron las presiones anormales en la Formación Carbonera y en especial los miembros C6, C7 y C8 (ver Figura 58), registrando en algunos casos presiones de 13.7 ppg; Estas sobrepresiones podrían haber sido provocadas por mecanismos de generación de hidrocarburos a partir de los carbones asociados dentro de los cuerpos de arenas que produce hidrocarburos de bajo volumen con alta presión, esto se puede observar en todos los pozos analizados y se identifica en las correlaciones realizadas en el presente estudio.

Efectos de la Compactación

Esta causa ha sido muy estudiada en el mundo. De esta forma, existe la posibilidad que las formaciones que presentan presiones anormales en el Piedemonte Llanero Colombiano, lo cual se deduce de acuerdo a los valores bajos de densidad debido al aumento en la porosidad que se puede asociar a un rápido enterramiento lo cual impidió la expulsión de los fluidos. En el Miembro C7, debido a la predominancia de deltas y canales fluviales de corrientes entrelazadas e influencia marina fueron

rápidamente arrastrados por la gran influencia marina, haciendo que estos canales arenosos se embebieran en una gran matriz lodosa. Esto influyó para que los fluidos presentes en estas arenas no fueran capaces de salir debido a la impermeabilidad del shale y por ende, debido a la sobrecarga de los estratos superiores, los fluidos presentes en los poros de las arenas hayan soportado por largo tiempo el peso de sobrecarga, generando así presiones anormales. El Miembro C8 presenta espesores de siltstone en contacto con la Formación Mirador; la interpretación de este Miembro como sobrepresionado, es asociado a su carácter arcilloso y por ser el sello que está ejerciendo sobre la Formación Mirador caracterizada como productora, lo cual impide que los fluidos migren por la presión que ejercen los hidrocarburos, permitiendo de esta forma que existiese un choque de presiones generado por la necesidad de expulsión de fluido del miembro C8 como por el empuje efectuado por los HC de la Formación Mirador, esto también se puede atribuir a la depleción que ha ocurrido en Mirador, ya que esta lleva años en perforación, esto se puede observar en los perfiles de presión de poro que se incluyeron posterior a esta parte del capítulo.

Generación de Gas y Petróleo

Este mecanismo es factible debido a la conversión de materia orgánica sólida a petróleo líquido o gaseoso que hace que resulte un aumento de volumen (Ver Figura 27).

El carácter productivo de la Formación Mirador permite que haya un fracturamiento de la roca debido a la presencia de gas y su gran habilidad de expansión, mucho más grande que la del petróleo. El aumento de presión durante el proceso de generación de gas pudo ser rápido y eventualmente llegó a la presión de fractura de la roca. Después de que ocurrió el fracturamiento se generó una reducción impredecible en la presión. Esas fracturas se cerraron posteriormente por el aumento de la profundidad y la temperatura. De esta forma, la densidad de los shales del Miembro C8 disminuyó ligeramente debido a las fracturas y pudo permanecer esencialmente constante sobre el intervalo de la Formación Mirador por el aumento de presión.

Tectonismo

Este es el mecanismo que más tendría aceptación para el escenario geológico del Piedemonte Llanero debido a su gran complejidad estructural y altos esfuerzos tectónicos (Ver Figura 25).

La configuración Andersoniana de los esfuerzos para el Piedemonte es un régimen tectónico rumbo-deslizante, donde el esfuerzo principal es el horizontal máximo (SH), el intermedio es el vertical (SV) y el mínimo es el horizontal mínimo (Sh), mostrando sin duda que los esfuerzos in-situ en el subsuelo ejercen un confinamiento sobre las formaciones de tal forma que la cuenca tiene un carácter compresional lo cual indujo a disminuciones de volumen durante su evolución que ayudo a la generación de presiones de poro anormales. Esto también se puede explicar debido a la gran influencia de las zonas de falla. Estas ocurren cuando las rocas están sujetas a compresión lateral, así como por la carga vertical de los sedimentos suprayacentes, tal como un cinturón de cabalgamiento (*overthrust belt*), como se dijo anteriormente en la explicación de los esfuerzos. Si la compresión lateral es efectiva, esto podría conllevar a una acumulación progresiva de estratos y la presión de poro será más alta que el valor normal hidrostático, que acompañado con una rápida depositación se vuelve generador de sobrepresión.

Otra característica que cabe resaltar en el campo de estudio, es que las Formaciones que conforman el Sinclinal de Nunchia, Tales como: Charte, León y Miembros Superiores de Carbonera, presentan un gradiente Normal de presión de poro, y esto se puede llegar a concluir por la poca deformación que presenta esta estructura, y a profundidad los miembros C6, C7 y C8 influenciados por la Falla Yopal se pueden identificar la aparición de presiones anormales, estas observaciones se pueden ver claramente a partir de los perfiles de presión de poro generados por medio del método del Exponente "D", por tal razón, se puede inferir que esta falla esta influenciando en la generación de presiones altas en esta parte de la zona, que estaría evitando que los fluidos dentro de los poros pudiesen migrar de la Formación C7. Esta situación se presenta donde los espesores de shales arcillosos son poco compactados (C6) y se encuentren intercalados con areniscas

que contengan fluidos, las patinas de arcilla pueden ser emplazadas a lo largo del plano de falla previniendo la migración de fluidos, llegando a manifestar en algunos casos presiones anormales hacia esa sección.

Planos de Falla Sellantes

Sería el caso contrario a la migración de fluidos y tendría mucha coherencia con los mecanismos explicados anteriormente, ya que en este caso, las fallas estarían actuando como un “sello” en las zonas con presiones anormales, un ejemplo de esto, podría ser la Falla Yopal, que estaría evitando que los fluidos dentro de los poros pudiesen migrar de la Formación C7. Esta situación se presenta donde los espesores de shales arcillosos son poco compactados (C6) y se encuentren intercalados con areniscas que contengan fluidos, las patinas de arcilla pueden ser emplazadas a lo largo del plano de falla previniendo la migración de fluidos, llegando a manifestar en algunos casos presiones anormales hacia esa sección

Transferencia lateral o dinámica

Este mecanismo al igual que el anterior tiene gran influencia en el Piedemonte Llanero debido a las sucesivas secuencias interestratificadas de shales y arena, ocasionado que se manifieste un flujo lateral de fluidos a través de las formaciones. De la misma forma, las fallas y fracturas juegan un rol importante en el control de la dirección y rata de flujo, ya que ambos pueden actuar o bien como conducto o como barrera para fluir. Además, los cambios en la presión de poro pueden estar influenciados por la habilidad de las fallas y fracturas de abrirse/cerrarse y controlar las ratas de flujos. En reservorios confinados e inclinados estructuralmente como en el Piedemonte, el equilibrio de la presión interna crea diferencias de sobrepresión entre el reservorio y las rocas de grano fino que están alrededor. Este efecto de “transferencia lateral” es el más común en secuencias altamente estructuradas resultando en presiones más altas que las esperadas en localidades “buzamiento arriba”, donde los pozos exploratorios son normalmente perforados.

7.2 RESEÑA DE EVENTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS

Los pozos del campo de estudio (Figura 57), presentaron varios problemas durante la perforación, en esta parte, se busca resaltar los eventos más representativos para cada pozo analizado, con el fin de establecer criterios que sean de gran utilidad al momento de perforar un prospecto en el área.

En la Figura 58 se muestran la secuencia, trayectoria y estructura de los pozos. Además se resaltan los Miembros litológicos que han sido caracterizados de tener presiones anormales (C7-C8).

Pozo 1

Este pozo presentó un sidetrack a 9319 ft (TVD) debido a un atasco por un implemento perdido (fish). Se manifestaron varios tight spots (puntos estrechos) a 3365 ft y 5547 ft (TVD). Las Formaciones Charte y León no presentaron problemas mientras se perforaba. A 6503 ft se presentó una pega de tubería. A 8831 ft hubo un empaquetamiento (pack-off). Entre 9073-10509 ft y 11618-12519 ft se presentaron problemas asociados con la geometría del hueco y por lo tanto se hicieron modificaciones del BHA. A 9663 se redujo el peso de lodo a 12,1 ppg para prevenir una pega diferencial. En el intervalo de tamaño de broca de 14 ¾ no hubo problemas de casing ni pegas. A 15679 ft se presentó una pega en la Formación Mirador. De 15820- 15848 se perdieron 157 bbls. A 15924 hubo perdidas de 207 bbls, los cuales se detuvieron con una serie de aditivos. En la Formación Mirador el peso de lodo se redujo a 9,2 ppg con el fin de parar las perdidas reportadas 2377 bbls. El aumento del peso de lodo de 8,4 a 9,5 ppg en Los Cuervos fue para evitar problemas de pega diferencial. En esta Formación a 15441 ft las perdidas fueron de 508 bbls/h, estas se redujeron a 60 bbl/h y las perdidas acumuladas en ese instante fueron de 1608 bbls. A 16122 ft hubo perdidas de 40 bbls y las acumuladas fueron de 2928 bbls. Las perdidas totales acumuladas de este intervalo reportadas son 3460 bbls. Al perforar la Formación Barco se inició con un peso de lodo de 8,4 ppg

a 18883 ft (MD) y luego se incrementó el lodo a 8,6 ppg para prevenir influjos de agua.

Pozo 2

En este pozo no hubo sidetrack. En la Formación Guayabo a 3422 ft hubo pérdidas de 150 bbls. A 7625 ft en la Formación León se manifiesta una pack-off rimando hacia arriba. En esta misma sección se presentaron una serie de tight spots de 6933-7466 ft, al igual que en el Miembro C2 se reporta a 10204 ft. A 5178 ft se presenta una pega de tubería con una duración de 1.5 hr. En el tope de C3 hasta 10843 ft se reconoce una pega que duró 15 min debido a un pack-off. A 11407 y 11574 en el Miembro C4 se presentaron pérdidas de 570 bbls y 149 bbls, respectivamente. En el Miembro C5 se presentó una pega debido a un pack-off a 11111 ft con una duración de 5.5 hr y la rata de cavings fue mayor de 22 bph, una vez normalizada la pega, la rata de cavings disminuyó a 10 bph (Cavings pequeños y retrabajados). A 11487 ft fue necesario incrementar de 11,8 a 12,3 ppg debido al alto volumen de cavings y el peso de lodo se aumentó de 11,8 a 12,4 ppg, con el fin de controlar la inestabilidad en León. Las pérdidas reportadas en esta sección son de 3525 bbls a 13421 ft. El Miembro C7 fue perforado con 13,2 ppg (14,2 ECD) y no hubo influjos ni presencia de altos porcentajes de gas. En la Formación Mirador a 16519 ft la presión de poro fue de 6,8 ppg. Después se pasó de 7,5 a 7,2 ppg justo al comenzar la sección para evitar invasión de sólidos finos. No hubo influjos ni conexiones de gas. A 17042 ft se presentó un tight spot y se reportan pérdidas de 2638 bbls.

Pozo 5

Este pozo no presentó mayores problemas de estabilidad, salvo dos pegas de tubería a 8007 ft en la Formación León y a 11222 ft en el Miembro C3, el cual fue perforado con un peso de lodo de 11.3 ppg con perdida total de torque lo que obligó a un aumento en el peso del lodo a 12.3 ppg. Sin embargo en C5 cuando se perforaba con 11.8 ppg, se presentaron pérdidas de lodo en la Formación Guayabo (Total perdidas 702 bbls). El otro evento de perforación que se manifestó en

repetidas ocasiones fue la presencia de tight spots en las Formaciones Guayabo (11 eventos), Charte (3 eventos), León (1 evento), C1 (3 eventos), C6 (4 eventos) y C7 (1 evento). Según los reportes de perforación el Miembro C1 se perforó con una densidad de 10.8 ppg, de igual manera C2, presentándose un aporte constante de cavings. En el Miembro C7 el peso de lodo sugerido fue de 13.5–14 ppg. Sin embargo en la Formación Mirador el peso de lodo estuvo en 7.5 ppg ya que la presión de poro en ésta Formación no debe permitir una invasión del lodo en las paredes del pozo. En este pozo no fueron reportadas pérdidas de lodo lo que se atribuye al uso de correctos aditivos para controlar dicho problema.

Pozo 4

En este pozo se realizó un sidetrack a 9693 ft, debido a una pega de tubería en el Miembro C1 lo cual condujo a flujos muy bajos que conllevó a este evento. Se presentaron además, cuatro pegas de tuberías, en las Formaciones León y Miembro C1 de la Formación Carbonera, solo se registró un evento de esta magnitud en León a 7038 ft y fue debido a un pack-off al bajar la sarta de perforación y en el Miembro C1 se presentaron tres pegas de tubería, una de ellas tuvo una duración de 100.25 hr a una profundidad de 8711 ft, la segunda condujo a la realización del sidetrack y la última a 9232 ft donde ocurrió un pack-off, la cual quedó libre al realizar labores de limpieza de hueco. Durante el rimado desde 7599 ft a 8329 ft se presentaron cuatro pack-off a 7599, 7844, 8271 y 8329 ft, donde se reconoció una máxima tasa de cavings de 20 bph, el 90% en la Formación León. Las pérdidas de lodo registradas en este pozo, se encontraron en las Formaciones Guayabo, Miembros C1 y C8 de la Formación Carbonera, Mirador y Barco, las mayores pérdidas ocurrieron en C8, donde la tasa fue de 600 bph, sin observar retornos, otras pérdidas significativas ocurrieron a 17762-17779 ft en la Formación Barco por la fluctuación de tres torques donde ocurrieron pérdidas de 300 bbls.

Pozo 3

Este pozo manifiesta un sidetrack accidental cuando se perforaba un tapón de cemento a 15033 ft. Se registraron pérdidas de lodo en las Formaciones Guayabo y

Carbonera. En la Formación Guayabo ocurrieron pérdidas con una tasa de 600 bph, hacia el Miembro C1 se registraron pérdidas a 8945 – 8993 ft mientras se incrementaba el peso de lodo; en el Miembro C2 se reconocen altas pérdidas de lodo con un volumen total de pérdidas por día de 252, 101 y 133 bbls en el intervalo de 8993 – 9809 ft. Mientras se ensanchaba el hueco a 7882 – 8778 ft, se reconocieron pérdidas hacia el Miembro C3, con una tasa de 6 bbls/hr, pero a medida que se bajaba a una profundidad de 7200 ft, las pérdidas aumentaron a 30 bbls/hr. Las pérdidas reconocidas en el Miembro C4, básicamente ocurrieron debido al aumento en el peso de lodo, conllevando a una tasa de pérdida de 40 bbls/hr. En el siltstone del Miembro C8 se registraron los mayores volúmenes de pérdidas, a 18121 ft se reportan 990 bbls, a 18131 ft de 280 bbls y a 18127 ft de 130 bbls. En la Formación Carbonera se registraron todas las pegas que se reportaron en el pozo, en el Miembro C1 hubo dos pegas de 3.25 hrs a 8373 ft la cual ocurrió debido a un tentativo pack-off y 5.5 hrs a 8008 ft se debió por pack-off y pérdidas de lodo. Hacia el Miembro C3 se registro una pega a 10814 ft, En el Miembro C7 se reconoce la pega de tubería con mayor duración a 13670 ft con una duración de 121 hr. Se manifestó un empaquetamiento hacia el Miembro C4 a 10479 ft, debido a las grandes tasas de pérdidas en este intervalo.

Pozo 6

Este pozo presentó múltiples pérdidas de lodo aproximadamente 37615 bbls. Cabe resaltar que por presentar tantos eventos de pérdidas en esta breve reseña no se indicaras los intervalos a las cuales ocurrieron. Además se realizaron dos sidetrack, el primero a 3081 ft, debido a una pega de tubería y el segundo a 8779 ft debido a la presencia de zonas débiles mientras se perforaba un tapón.

En la sección de 14-3/4" se tuvieron serias pérdidas de lodo desde 3751 ft las cuales se intentaron controlar con LCM, hasta el punto de 7565 ft cuando se da una pega. En este pozo se siguió perforando con el peso de lodo planeado a pesar de las pérdidas. Se presentaron Tight spots a 2200 ft – 6700 ft en las Formaciones Guayabo y Leon, respectivamente. Las pegas en este pozo se registraron en la Formación Carbonera, en el Miembro C1 se registro una pega debido a las grandes

perdidas de lodo registradas, hacia el Miembro C5 a 9830 ft por la pérdida de flujo total, así mismo a 10190 ft ocurrió una pega diferencial por un aumento en la presión, además en esta sección se reconoce un pack-off, el cual se recuperó con trabajo de tubería que permitió la liberación de la sarta. Durante la perforación de este pozo se registraron varias obstrucciones en la Formación León a 6144 ft, en el Miembro C1 a 6582 ft, Miembro C2 a 8570 ft, así como en el Miembro C5 a 9576, 9765 y 9740 ft, estas últimas fueron debido a un aumento en la presión.

7.3 ANALISIS DEL DXC DE LOS POZOS ANALIZADOS

Pozo 1

Sección de Pozo 14 3/4" (1202 – 12712 ft)

Esta sección corresponde a la formación Guayabo, Charte, León y los Miembros C1 hasta C5 de la Formación Carbonera.

En este sector el comportamiento del Dxc es constante, mostrando por su inclinación una rápida depositación de los sedimentos de estas Formaciones. Se observan varios datos anómalos atribuidos a las variaciones litológicas que se reconocen a lo largo de esta sección. En la Formación Charte se reconoce un Dxc con comportamiento constante y estable debido a las condiciones de perforabilidad de esta.

A una profundidad de 4246, 8709 y 12712 ft se reconoce movimientos significativos de la tendencia del Dxc hacia la izquierda se deben a cambios en el BHA, lo cual se puede ver reflejado a lo largo del perfil, pues durante esta sección se pueden reconocer varios cambios en el BHA.

Sección de Pozo 10 5/8" (12655 – 15491 ft)

En esta parte se encuentra los Miembros C6 a C8 de la Formación Carbonera, esta sección se puede reconocer el movimiento del Dxc que indica aumento en la presión

de poro indicando una leve sobrepresión. Según este método la presión de poro en este sector varia de 11.7 a 13.5 ppg. Se presentan variaciones en el Dxc debido a las intercalaciones de Areniscas y Mudstone.

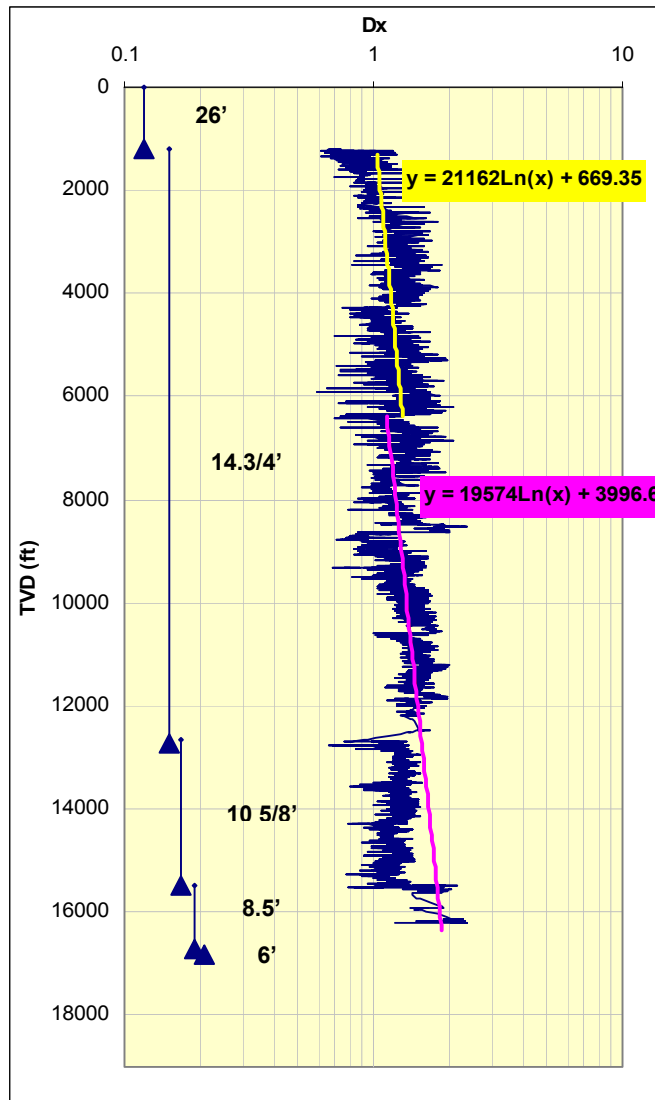


Figura 60. Perfil de Exponente Dxc pozo 1, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.

Sección de Pozo 8.5" (15491– 16726 ft)

Corresponde a la Formación Mirador, en este caso el Dxc se comporto constante y se obtuvo por medio de este método una presión hacia esta zona de 7.8 a 8.2 ppg.

Pozo 2

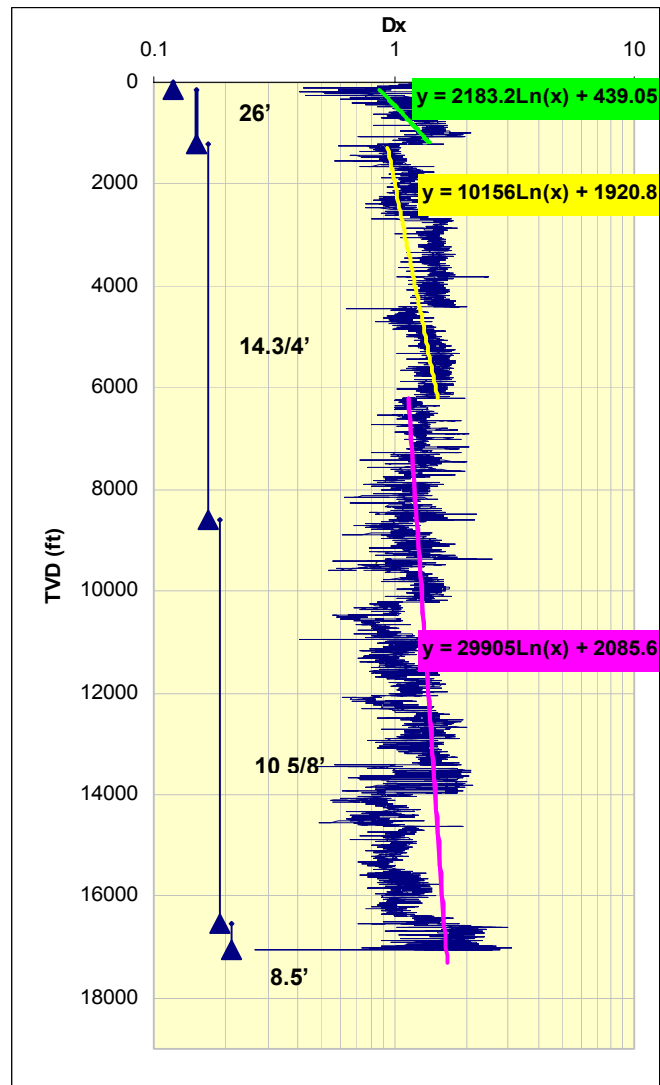


Figura 61. Perfil de Exponente Dxc pozo 2, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.

Sección de Pozo 26", (129 – 1209 ft)

Esta sección esta corresponde a la parte superior de la Formación Guayabo. Esta compuesta por sedimentos no consolidados con granulometría gruesa, por lo tanto el comportamiento del Dxc tiene unos leves movimientos hacia la izquierda y una

tendencia muy inclinada indicando una rápida depositación, pero en este caso por el tipo de litología puede llevar a valores anómalos del Dxc.

Sección de Pozo 14 3/4", (1209 – 8614 ft)

Correspondiente a la Formación Guayabo, Charre y León. En este caso la presión de poro toma un gradiente normal con valores según este método de 8.0 a 8.8 ppg. La tendencia del Dxc se reconoce con algunos movimientos hacia la izquierda, a 2567 ft se reconoce uno de estos movimientos debido a variaciones litológicas, pues hacia esta parte se reconocen intercalaciones de Mudstone y Areniscas.

A 4418 ft, se reconoce un movimiento hacia la izquierda de la tendencia del Dxc, este se debe a un cambio en el BHA esto puede ser malinterpretado como una sobrepresión, lo mismo ocurre a 6200 ft que fue el criterio para trazar la segunda línea de tendencia.

Sección de Pozo 10 5/8" (8614 – 16527 ft)

Esta sección corresponde a la Formación Carbonera, se observan cambios en la tendencia esto se puede atribuir a varios cambios de BHA realizado a 8614, 9372, 10204, 11111, 11574, 12053, 12853, 13421 y 14618 ft.

Hacia el Miembro C1 y C2 se observa un comportamiento de la tendencia del Dxc casi normal indicando valores de presión de poro de 8.2 a 8.9 ppg hacia esta zona. Se pueden observar ligeros movimientos hacia la izquierda del Dxc influenciados por los cambios en el BHA y las variaciones litológicas que existen en esta Formación.

En el Miembro C6 se observa un desplazamiento del Dxc hacia la izquierda, indicando una leve sobrepresión esta prevalece hasta el miembro C8 de esta Formación. La presión de poro obtenida fue 11.7 a 12.5 ppg mediante este método.

Sección de Pozo 8.5" (16527– 17069 ft)

Corresponde a la Formación Mirador, por su carácter arenoso, según el Dxc muestra un comportamiento constante, indicando valores de 7 a 8.2 ppg por medio del calculo por este método.

Pozo 5

Igualmente para este pozo, se siguió con el mismo criterio para el trazo de la líneas de tendencia, siguiendo los cambios notorios en el BHA's y de broca, Ver figura 61.

Sección de Pozo 26", (0 – 1229 ft)

Esta sección la conforma el cuaternario y la Formación Guayabo, en este caso el comportamiento del Dxc a profundidad es inestable en la parte final, pues estos son sedimentos poco consolidados y de granulometría gruesa, por lo tanto esto puede conllevar a valores erróneos del Dxc.

Sección de Pozo 14 ¾", (1229 – 13168 ft)

Esta conformada por las Formaciones Guayabo, Charte, León y los Miembros C1 hasta C5 de la Formación Carbonera. Están constituidas por intercalaciones de Mudstone y Areniscas.

A lo largo de las Formaciones Charte y León se observa una inclinación en el Dxc que muestra una rápida compactación de los sedimentos.

A 3530 ft se observa un movimiento hacia la izquierda de la tendencia del Dxc, esto se debe a un cambio notorio de BHA, lo mismo ocurre hacia una profundidad 6384 ft, 8583 ft y 10336 ft, donde se puede reconocer este mismo fenómeno.

En el miembro C1 se observa un Dxc con comportamientos poco estables, esto se debe a las variaciones litológicas en este sector. Hasta el Miembro C5 se observa

un comportamiento constante que puede indicar gradientes de presión de poro normales, aunque se presentan varios valores anómalos, que como se dijo anteriormente se deben a las variaciones litológicas debido a las intercalaciones de Areniscas y Mudstone característicos de esta Formación.

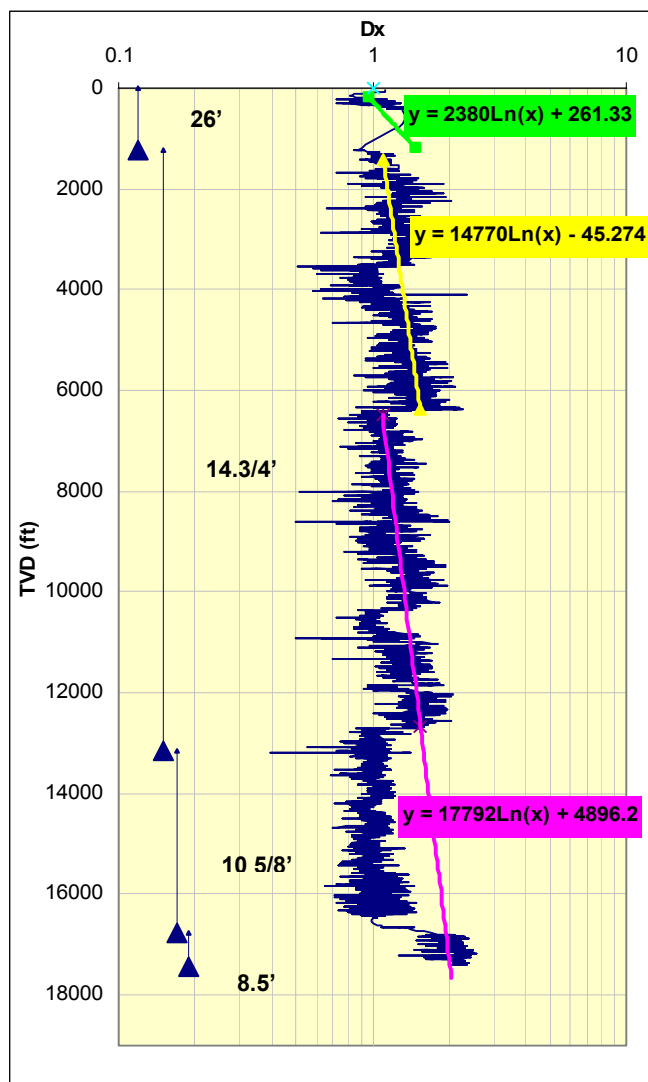


Figura 62. Perfil de Exponente Dxc pozo 5, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.

Sección de Pozo 10 5/8" (13168 – 16759 ft)

Esta sección precisamente se encuentra en la zona con presiones anormales, esta conformada por los miembros C6, C7 y C8 de la Formación Carbonera.

Las presiones altas se empiezan a registrar desde el Miembro C6 y se aprecia en el perfil gracias al movimiento hacia la izquierda de la tendencia del Dxc.

En esta zona se registran presiones según este método de 13 a 14 ppg.

Sección de Pozo 8.5" (16759– 17421 ft)

En esta sección encontramos la Formación Mirador, los valores de Dxc indican comportamientos constantes, la evaluación por medio de esta método arroja valores de presión de poro de 7.0 a 8.2 ppg.

Pozo 4

En este pozo igual que en el 3, la línea de tendencia para aplicar el método del Exponente D, se tomo según los cambios significativos de BHA's Ver Figura 60.

Sección de Pozo 26", (47 – 1735 ft)

En esta sección se reconocen sedimentos continentales poco consolidados de la Formación Guayabo y Cuaternario. Por lo tanto se puede observar que los valores de Dxc hacia esta zona se presentan datos anómalos, por tal razón, se considera en esta sección que los datos son poco confiables para la predicción de presión de poro, pues en el perfil se puede ver que el Dx, tiene un movimiento brusco hacia la izquierda.

Sección de Pozo 14 ¾", (1735 – 9984 ft)

En esta sección se encuentran las Formaciones Guayabo, Charte, León, el Miembro C1 y la parte superior del Miembro C2 de la Formación Carbonera, compuestas principalmente por mudstone, intercalaciones de arenas.

En primer plano el perfil muestra hacia la Formación Guayabo un comportamiento inestable del Dxc, esto se atribuye a las intercalaciones frecuentes de areniscas mal seleccionadas con mudstone. A la profundidad de 4425 ft se observa un movimiento

del Dxc hacia la izquierda, esto es consecuencia de un cambio en el BHA N° 5, esto ocurre en la parte inferior de la Formación Guayabo.

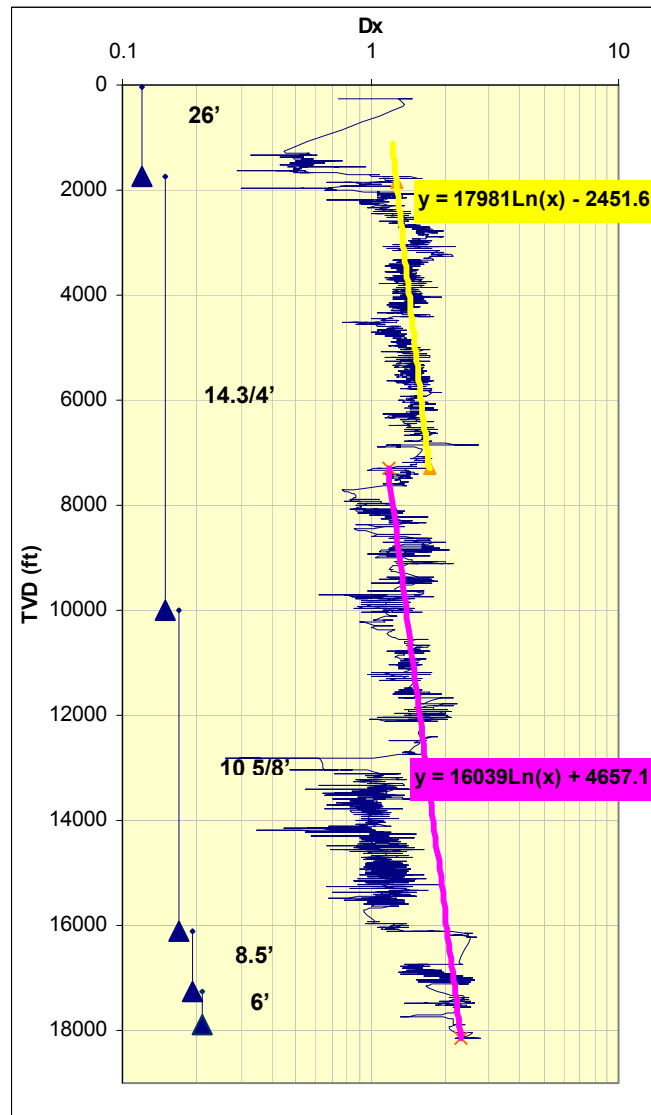


Figura 63. Perfil de Exponente Dxc pozo 4, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.

En la parte de la Formación Charte se puede observar que esta tuvo una rápida compactación, esto se ve reflejado por la tendencia inclinada del Dxc, aunque esto también puede conllevar a valores errados de este.

Hacia la Formación Charte y la parte superior de la Formación León se observa un comportamiento del Dxc estabilizado, que puede indicar un gradiente casi normal de presión de poro para este sector, esto se debe a que las condiciones de perforabilidad en esta zona fueron buenas.

A 7696 ft hacia la parte inferior de la Formación León, se reconoce un brusco movimiento de la tendencia del Dxc, lo cual es consecuencia de un cambio en el BHA N° 7, este desplazamiento fue uno de los criterios tomados para establecer la segunda línea de tendencia.

En el Miembro C1 de la Formación Carbonera se observa un Dxc, que muestra variaciones, esto se puede observar gracias a que en esta sección se pueden reconocer varias intercalaciones de Areniscas y delgadas capas Mudstone, además de presentar dos cambios en el BHA hacia los 9600 ft y 9850 ft.

Sección de Pozo 10 5/8" (9984 – 16101 ft)

En los miembros C2 a C6, el Dxc sigue una conducta inclinada normal, aunque se observan valores erróneos del Dxc, pues hacia este sector se observan intercalaciones entre Mudstone y Areniscas.

En la parte superior del Miembro C6, se puede reconocer la zona de transición, donde se reconoce el paso de un gradiente normal de presión a presiones altas. Esto se observa por el movimiento hacia la izquierda de la tendencia del Dxc. La evaluación de la presión de poro por medio de este método se obtuvo valores de 12 a 13 ppg.

Sección de Pozo 8.5" (16101– 17271 ft)

En esta sección encontramos la Formación Mirador, los valores de Dxc indican comportamientos constantes, la evaluación por medio de este método arroja valores de presión de poro de 7.1 a 7.9 ppg

Sección de Pozo 6" (17271- 17900 ft)

En esta sección se reconoce la Formación Los Cuervos y Barco. El comportamiento de Dxc es inconstante, en esta zona se reconocen Mudstone con intercalaciones de Areniscas. Además se reconoce varios cambios en el BHA's.

Pozo 3

En la figura 59 se puede observar el comportamiento del Dxc durante la perforación. Para la obtención de la presión de poro por medio de este método se tomaron dos líneas de tendencia según los cambios significativos en el BHA's.

Sección de Pozo 14 ¾", (1366 – 8993 ft)

En esta sección se encontraron sedimentos continentales pobremente consolidados de las Formaciones Guayabo y Charte, además de presentar Formaciones tales como León, y Carbonera hasta el miembro C6. Compuestas de areniscas, limolitas y capas de Mudstone. Las cuales evidencian una rápida compactación en una tendencia relativamente inclinada lo cual puede conllevar a valores erráticos de Dxc. La interpretación fue afectada por cambios en las condiciones de perforación como BHA's. La tendencia normal Dxc en la Formación Charte fue estabilizada con variaciones debidas completamente a la perforabilidad.

A una profundidad de 5371 ft se observa una disminución del Dx, la cual esta influenciado por un cambio en el BHA N° 6, lo mismo ocurre en el cambio de BHA N° 7 a 7087 ft de profundidad que afecta el comportamiento del exponente Dx con un significativo movimiento hacia la izquierda, lo cual puede ser malinterpretado como una presión anormal; con este ultimo cambio en el BHA, fue el criterio para trazar la segunda línea de tendencia.

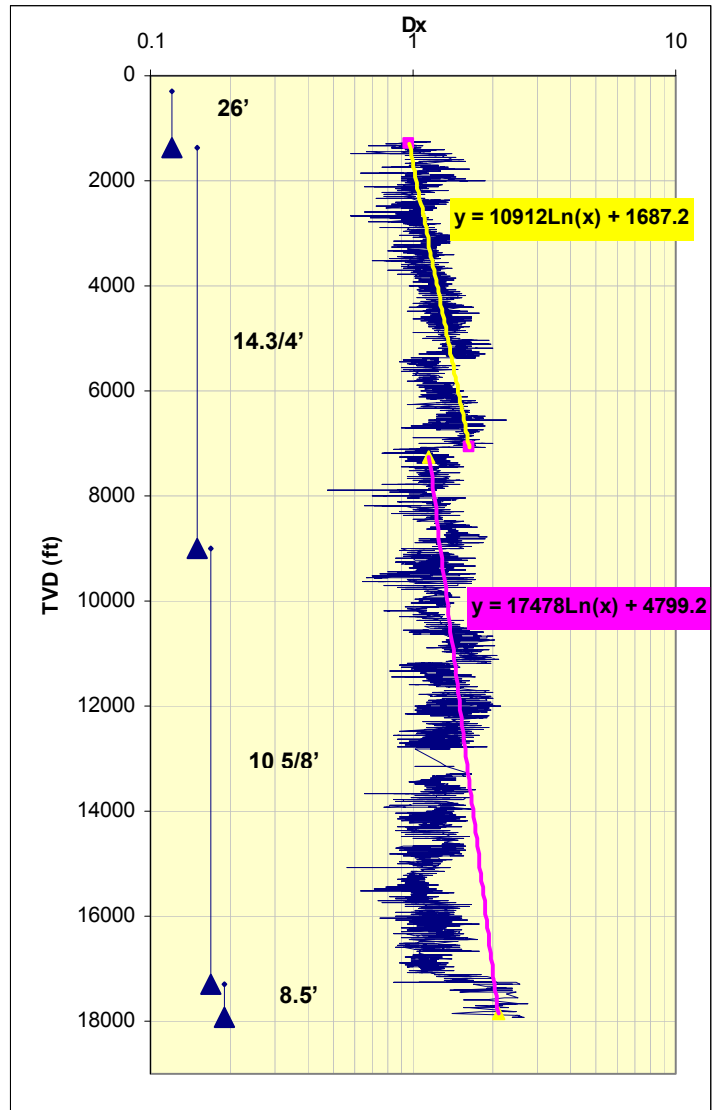


Figura 64. Perfil de Exponente Dxc pozo 3, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.

Hacia la parte inferior de la Formación León se puede reconocer oscilaciones en el Dxc, se reconocen movimientos de este hacia la derecha e izquierda, dando como resultado valores erráticos de este. Hacia la parte superior de la Formación Carbonera Miembro C1 se reconoce una inclinación normal del exponente Dxc, este se puede atribuir a los espesores de arenas en esta sección que corresponderían a gradientes normales de presión.

Sección de Pozo 10 5/8" (8993 – 17307 ft)

En los miembros C2 a C6, el Dxc sigue una conducta inclinada normal, aunque se observan valores erróneos del Dxc, entre Mudstone y las intercalaciones de Areniscas y Silstone.

En la parte inferior del miembro C6, se reconoce que el Dxc se extiende hacia la izquierda mostrando una ligera sobrepresión, la evaluación de la tendencia permitió estimar la presión de poro que varía de 10.9 a 11.7 ppg. Hacia los miembros C7 y C8 se observa que el Dxc tiene un movimiento hacia la izquierda, indicando un incremento en la presión de poro, estimada por este método con una variación de 11.7 a 12.8 ppg.

Sección de Pozo 8.5" (17307– 17921 ft)

En esta sección encontramos la Formación Mirador, los valores de Dxc indican comportamientos constantes, la evaluación por medio de esta método arroja valores de presión de poro de 7.1 a 8.0 ppg.

Pozo 6

En este pozo la evaluación de la presión de poro fue difícil por medio de esta técnica, debido a la inclinación del pozo y al uso del BHA y los múltiples problemas que ocurrieron durante la perforación

Sección de Pozo 26", (32 – 1219 ft)

Consiste en sedimentos pobremente consolidados de la Formación Guayabo, la presión de poro inicial es de 8.33 ppg. Donde se encuentran intercalaciones de Areniscas, Silstone y Mudstone se pueden reconocer valores erráticos del Dxc.

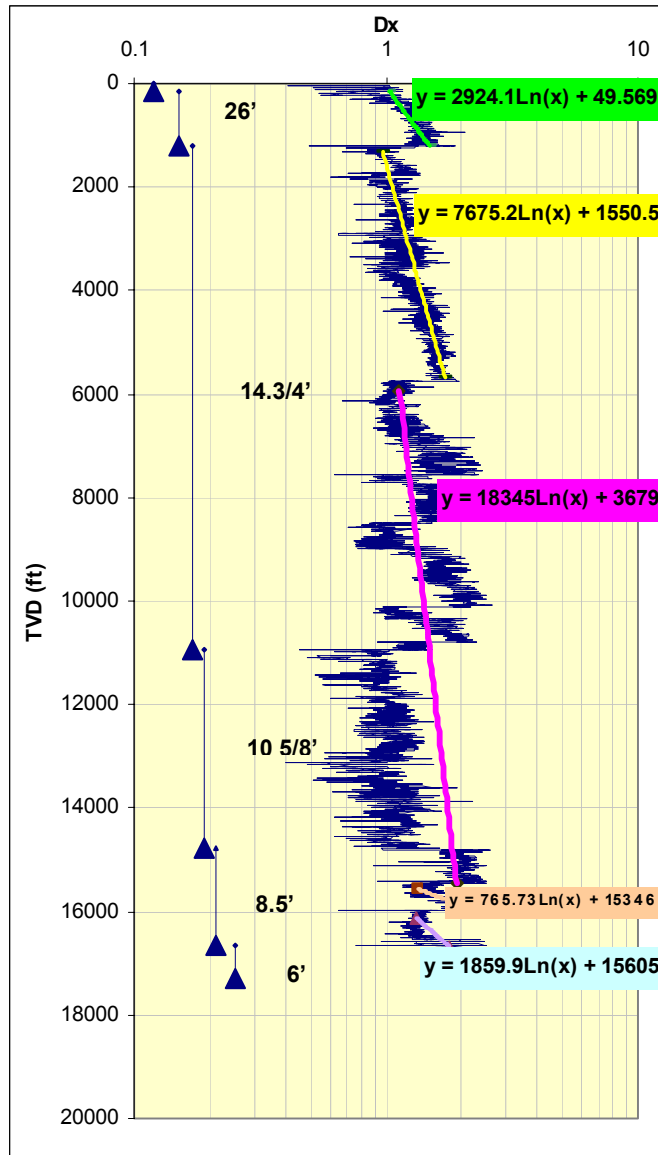


Figura 65. Perfil de Exponente Dxc pozo 6, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.

Sección de Pozo 14 3/4", (1219 – 11573 ft)

Esta sección comprende la Formación Guayabo, Charte, León y los Miembros C1 hasta C6 de la Formación Carbonera. Se observa una tendencia normal del Dxc mientras se perfora la secuencia con algunos valores inconstante debido al uso de

brocas PDC y a las frecuentes intercalaciones de capas de Mudstone y Areniscas además de que en este sector se perforo con modo rotatorio.

La presión de poro estimada para la Formación Guayabo y Charite permaneció constante por medio de este método aunque hubo algunas variaciones debido a cambios en los parámetros de perforación.

A lo largo de la Formación Carbonera se observa varios movimientos de la tendencia del Dxc indicando datos erróneos, la interpretación fue afectada por cambios en las condiciones de perforación como BHA's y variaciones litológicas características de esta Formación intercalaciones de Mudstone y Arenisca.

Sección de Pozo 10 5/8", (11573 – 15686 ft)

En esta sección se realizaron trabajos direccionales en una gran parte por lo tanto esto conlleva a varios datos con error del Dxc.

Se puede reconocer que en este sector la tendencia del Dxc, tiene un movimiento hacia la izquierda debido a una leve sobrepresión, en los miembros C6, C7 y C8 de esta Formación. Según este método la presión de esta parte varía de 12.2 a 13 ppg.

Sección de Pozo 8.5", (15686 – 17556 ft)

En esta sección se encuentra la Formación Mirador, Los Cuervos y Barco, la tendencia del Dxc muestra varios movimientos constantes, esto se debe a varios cambios de las condiciones de perforación como los cambios en el BHA.

Pozo 7

En este pozo el análisis del perfil del Dxc se realizo solo con lo reflejado por el grafico, ya que los datos sobre la perforación aun no han sido reportados.

El análisis de este pozo por medio de esta metodología 1, se realizó usando como criterio de línea de tendencia cambios de brocas durante la perforación, el resultado fue satisfactorio, esto se ve reflejado en el perfil de presión de poro, ya que fue el único pozo en el campo que se corrieron pruebas directas de presión MDT los cuales sirvieron como puntos de calibración del modelo.

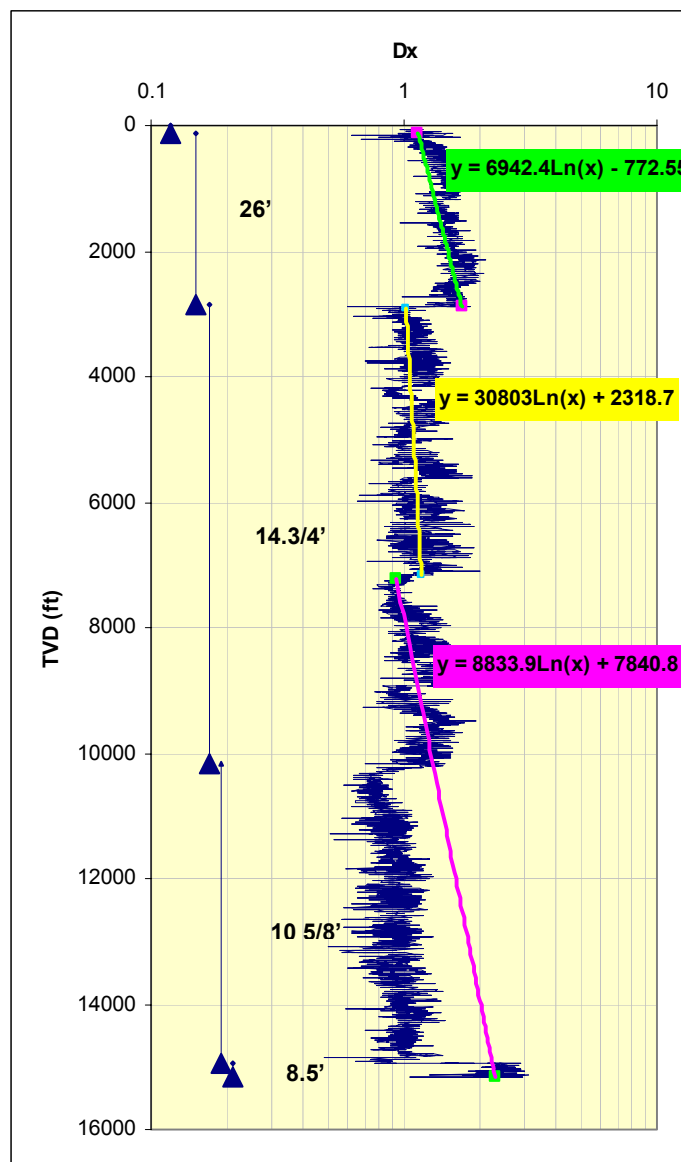


Figura 66. Perfil de Exponente Dxc pozo 7, se puede observar las líneas de tendencia subjetivas con base a cambios en el BHA.

Sección de Pozo 26", (128 – 2868 ft)

Consiste en sedimentos pobremente consolidados de la Formación Guayabo, los datos obtenidos hasta una profundidad de 1200 ft, fueron erróneos debido a la presencia de variaciones litológicas y areniscas mal seleccionadas.

En general, en esta sección se obtuvo por medio de este método un gradiente de presión de poro normal entre 8.0 y 8.9 ppg. Por la tendencia inclinada del Dxc se puede reconocer que se presentó una rápida compactación de los sedimentos.

Sección de Pozo 14 ¾ ", (2868 – 10178 ft)

Comprende la Formación Charte, León y los Miembros C1 hasta C6 de la Formación Carbonera.

Se observa una tendencia normal del Dxc muy estabilizada mientras se perfora la Formación Charte, hacia la parte superior de la Formación León se puede observar algunas variaciones del Dxc, ya que este sector se pueden reconocer variaciones litológicas debido a las intercalaciones de Mudstone y Arenisca. Esta tendencia vuelve a estabilizarse hacia la parte inferior de la Formación. Se puede también reconocer esta misma característica en el miembro C1 donde se ve un Dxc con una inclinación que como en las dos anteriores Formaciones muestra un gradiente casi normal en esta secuencia.

Durante los miembros C2 a C6 se observan algunas desviaciones en la tendencia del Dxc, esto se podría atribuir a cambios en las condiciones de perforación.

La presión de poro estimada para la Formación Guayabo y Charte permaneció constante por medio de este método aunque hubo algunas variaciones debido a cambios en los parámetros de perforación.

A lo largo de la Formación Carbonera se observa varios movimientos de la tendencia del Dxc indicando algunas subpresiones que se reflejan en los miembros

arenosos de esta Formación, esto se comprueba teniendo en cuenta las pruebas directas de presión realizadas a lo largo de este pozo, en el miembro C3 se reconoce un brusco movimiento de la tendencia del Dx hacia la derecha que según las pruebas directas MDT es debido a una subpresión de 4.4 ppg y según el método utilizado en el presente estudio es de 4.66 ppg, el error es mínimo por lo tanto se considera muy preciso a la hora de estimar la presión de poro.

Sección de Pozo 10 5/8", (10178 – 14932 ft)

En esta sección se reconoce una desviación del Dxc hacia la izquierda, indicando el comienzo de la zona con presiones anormales, que según este método varía de 13 a 14 ppg. Este sector comprende los miembros C6, C7 y C8 de la Formación Carbonera.

Sección de Pozo 8.5", (14932 – 15169 ft)

En esta sección se reconoce la Formación Mirador, donde se puede observar una tendencia del Dx que indica un gradiente normal de presión.

7.4 PERFILES DE PRESIÓN DE PORO OBTENIDOS POR MEDIO DE LA METODOLOGÍA 1

En esta parte de los resultados, se muestran los perfiles de presión de poro obtenidos para los diferentes pozos analizados del área de estudio, en este caso se siguió la metodología 1, mencionada en el capítulo 6.

El criterio para escoger las líneas de tendencia fue a partir de los diferentes eventos de perforación, tales como; cambios de broca, y cambios en el BHA,. El orden en que se colocaron los pozos, siguiendo una trayectoria Sureste – Noreste, en el campo de estudio. En las figuras, se podrá reconocer su respectiva nomenclatura, donde se ubicaron los eventos durante la perforación en la profundidad en la cual ocurrió, así como las Formaciones que conforman el pozo con sus características estructurales.

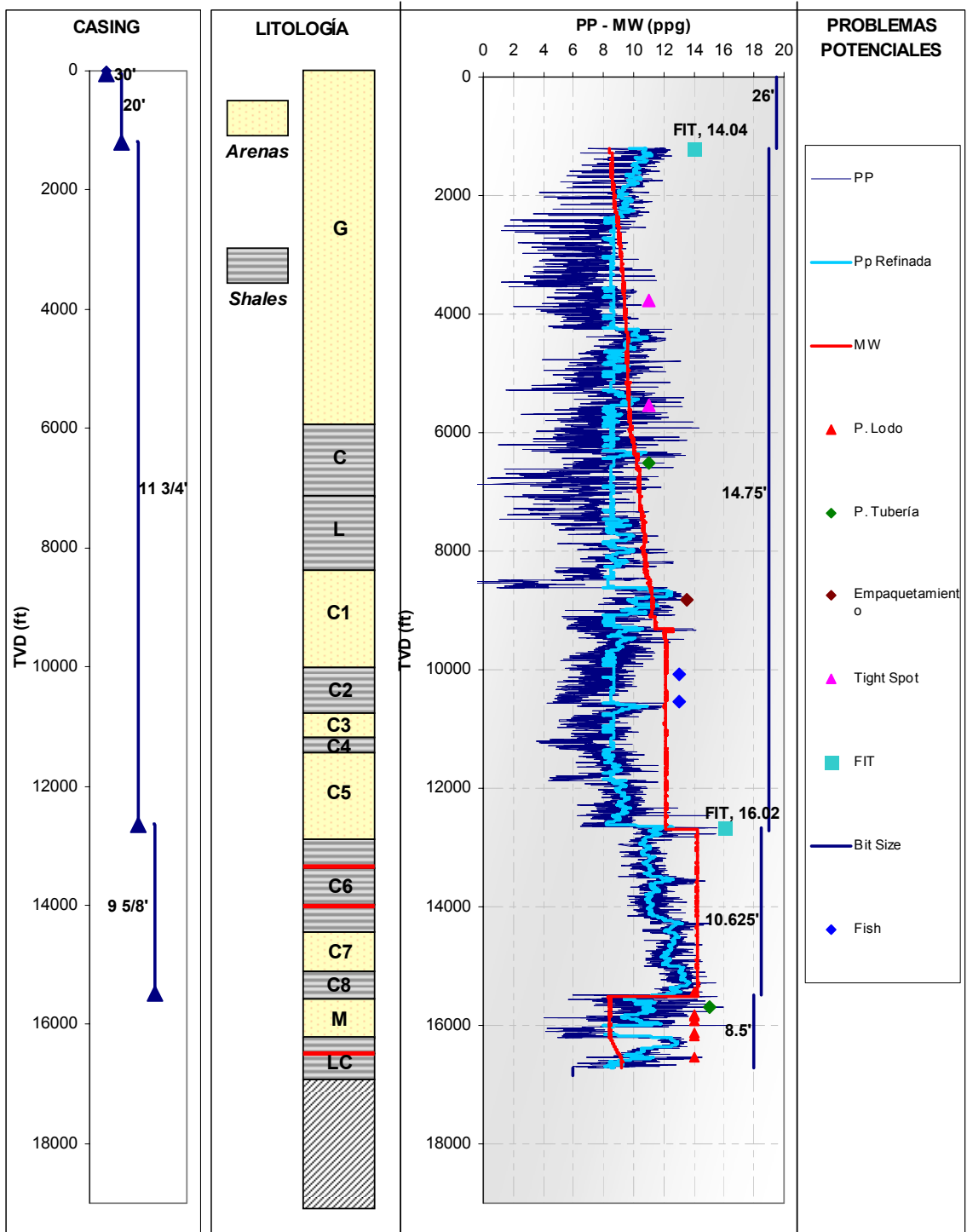


Figura 67. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 1 mediante el desarrollo de la metodología 1

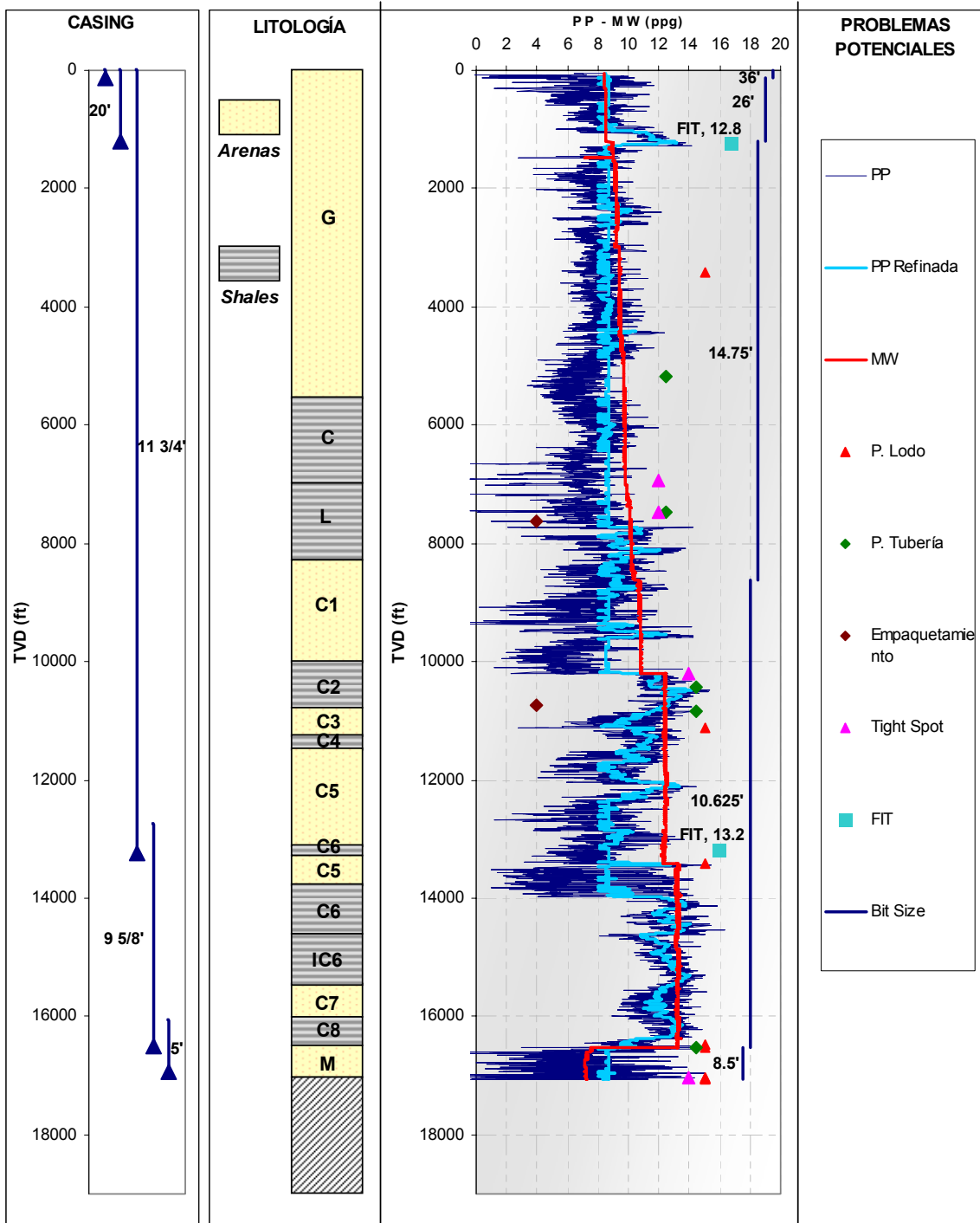


Figura 68. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 2 mediante el desarrollo de la metodología 1

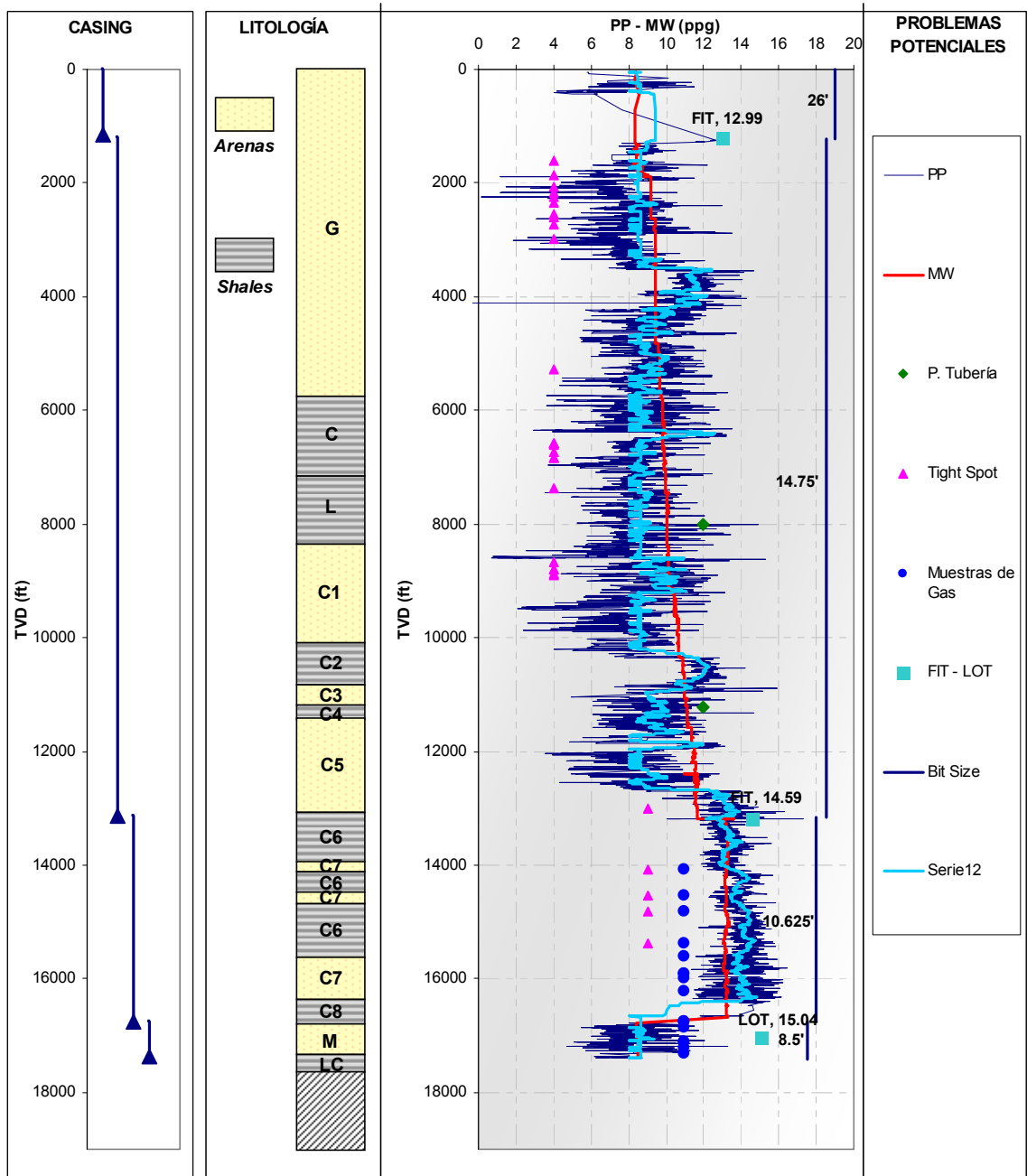


Figura 69. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 5 mediante el desarrollo de la metodología 1

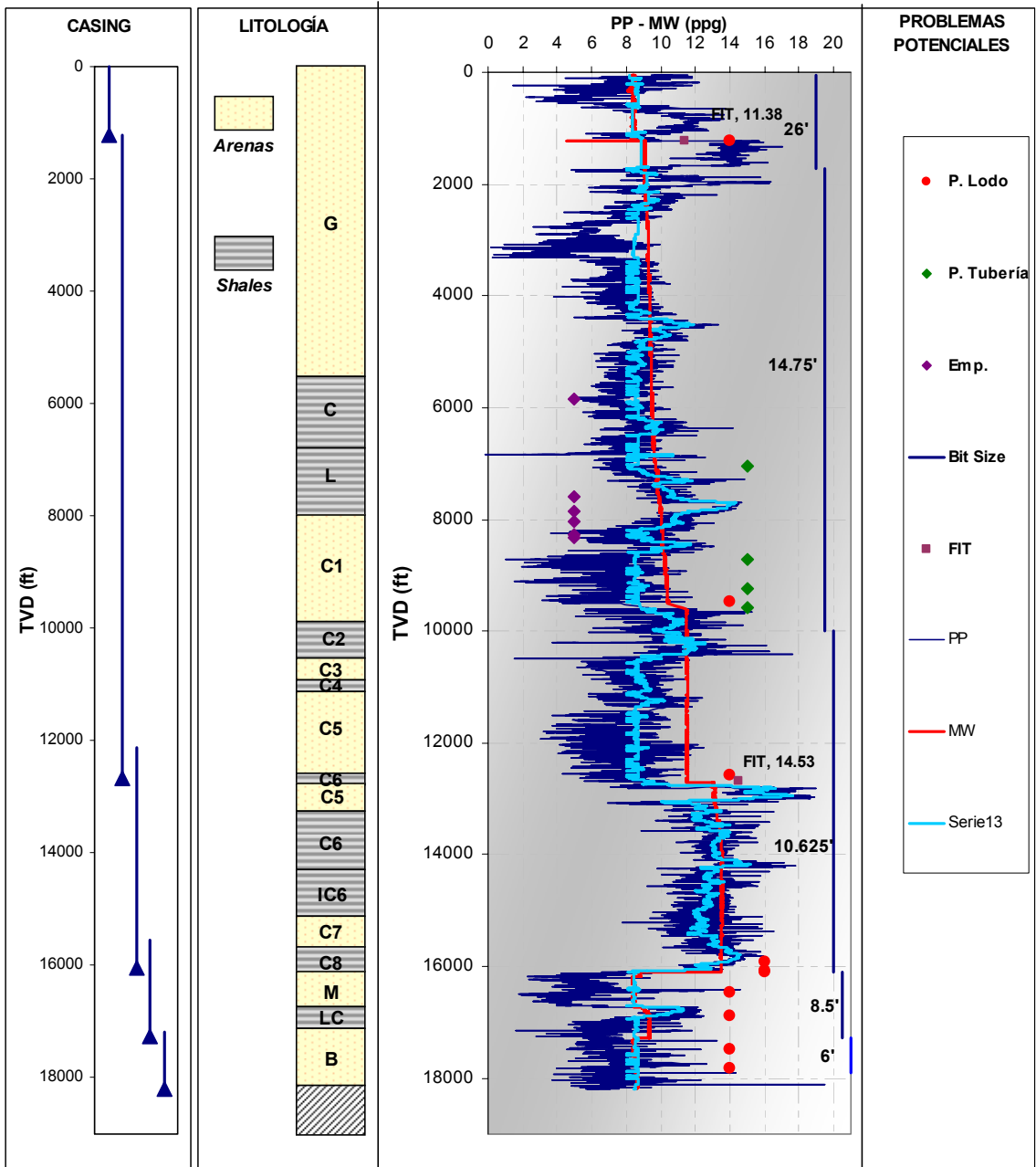


Figura 70. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 4 mediante el desarrollo de la metodología 1

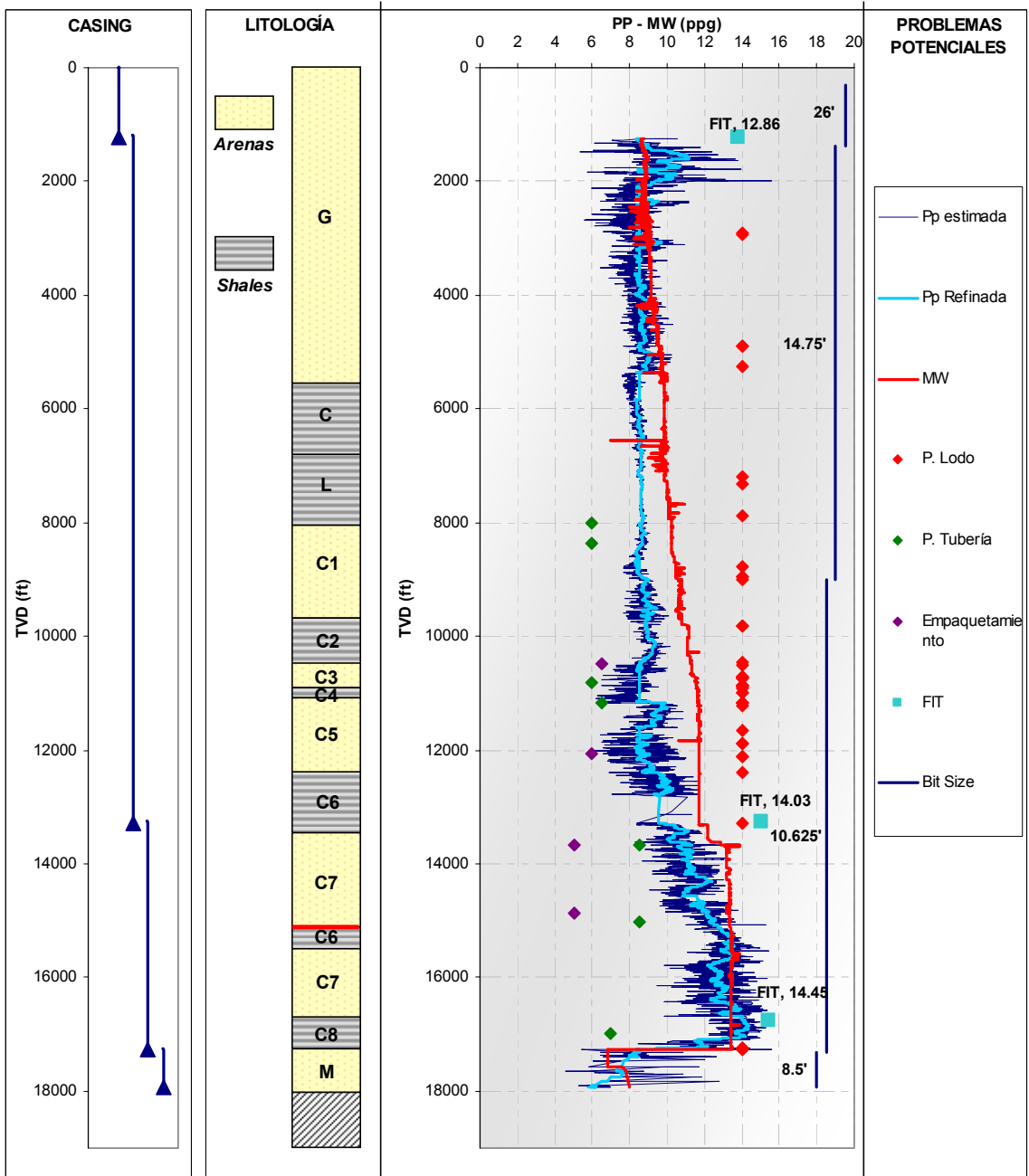


Figura 71. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 3 mediante el desarrollo de la metodología 1

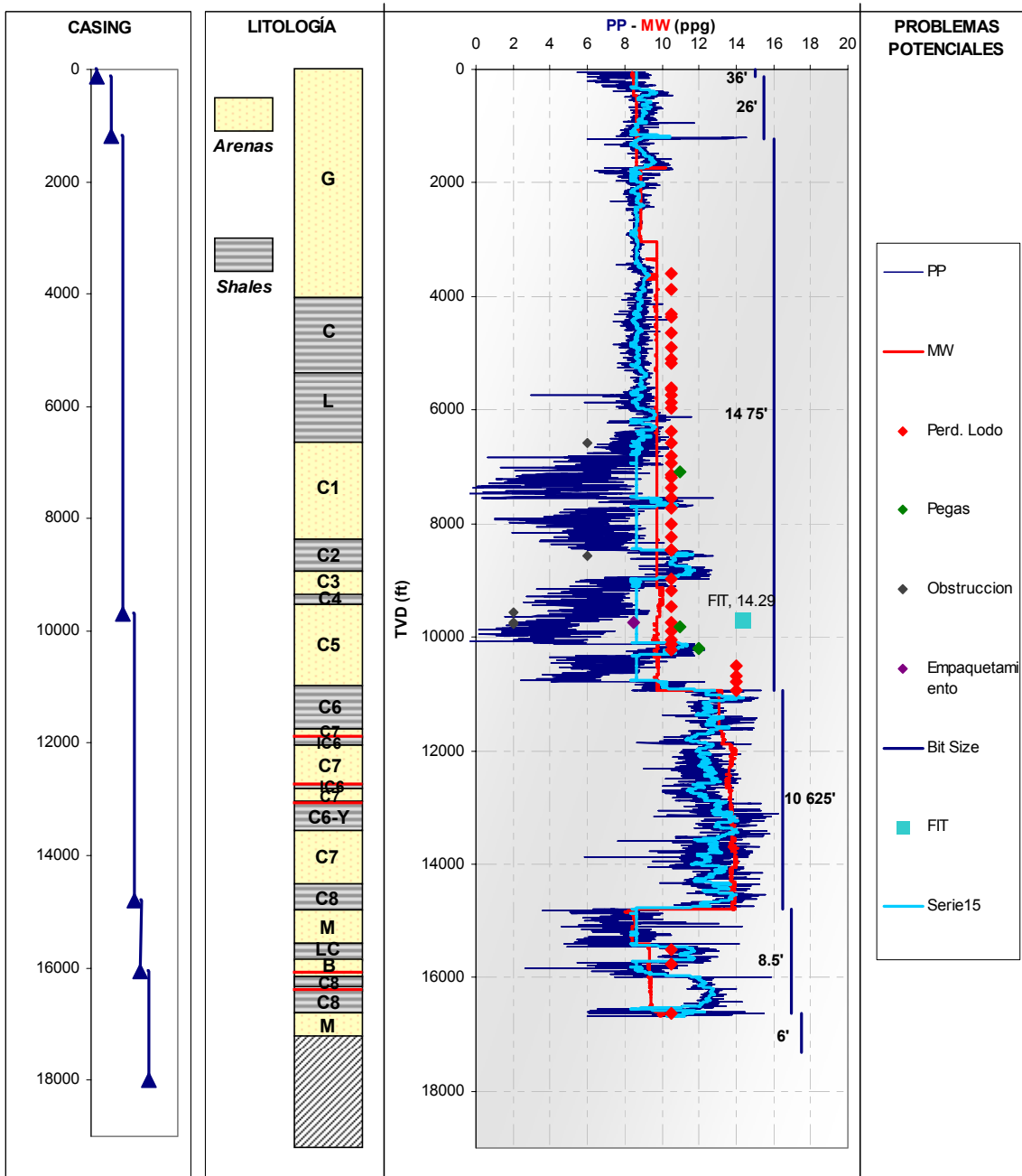


Figura 72. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 6 mediante el desarrollo de la metodología 1

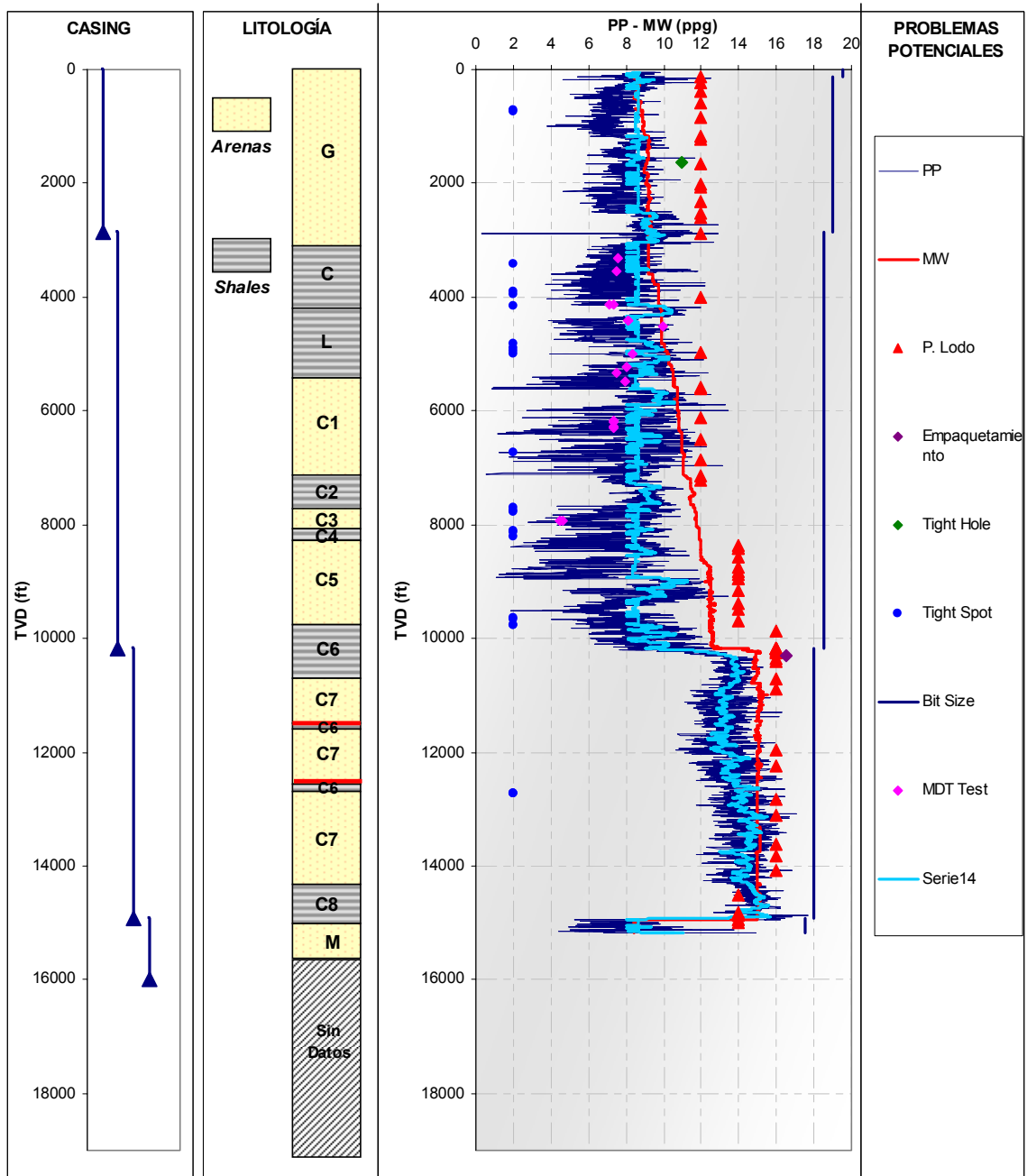


Figura 73. Perfil de presión de poro obtenido para el pozo 7 mediante el desarrollo de la metodología 1

7.5 PERFILES DE PRESIÓN DE PORO OBTENIDOS POR MEDIO DE LA METODOLOGÍA 2.

Los gráficos que se presentaran a continuación, ilustran la presión de poro obtenida por medio de la metodología 2, los pasos que se siguieron para el calculo de la presión de poro fue el descrito anteriormente en el capitulo 6 en la sección 6.3.2.

Cabe resaltar que esta metodología desarrollada es un gran avance en el calculo de la presión de poro por medio del exponente D, ya que elimina la subjetividad de cada interprete en la determinación de este factor en un pozo de un determinado campo petrolero, ya que para cada campo debe existir la relación adecuada de este tren normal de compactación.

En el área de estudio se determino una ecuación general teniendo en cuenta los datos del exponente D y esfuerzo efectivo de los pozos, establecido como se indica en el capitulo 6. Con esto se procedió a graficar en el eje de las X el esfuerzo efectivo y en el eje de las Y el Exponente Dx.

De esta forma se encontró el Trend Normal de Compactación para las Formaciones, agrupándolas como sigue: la primera integra las formaciones Guayabo, Charte y León; la segunda representa la formación Carbonera que refleja los mayores problemas durante la perforación, y finalmente la tercera ecuación cubre las formaciones productoras, Mirador, Los Cuervos y Barco. Y así se obtiene una ecuación general que refleja el comportamiento normal de presión de las formaciones establecidas en el análisis de los pozos.

En las figuras 73, 74 y 75, se reconocen las líneas de tendencia normal del Dx, halladas para las Formaciones anteriormente descritas. En ella se puede observar la ecuación establecida que soporta el cálculo de la presión de poro por el nuevo método propuesto.

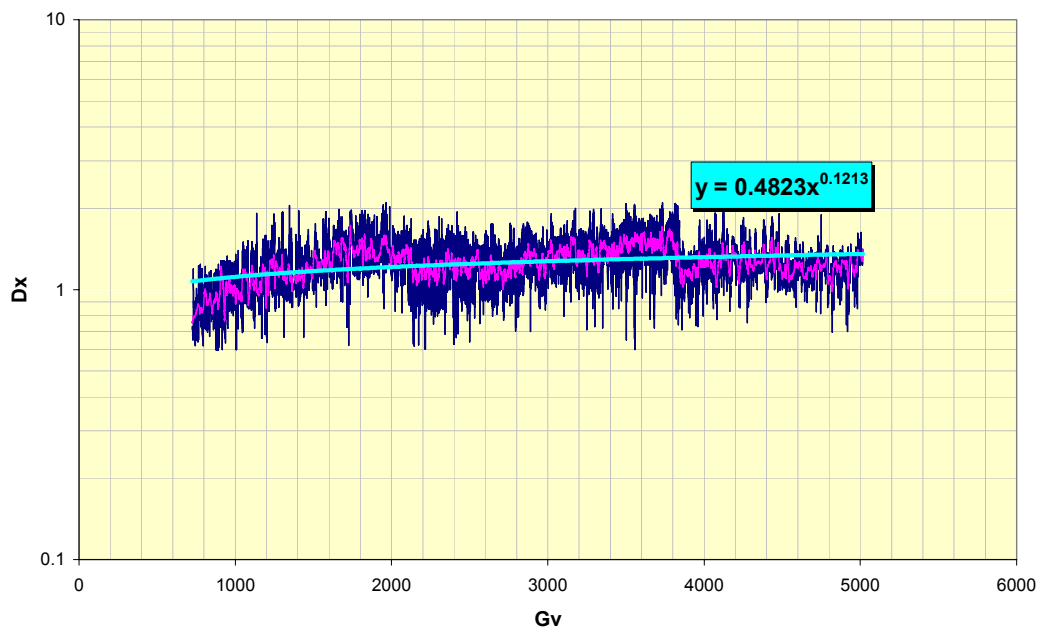


Figura 74. Relación Exponente D y Esfuerzo Efectivo para establecer el Trend Normal de Compactación de las Formaciones Guayabo, Charte y León.

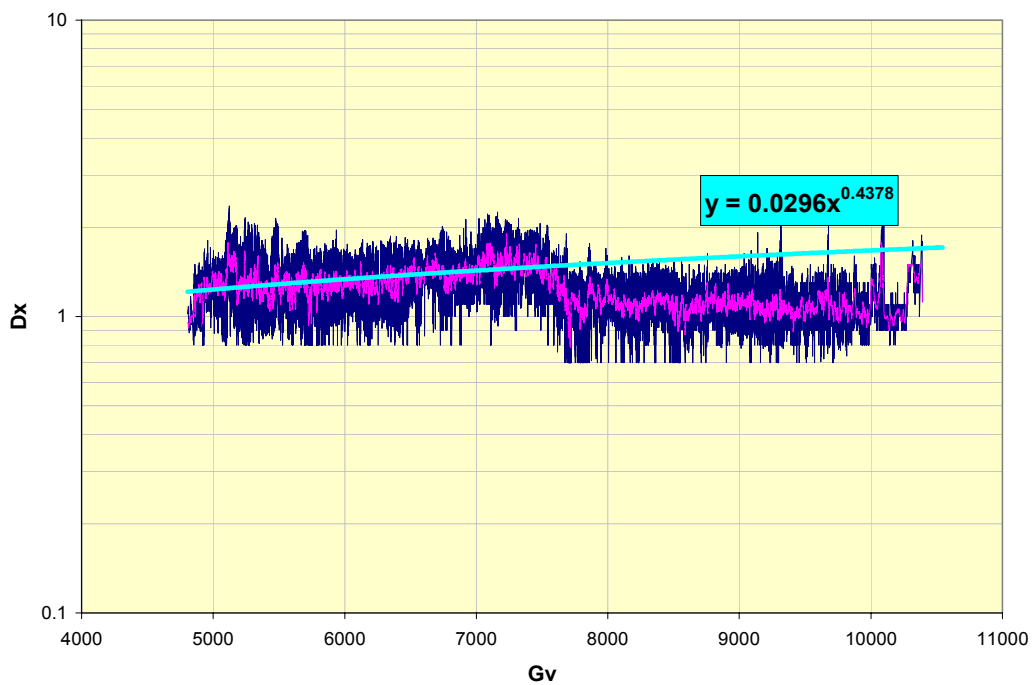


Figura 75. Relación Exponente D y Esfuerzo Efectivo para establecer el Trend Normal de Compactación de la Formación Carbonera.

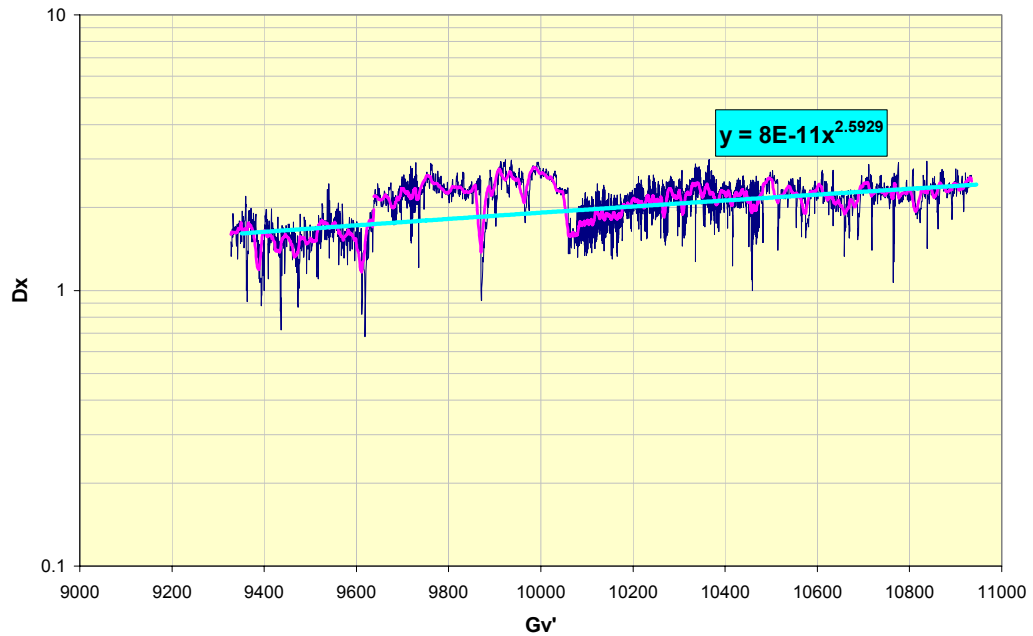


Figura 76. Relación Exponente “D y Esfuerzo Efectivo para establecer el Trend Normal de Compactación de las Formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco.

A continuación se presentan los perfiles que se obtienen de presión de poro a partir del método del Exponente D por medio de la metodología 2.

En los siguientes gráficos se puede observar las formaciones que conforman cada pozo, así como los eventos ocurridos durante la perforación. La manera de calibración de este método fue a partir de los datos de peso de lodo utilizado, ya que en la mayoría de los pozos no existió un elemento de calibración real de la presión de poro.

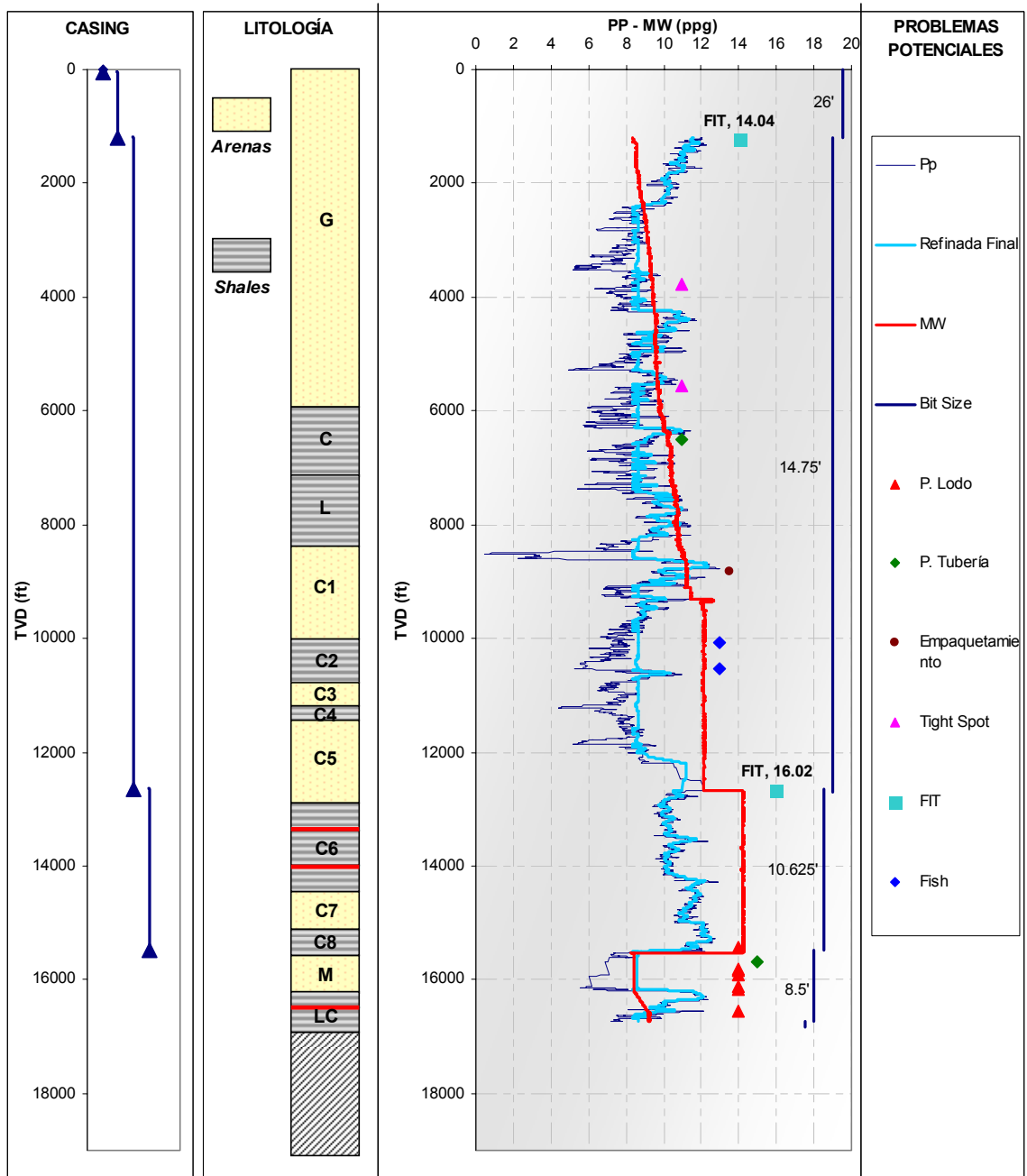


Figura 77. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 1 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).

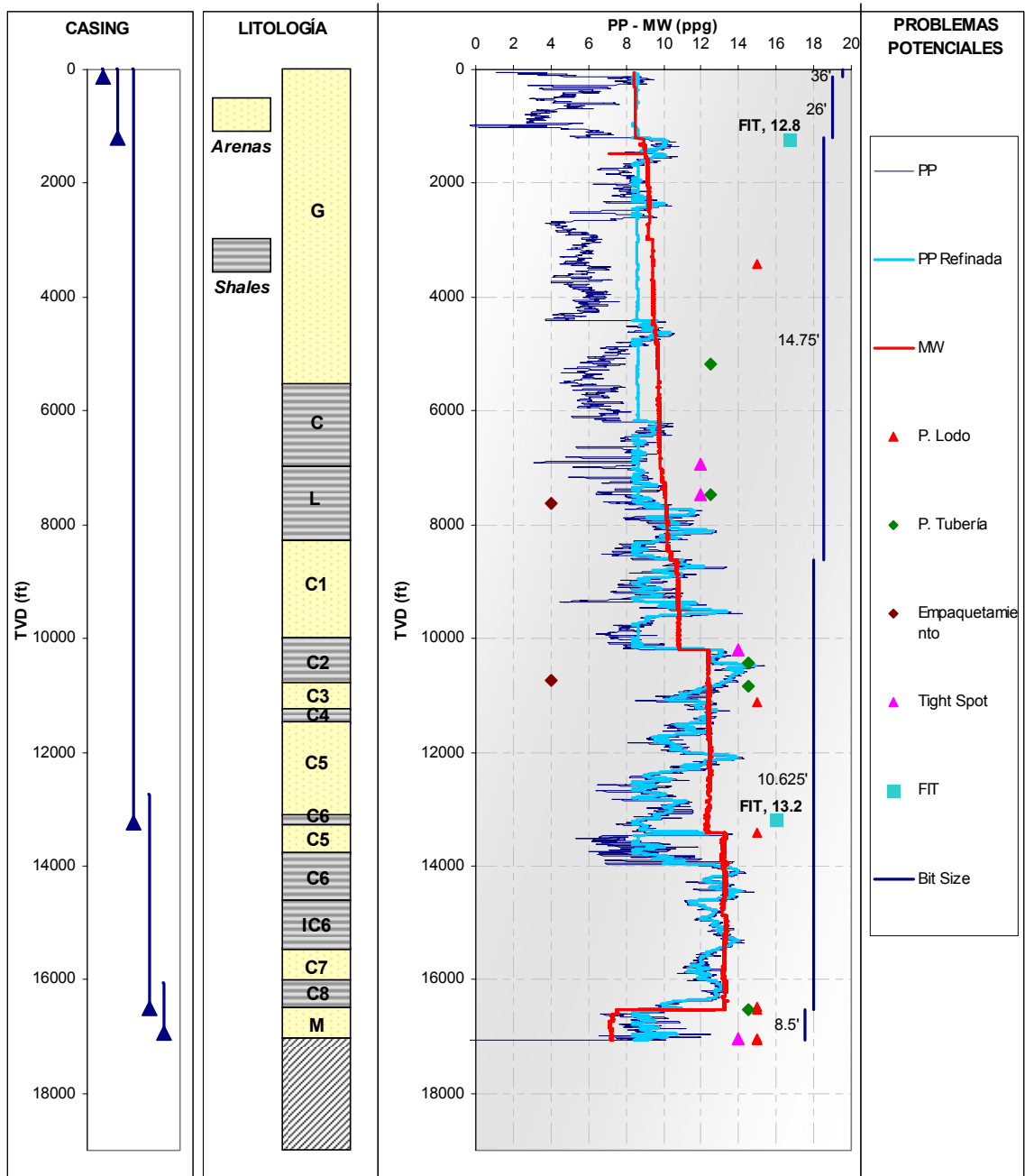


Figura 78. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 2 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente “d” (Metodología 2).

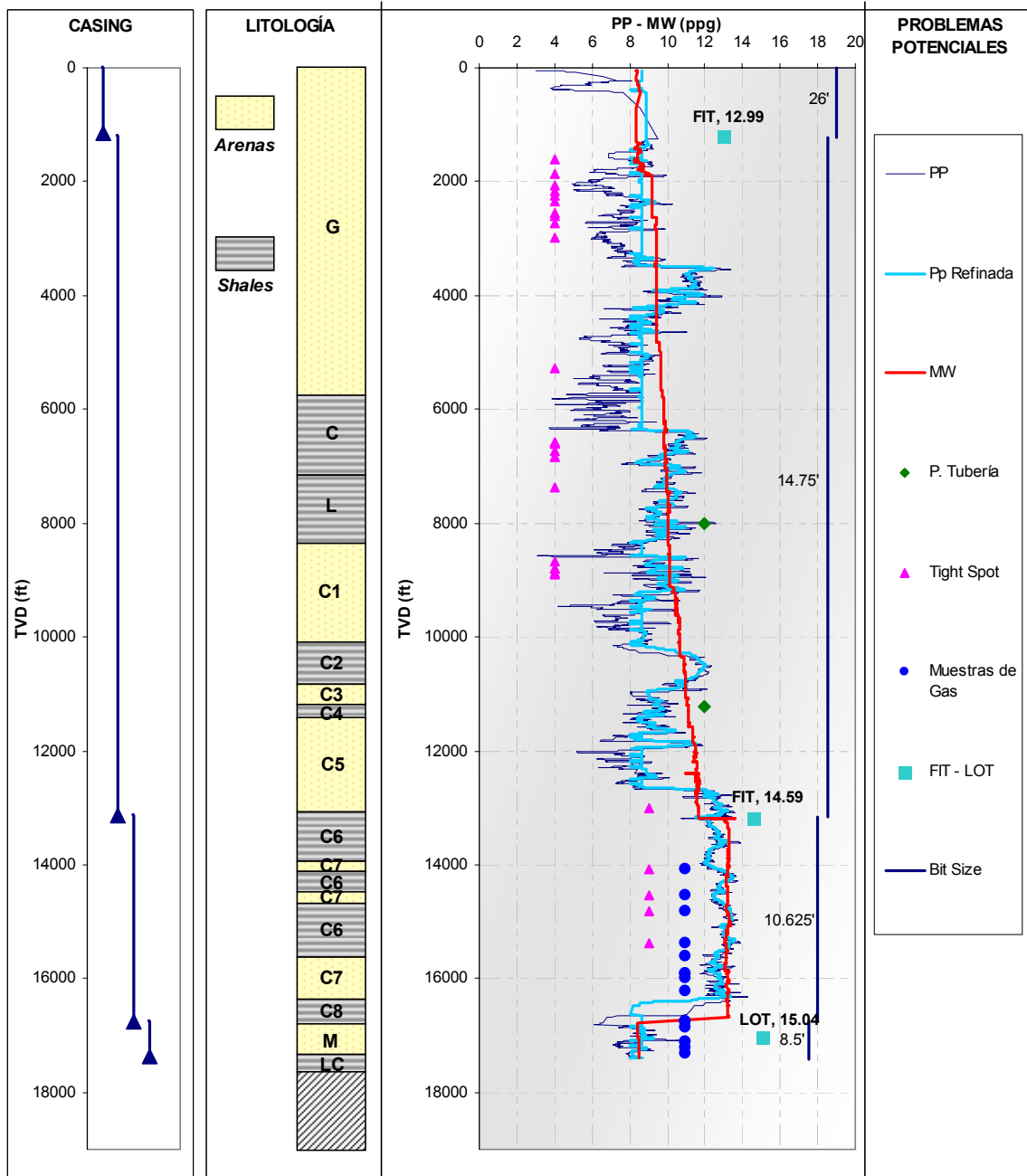


Figura 79. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 5 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente "d" (Metodología 2).

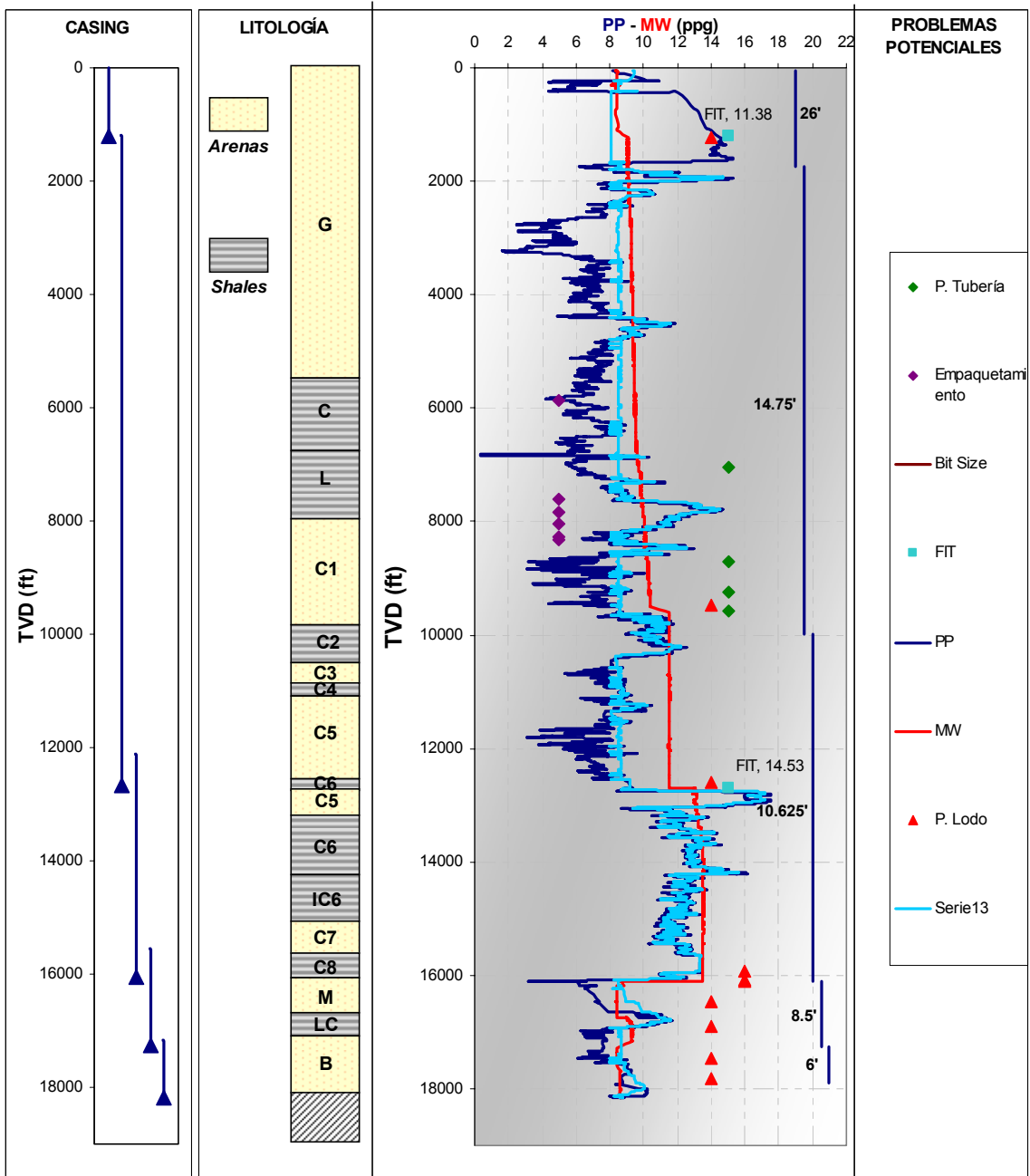


Figura 80. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 4 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente "d" (Metodología 2).

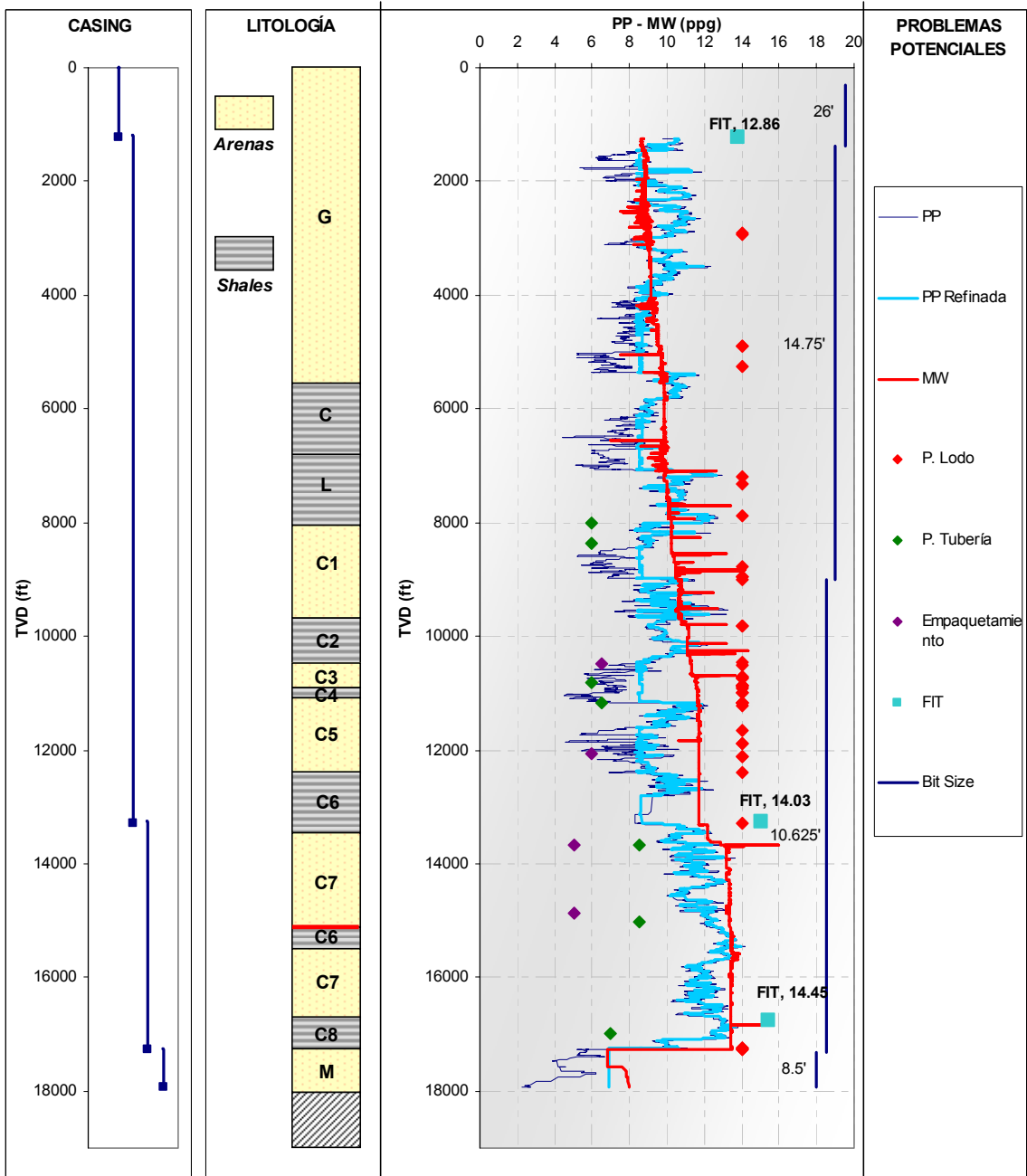


Figura 81. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 3 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente "d" (Metodología 2).

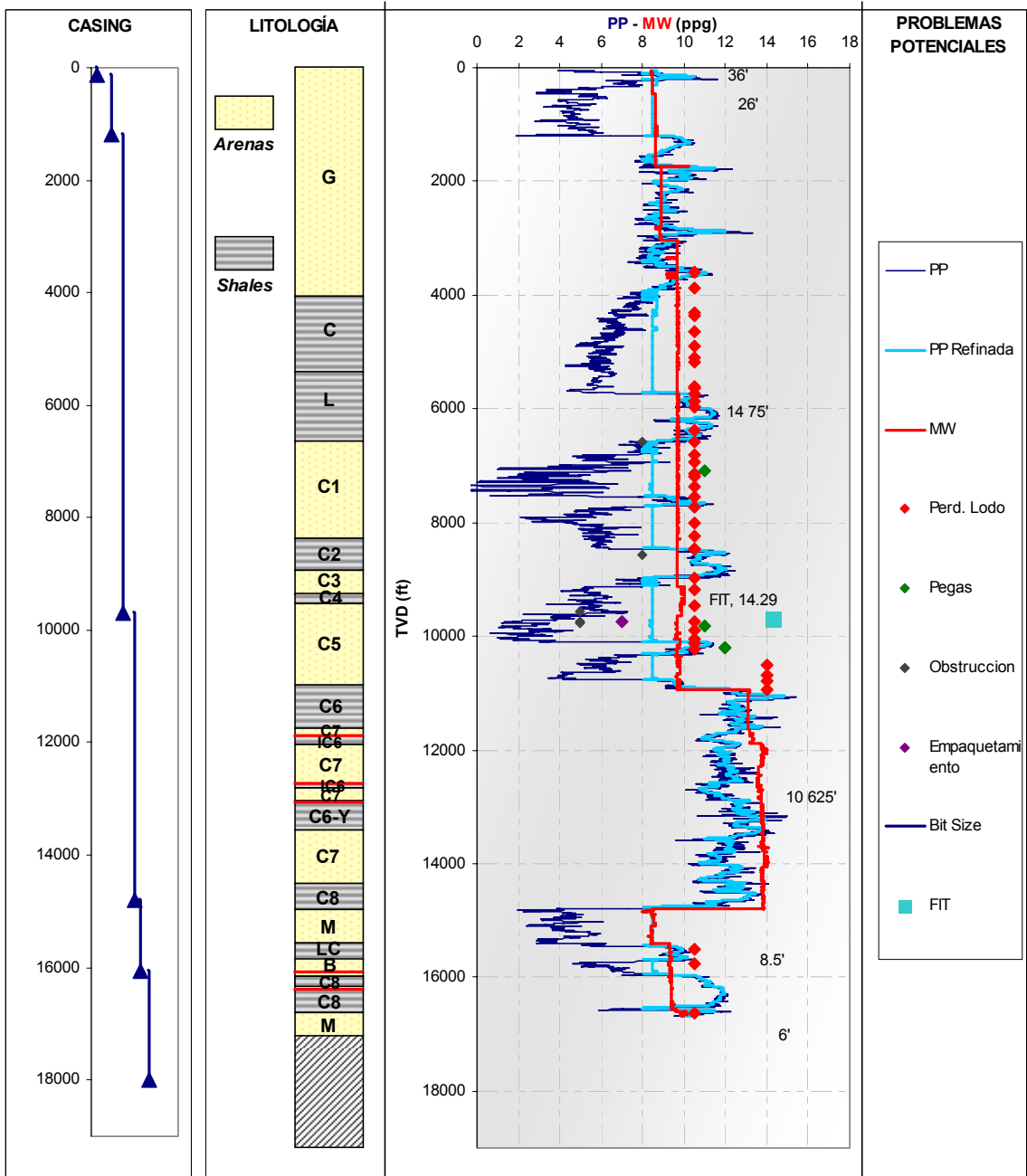


Figura 82. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 6 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente "d" (Metodología 2).

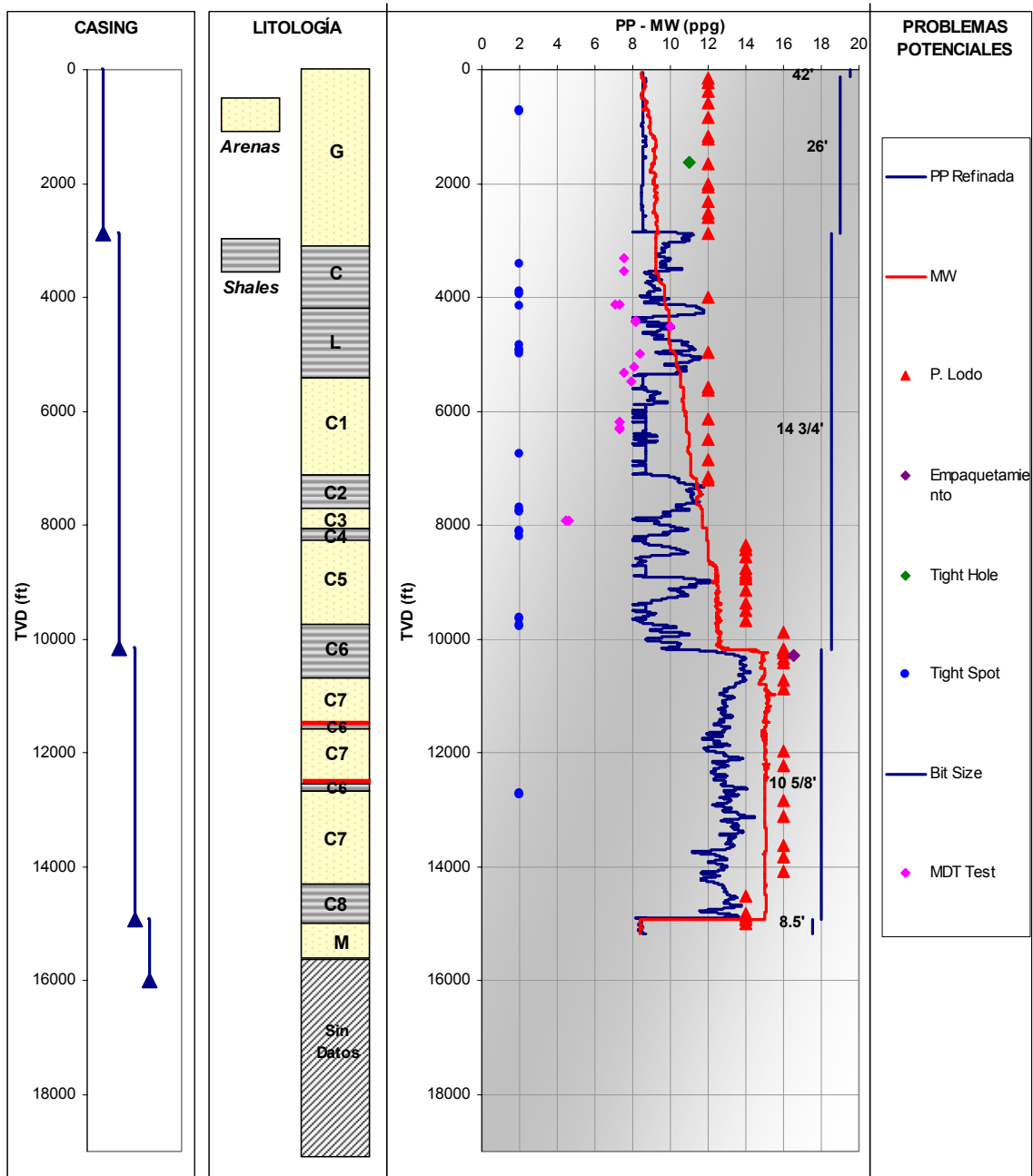


Figura 83. Perfil de Presión de poro obtenido para el pozo 7 por medio de la relación de Esfuerzo Efectivo y el Exponente "d" (Metodología 2).

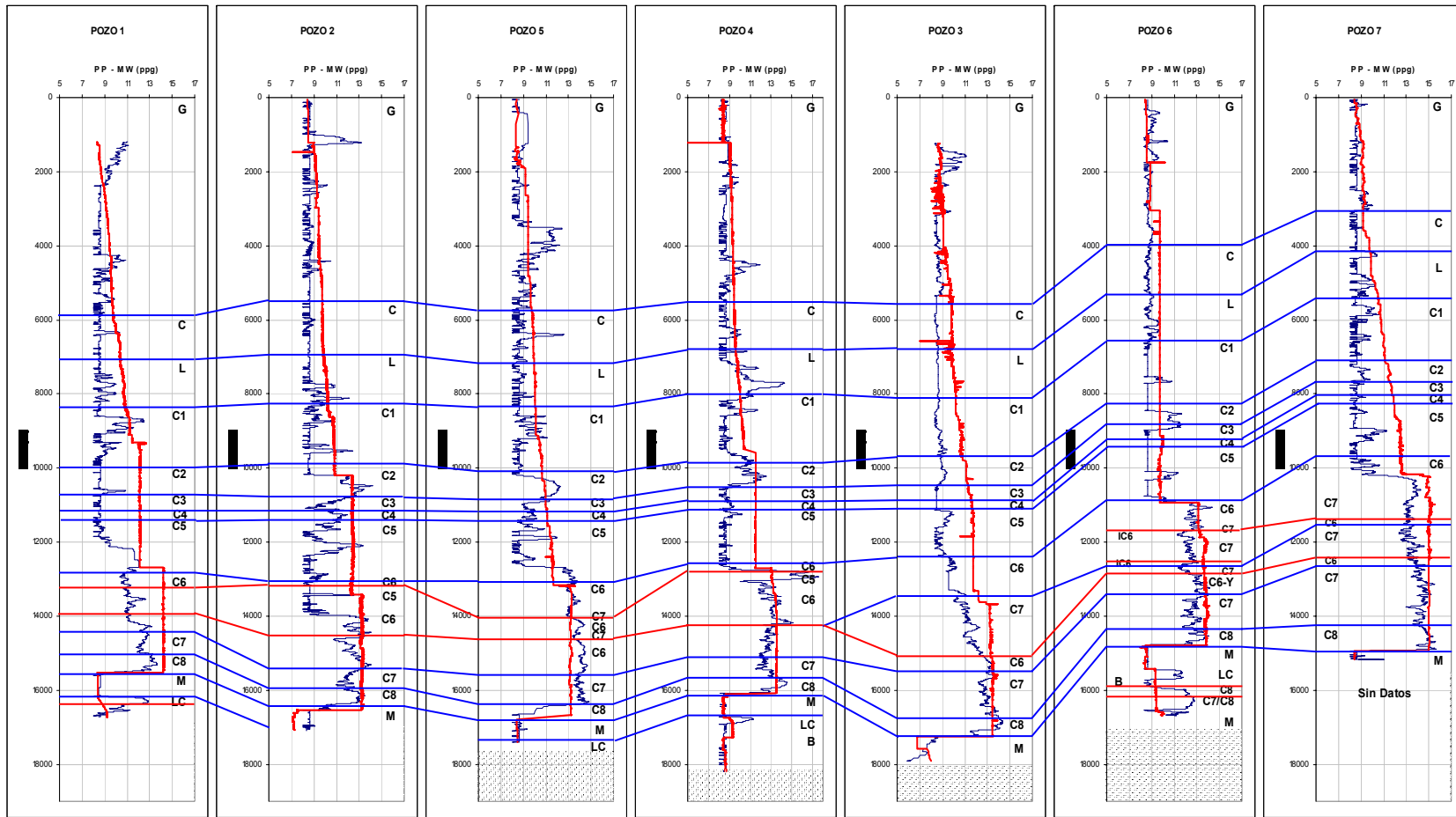
7.6 CORRELACION DE LA PRESION DE PORO DE LOS POZOS DEL AREA DE ESTUDIO

En esta parte del capítulo, se presenta los datos obtenidos mediante las dos metodologías, esto permite reconocer el comportamiento de la presión de poro en los pozos del área de estudio, y de esta forma poder analizar con mayor certeza los próximos pozos que se van a perforar.

La correlación presentada en la figura 83, muestra los perfiles de presión de poro obtenidos mediante la metodología 1, utilizando varias líneas de tendencia subjetiva por el intérprete, presentada en la sección 7.3 del presente capítulo.

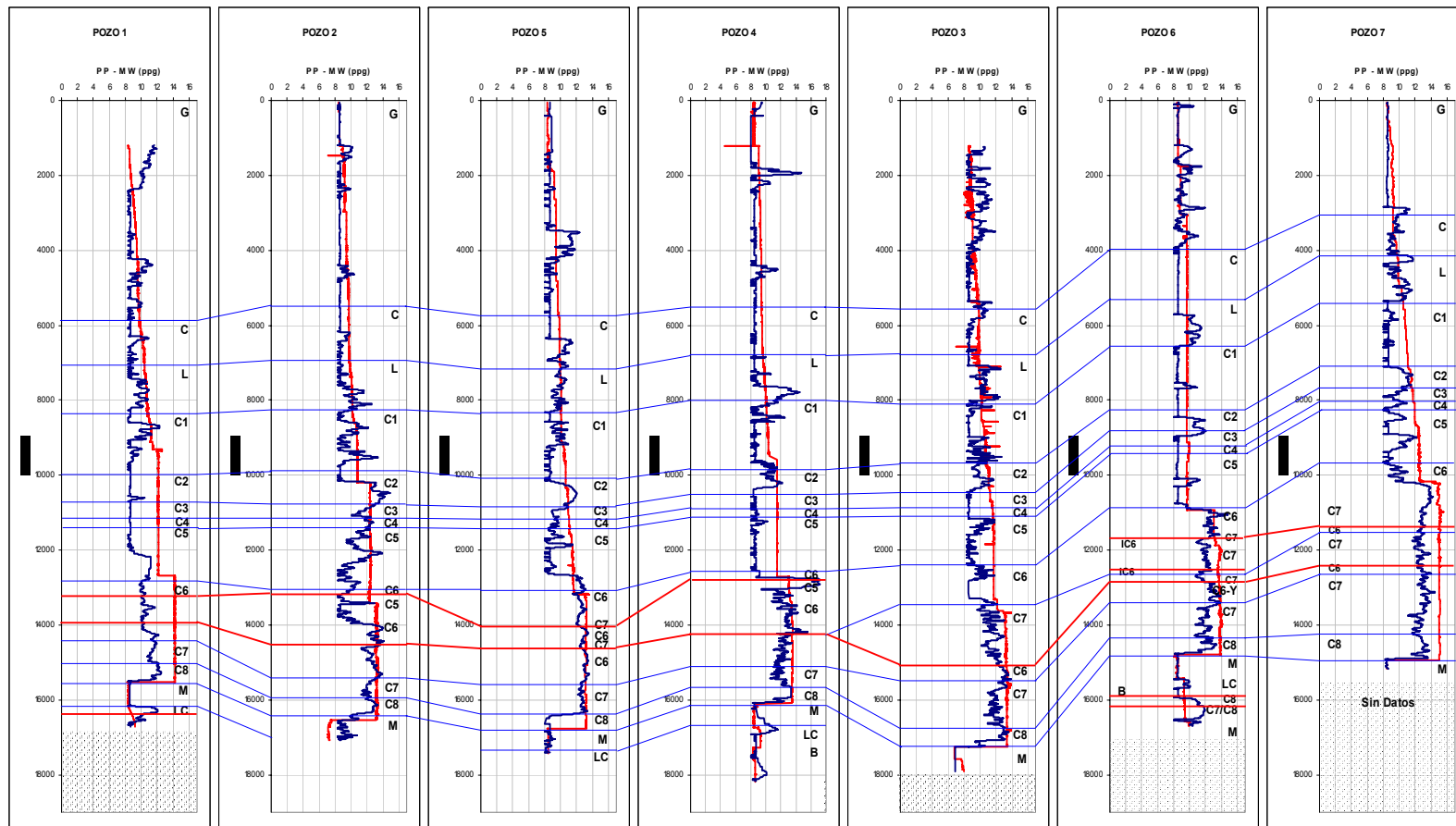
En la figura 84 se presenta la correlación realizada para la presión de poro obtenida por medio de la metodología 2, donde se grafica el peso de lodo y la presión de poro.

En la Figura 85 se puede observar la correlación de las dos metodologías utilizadas en el presente estudio y también a partir de registros sísmicos, con el fin de comparar la precisión de los resultados obtenidos.



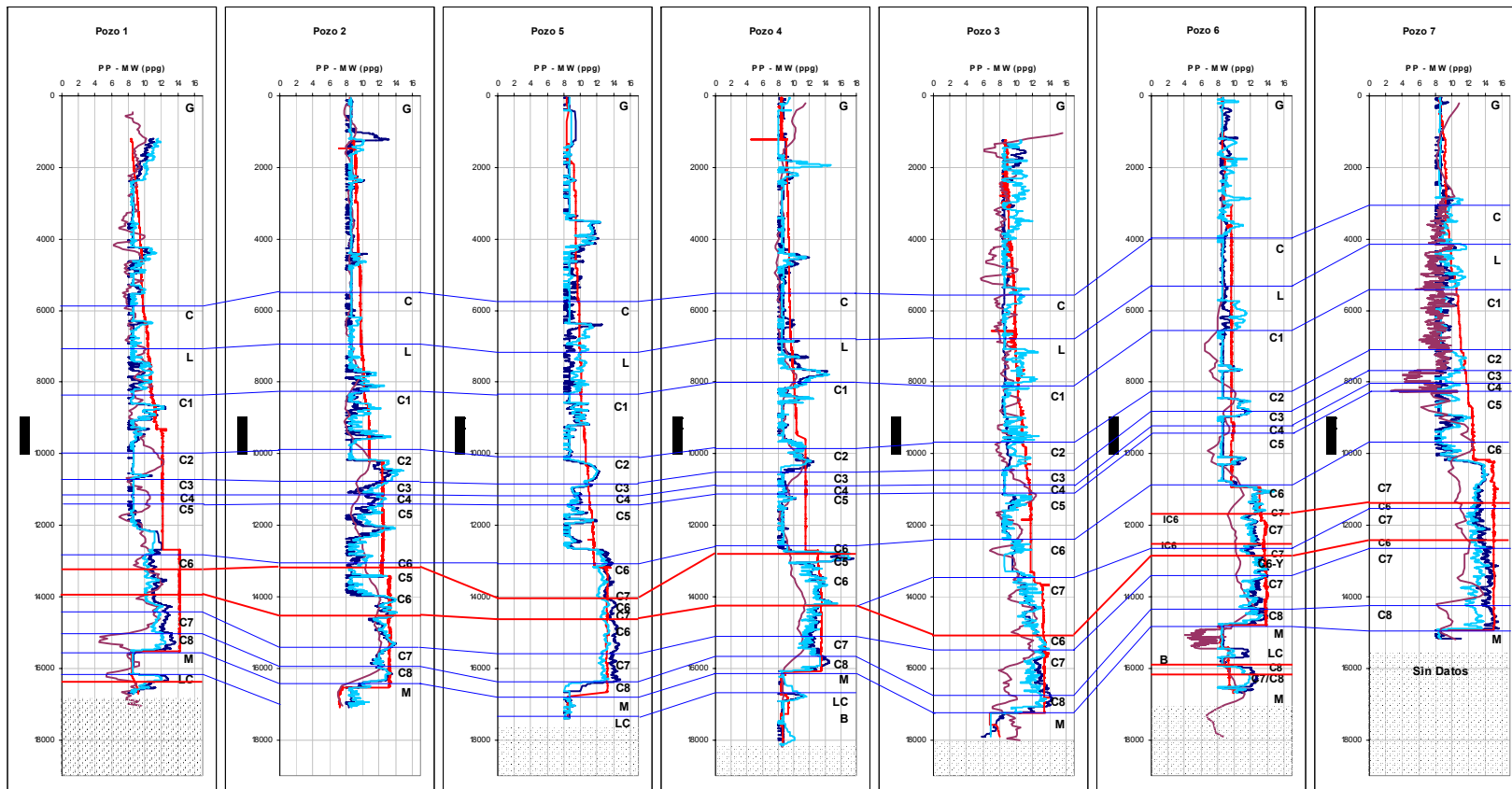
— Pp a partir de la metodología 1 — Peso de Lodo Utilizado

Figura 84. Correlación de la presión de poro de los pozos analizados por medio de la metodología 1.



— Pp a partir de la metodología 2 — Peso de Lodo Utilizado

Figura 85. Correlación de la presión de poro de los pozos analizados por medio de la metodología 2.



— Pp a partir de la metodología 1 — Pp a partir de la metodología 2
— Pp a partir de DT — Peso de Lodo Utilizado

Figura 86. Comparación de la Correlación de la presión de poro de los pozos analizados por medio de las metodología 1 y 2 y del registro sísmico.

CONCLUSIONES

- La zona de estudio (Campo de Estudio), fue seleccionada gracias a la disponibilidad de la información entregada por BP Exploration y ECOPETROL-ICP, como los reportes finales, registros de pozo, de cada uno de los pozos. En base a esto fue posible analizar cada uno de los reportes de los pozos con el fin de analizar los eventos operacionales más relevantes y posteriormente tenerlas en cuenta al momento de evaluar la presión de poro, siendo las pegas de tubería y las pérdidas de lodo los problemas más sobresalientes en el overburden.
- La historia de la Formación Carbonera en cuanto a problemas se refiere, muestra que los grandes problemas de inestabilidad se manifiestan en los miembros impares (C1, C3, C5, C7). De la misma forma, la Formación León presenta graves problemas como la alta producción de derrumbes (cavings) generando pegas por empaquetamiento en formaciones inferiores. De acuerdo a lo anterior y teniendo en cuenta los análisis efectuados a los pozos del área de estudio, se puede concluir y corroborar que definitivamente tanto la Formación León como Carbonera en sus miembros impares, representan los intervalos con más problemas operacionales durante la perforación.
- La percepción general de la existencia de planos de debilidad en las rocas arcillosoportadas de las formaciones superiores al yacimiento, podría dar una teoría bastante acertada sobre la ocurrencia de buena parte de los fenómenos de pega de tubería en los pozos del Piedemonte llanero, claro está, dándole una explicación conjunta con la forma como el estado de esfuerzos actúa sobre las paredes del pozo provocando inestabilidad.

Los principales mecanismos generadores de presiones de poro anormales en los campos del Piedemonte Llanero son: el aumento en las presiones hidrostáticas; las cuales quedaron atrapadas en cuerpos de arenas durante el levantamiento de las

fallas de empuje de la zona; el efecto de compactación, que por su rápido proceso impidió la migración de fluidos; Las influencia de las zonas de falla que ejercen presiones en los cuerpos sellados de arenas, las cuales no pueden ser liberadas hasta lograr un gradiente normal de agua, y por último la generación local de hidrocarburos los cuales presionan los fluidos de los poros, y estos también ocurren en cuerpos de arenas sellados. Todos estos mecanismos están asociados a la dinámica de las zonas de falla para que ejerzan un efecto verdadero en la aparición de presiones anormales.

Este estudio muestra la metodología del Exponente “d”, como herramienta útil para la determinación de la presión de poro por medio de los parámetros de perforación, a pesar de las limitantes que tiene cualquier método, esta técnica permite evaluar y detectar la presión de poro, antes y durante la perforación de un pozo. Entre las limitantes más influyentes se encuentran los continuos cambios en el Bottom Hole Assembly (BHA), así como el cambio de broca, puntos apretados (tight spots), hueco apretado (tight hole), litología, que afectan directamente los parámetros de perforación y de esta manera el resultado de presión de poro.

El método esta desarrollado para litologías arcillo-soportadas, por lo tanto, para la discriminación de las rocas grano-soportadas de éstas se tomó un volumen de arcilla (V_{clay}) de 0,35 como valor discriminante.

La base principal del método se centra en el trazo de una Línea de Tendencia Normal que represente el comportamiento normal de presión para el pozo. Cabe resaltar que el resultado de presión de poro que se obtiene depende de la subjetividad del intérprete para trazar la línea(s), las cuales deben estar relacionadas con algún evento geológico y/o de perforación tales como el cambio de edad geológica de las formaciones, cambios de broca, BHA y casing que tengan una explicación válida para la interpretación de la gráfica.

Este estudio permitió establecer un exponente de ajuste adecuado para el escenario geológico del Piedemonte Llanero Colombiano, utilizando la Metodología No. 1

donde se pudo determinar la variación de este exponente entre 1.0 a 1.2 el cual representa resultados óptimos de presión de poro.

De la misma forma se evaluó la presión de poro por medio del tiempo de tránsito (sónico), a pesar que este tipo de registro no es corrido a lo largo de la zona, se pudieron obtener valores sintéticos a partir de datos de velocidades sísmicas usando el registro VSP. De lo anterior, se resalta que el exponente de ajuste para la zona de estudio utilizando éste registro fue de 1.2, siendo un valor significativamente bajo al reportado en la literatura pero el cual representa una mejor resolución para el área estudiada.

Los resultados obtenidos mediante el registro sónico sintético en comparación con los parámetros de perforación refleja un comportamiento similar de la presión de poro a lo largo de los pozos. Por lo tanto, esto da indicio de la veracidad de los resultados y de la aplicación del método.

Los miembros inferiores de la Formación Carbonera (C7 y C8) son reconocidos como sobrepresionados. Por medio de este método se puede reconocer claramente las presiones anómalas en los intervalos mencionados. Por lo tanto, la efectividad del método para identificar estas zonas es bastante certera y viable al momento de diseñar una ventana segura de lodo para análisis de estabilidad de pozo.

Los eventos de perforación tales como pegas, pérdidas de circulación, influjos, presencia de gas, entre otras, son una fuente de información de gran utilidad al momento de calcular la presión de poro con cualquier método predictivo, donde se puede reconocer la manifestación de este por medio del perfil obtenido. Ya que, permite calibrar el modelo para próximos prospectos en el área.

Los influjos son por característica calibradores reales para realizar un modelo de presión de poro, una de las limitantes para mejoras del método es que en los pozos analizados no ocurrió ningún evento de influjo, debido a esto, una manera clara y fácil para calibrar fue por medio del peso de lodo utilizado.

En el análisis de presiones por medio del método del Exponente “d”, para los pozos del área de estudio, se pudo reconocer que las formaciones superiores tales como Guayabo Charte, León y Miembros superiores de Carbonera ubicados hacia el anticlinal de Nunchia, muestran un gradiente casi normal de presión de poro, además de esto, un aspecto que cabe resaltar, es que cuando se acerca hacia la falla de Yopal aparecen los intervalos con presiones anómalas en los miembros inferiores C6, C7 y C8 de la formación Carbonera con valores altos de presión de poro, y siguiendo con las Formaciones presentes se puede reconocer un cambio brusco del perfil de presión hacia el tope de la formación Mirador, debido al carácter productor de hidrocarburos, el cual en ocasiones la presión de poro llega a ser mas baja que el gradiente normal hidrostático.

Parte de este estudio, permitió realizar una relación del exponente D con el esfuerzo efectivo, y con esto hallar una ecuación adecuada para definir el Tren Normal de Compactación (TNC); esta relación fue definida siguiendo algunos intervalos, la primera relaciona las Formaciones Guayabo, Charte y León, la segunda con la Formación Carbonera y por ultimo las Formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco. Cabe destacar que la mejor aproximación para obtener la presión de poro por medio de esta metodología fue la realizada para la Formación Carbonera, convirtiendo ésta relación en una de las más innovadoras e importantes por el carácter problemático de inestabilidad que presenta ésta Formación en la zona de estudio.

RECOMENDACIONES

Para un estudio mas profundo de las causas generadoras de las presiones anormales en el Piedemonte Llanero Colombiano, se necesitan realizar varios experimentos que permitan establecer las características geológicas que conllevan a generar este tipo de presión, un estudio de tal magnitud permitiría el desarrollo de una tesis de gran trascendencia.

El monitoreo y control en tiempo real de la estabilidad de pozo reduce sistemáticamente los riesgos de perforación asociados con la inestabilidad de pozo y otros riesgos geológicos. Este proceso de tiempo real trata tales inestabilidades y riesgos como condiciones que imponen limitaciones en los parámetros de perforación (peso de lodo, ROP, RPM, etc.) y también suministra buenas recomendaciones en las prácticas de perforación para asegurar que la sección completa del hueco sea mantenida en el mejor estado.

Es muy importante llevar a cabo la toma de registros a través del overburden, tales como el DSI, density, pruebas MDT, entre otros, con el fin de poder realizar una mejor caracterización y así obtener valores más seguros en los cálculos. Con el Pozo YZ-10, se dio un paso muy importante al incluir en el plan de perforación y registros la corrida de registros como el sónico, pruebas MDT, density, que alimentan productivamente el desarrollo de un análisis de presión de poro y un análisis completo de estabilidad de pozo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. **ALBERTY M & McLEAN M.** "A Physical Model for Stress Cages". Houston, Texas, U.S.A., 26–29 September 2004.
2. **ALDRED W, PLUMB D, BRADFORD I, COOK J, GHOLKAR V, COUSINS L, MINTON R, FULLER J, GORAYA S Y TUCKER D.** "Manejo del riesgo de la perforación". *Oilfield Review* 11, no. 2 (Verano de 1999).
3. **ALLEN D. & BOWERS G.** "Managing Drilling Pressure Transition and Depleted Zones - Best Practices". EPTG & AMOCO. 1997
4. **ALSOS T, EIDE A, ASTRATTI D, PICKERING S, BENABENTOS M, DUTTA N, MALLICK S, SCHULTZ G, DEN BOER L, LIVINGSTONE M, NICKEL M, SØNNELAND L, SCHLAF J, SCHOEPFER P, SIGISMONDI M, SOLDI JC Y STRØNEN LK.** "Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento". *Oilfield Review* 14, no. 2 (Otoño de 2002): 54–71.
5. **AMARIZ V., y NARANJO J.** "Compilación y Síntesis Estratigráfica de los Llanos Orientales". GEOCONSULT LTDA, 2004.
6. **BACHU S. & UNDERSCHULTZ J. R.** "Large-Scale underpressuring in the Mississippian-Cretaceous succession, Southwestern Alberta Basin". AAPG. Bull. 79. p. 989-1004. 1995.
7. **BARKER C.** "Aquathermal Pressuring: Role of temperature in development of abnormal pressure zone". AAPG. Bull., 56, 2068-2071. 1972.
8. **BAROID.** "Manual de fluidos Baroid". 1998.

9. **BINGHAM M. G.** "A new approach to interpreting rock drillability". *Oil and Gas*, 62. pp. 173-179. 1964.
10. **BJORNSSON E., HUCIK B., SZUTIAK G. ET AL.** "Drilling optimization using bit selection expert system and ROP prediction algorithm improves drilling performance and enhances operational decision making by reducing performance uncertainties". Houston-Texas. SPE 90752. September. 2004.
11. **BOURGOYNE A. T., CHENEVERT M. E. MILLHEIM K. K. YOUNG Jr.** "Applied drilling engineering". SPE Textbook Series. Vol. 2. 1991.
12. **BOWERS G. L.** "Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction". SPE Drilling and Completions. Dallas.1995.
13. **BP.** "Well Review del campo de estudio". Noviembre 2003. 3a. edición
14. **BURGESS K., FIELDS T., HARRIGAN E., GOLICH G., MACDOUGALL T., REEVES R., SMITH S., THORNSBERRY K., RITCHIE B., RIVERO R., SIEGFRIED R.,** "Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos a través del revestimiento" *Oilfield Review* 14, no. 1 (Verano de 2002): 50–63.
15. **BURST, J.K.** "Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration". AAPG. Bull., 53, 73-93. 1969.
16. **CATALOGOS DE LA COMPAÑÍA HUGHES, TOOL DIVISIÓN.**
17. **COOPER M. A, ADDISON F. T., ALVAREZ R., CORAL M., GRAHAM R. H., HAYWARD A. B., HOWE S., MARTINEZ J., NAAR J., PEÑAS., PULHAM A. J., & TABORDA A.** "Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia". AAPG Bulletin, V. 79, No. 10 (October 1995), P. 1421–1443.

18. **DE PORTA J.** " Lexique Stratigraphique. Deuxième partie : Tertiaire et Quaternaire". 1974.
19. **DICKINSON, G.** "Geological aspects of reservoir pressure in Gulf Coast Louisiana". AAPG. Bull., 37, pp. 410-432. 1953.
20. **EATON B. A.** "Fracture Gradient prediction and its application in oil field operations". Journal Petroleum Technology. pp. 1353-1360. 1969.
21. **EATON B. A.** "Graphical method predicts geopressures worldwide". World Oil (7/76). pp. 100-104. 1972.
22. **ECKEL J. R.** "Effect of pressure on rock drillability". SPE. pp.1-6.1958.
23. **ECOPETROL.**"Estudio geológico regional, Cuenca de los Llanos Orientales". EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS, Santa Fe de Bogota, Volumen I, 1995.
24. **FAJARDO A., CRISTANCHO J., ROJAS L.** "Definición del modelo estratigráfico en la Cuenca Llanos Orientales y Piedemonte Llanero". Piedecuesta - Santander, Abril 2000.
25. **FALCAO J. L.** "Uncertainties in the pore pressure evaluation in deepwater: A statistical approach". Texas, October 2002.
26. **FAM M., DUSSEULT M.** "Borehole Stability in Shales: A Physico-chemical Perspective". 1998. SPE 47301.
27. **FERTL W. H.** "Abnormal formation pressure". Elsevier, Róterdam, 1976.
28. **FJÆR E., HOLT, M. R., HORSRUD, P., RAAEN, I., RISNES, R.,** "Petroleum related rock mechanics". Elsevier Science Publishers. 1996.

29. **FLEMINGS P. B., STUMP B. B, FINKBEINER T., ZOBACK M.** “Flow focusing in overpressured sandstones: Theory, observations and applications”. American Journal of Science. Vol. 302. pp. 827-855. December 2002.
30. **FRYDMAN M., & DA FONTOURA.** “Modeling aspects of wellbore stability in shales”. SPE 69529. Argentina. Marzo 2001.
31. **FRYDMAN M., OSORIO J. G., RESTREPO J. D. SALAZAR H. A.”** MEM y su aplicación al planeamiento de perforación de pozos”. Bogotá, Colombia. Diciembre 2004.
32. **G. YIELDING, B. FREEMAN, AND D. T. NEEDHAM.** “Quantitative fault seal prediction”. AAPG. Bull, V. 81, No. 6, pp 897-917. June 1997.
33. **GRAULS D.** “Overpressures: Causal mechanisms, conventional and hydromechanical approaches”. Oil & Gas Science and Technology, Vol. 54, No. 6, pp. 667-678, 1999.
34. **HOTTMAN, C.E. & R.K. JOHNSON.** “Estimation of formation pressures from log-derived shale properties”. Journal of Petroleum Technology (6/65). pp. 717-722. 1965
35. **HUANG H.** “Theoretical analysis and numerical simulation of drilling fluid interaction with shale”. Ph.D. Dissertation. University of Tulsa. 1996.
36. **HUBBERT M.K. & RUBEY W.W.** “Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting”. *Geol. Soc. Am. Bull.*, 70, 115-166. 1959.
37. **INGEOMINAS.** “Modelos de corteza superior de Colombia”. Cap. III. Julio 2003.

38. **JARAMILLO A. R., OSORIO G. P.** “Aplicación de un Modelo Geomecánico – Estadístico para el Estudio de la estabilidad durante la perforación de pozos en el Piedemonte Llanero”. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, 2004.
39. **JORDEN J. R. & SHIRLEY O. J.** “Application of drilling performance data to overpressure detection. J. Petroleum Technology. pp. 1387-1394. 1966.
40. **JULIVERT M.** “Lexique Stratigraphique. Première partie : Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, *et intrusions d’âge mésozoïque – tertiaire*”. 1968.
41. **LINARES R., y SOTO C. P.** “Modelamiento estructural en zonas complejas”. Escala de laboratorio. ECOPETROL- ICP. 2002.
42. **LINARES, Roberto.** “Memorias de la materia estructural avanzada”. Bucaramanga, 2003, 80p”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología.
43. **LOPEZ I. D.** “Procesamiento Sísmico”. Curso de métodos geofísicos. ICP. 2004
44. **MAGARA K.** “Compaction and fluid migration, practical petroleum geology”. No. 9. Elsevier Scientific Publishing Company. 331p. 1978.
45. **MARKLEY M. E*, LAST N.**, MENDOZA S.***, MUJICA S.****.** “Case Studies of casing deformation due to active stresses in the Andes Cordillera, Colombia”. Schlumberger New Orleans*, BP Sunbury**, Schlumberger Bogotá***, BP Bogotá****. IADC/SPE 74561. February 2002.
46. **MARTINEZ J. A.** “Modelamiento estructural 3D y aplicaciones en la exploración y explotación de hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, Colombia”. VIII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. BP Exploration Colombia. Cartagena 2003.

47. **McLEAN M. R. & ADDIS M. A.** "Wellbore stability: The effect of strength criteria on mud weight recommendations". 1990.
48. **MEEHAN R, MILLER D, HALDORSEN J, KAMATA.** "Rekindling interest in seismic while drilling". *Oilfield Review* 5, No. 1. January 1993:4–13.
49. **MEISSNER F.** "Petroleum Geology of the Bakken Shales Formation, Williston Basin North Dakota and Montana". pp 207-227. 1978.
50. **MORA L. A., y VILLADIEGO D. O.** "Desarrollo de una herramienta para analizar la inestabilidad de pozo, mediante el uso de las teorías elástica y poroelástica: Aplicación al Piedemonte Colombiano. Tesis de pregrado. Bucaramanga, 2005.
51. **MOUCHET J. P. AND MITCHELL, A.** "Abnormal pressure while drilling". Manuals Techniques 2, Elf Aquitaine Editions, Boussens, France, 1989.
52. **OSBORNE M. J., SWARBRICK R. E.** "Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A re-evaluation". AAPG. Bull., 81, 1023-1041. 1997.
53. **OSORIO J. G.** "Curso de Geomecánica de Yacimientos". Capítulo. 1-12. 2003.
54. **P.MCLELLAN, C. HAWKES, Y. YUAN.** "Minimizing borehole instability risks in build sections through shales". Geotechnology Inc. CALGARY, ALBERTA, CANADA, November 3, 1999.
55. **PENNEBAKER E. S.** "Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressure". World Oil, 166. pp 34-43. 1968.
56. **PLUMB R. A.** "Variations of the least horizontal stress magnitude in sedimentary rocks", in Rock Mechanics Models and Measurements Challenges from Industry". Univ. Texas, Austin, Texas, pp. 71-78, 1994.

57. **PRENTICE C. M.** "Normalized penetration rate predicts formation pressure". Oil and Gas Journal, pp. 103-106. 1980.
58. **REHM B. & CLENDOM R. Mc.** "Measurement of formation pressure from drilling data". SPE 3601. New Orleans. 12p. 1971.
59. **ROJAS L. E.** "Interpretación Estructural Piedemonte Central Cuenca Llanos Orientales". Vicepresidencia Adjunta de Exploración, Gerencia de Prospección ECOPETROL. Mayo del 2002.
60. **ROUCHET J (du).** "Stress Fields, a Key to Oil Migration". AAPG. Bull., 65, 74-85. 1978.
61. **SMIRNOV N. Y. *, LAM ROI *, W. E. (BILL) RAU III**.** "Process of integrating geomechanics with well design and drilling operation". Schlumberger*, Chevron-Texaco**. AADE-03-NTCE-28. 2003.
62. **SOTO C. P., SANDOVAL J. E., GOMEZ J. A., POSADA C. R., LINARES R.** "Evaluación integrada de yacimientos de un campo cercano, modelo integrado un Campo cercano". ECOPETROL, Julio de 2001.
63. **SWARBRICK R. E. & OSBORNE M. J.** "Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview", in Law, B. E., G. F. Ulmishak, & V.I. Slavin eds., Abnormal pressures in hydrocarbon environments. AAPG, Memoir 70, p. 13-34. 1998.
64. **SWARBRICK R. E.** "Overpressure and fluid drive in sedimentary basins". AAPG Distinguished Lecturer, 2005.
65. **SCHLUMBERGER.** "MDT Modular Formation Dynamics Tester". SMP-5124. Junio 2002.

66. **TERZAGHI K. & PECK.** "Soil mechanics in engineering practice". John Wiley and Sons, New York, 566p. 1968.
67. **TOUSSAINT, J. F.** "Evolución geológica de Colombia". Universidad Nacional de Colombia. 1999.
68. **VIDRINE D. J. & BENIT E. J.** "Field verification of the effect on differential pressure on drilling rate". SPE of AIME 42 th Annual Fall Meeting, Houston, Texas. SPE 1859. 11p. 1968.
69. **WARD C.** "Pore pressure calculations methods". Presentación en Power Point. GMI. 2004.
70. **WARD C. & CLARK R.,** "Anatomy of a Ballooning Borehole using PWD tool". France, 7-8th April, 1998
71. **WILSON S.M.; ZOBACK M.D.** "Drilling in South America: A wellbore stability approach for complex geologic conditions", BP Exploration Company, Stanford University. SPE 53940. 1999.
72. **YOSHIDA C., IKEDA, S., AND EATON, B.,** "An investigative study of recent technologies used for prediction, detection, and evaluation of abnormal formation pressure in North and South America". Kuala Lumpur, Malaysia. September 9-11. 1996.
73. **ZAMORA W.** "Modelamiento geoquímico del Piedemonte". GEOCONSULT, LTDA, Piedecuesta, 2003.
74. **ZOELLER W. A.** "Instantaneous log is based on surface drilling rate". World Oil, pp. 97-105.

ANEXO 1

ANEXO I. CARACTERISTICAS LITOLOGICAS Y AMBIENTALES DE LAS FORMACIONES DEL AREA DE ESTUDIO

FORMACION	EDAD	LITOLOGIA	AMBIENTE	GRAFICO DESCRIPTIVO
GUAYABO	Plioceno - Pleistoceno	Areniscas de colores pardos a amarillos y en algunos casos rojizos de grano fino a medio, intercaladas con arcillas y shales grises, mal seleccionadas.	Los ambientes sedimentarios también varían, siendo marino hacia la base y fluvio-marino a continental al tope.	
CHARTE	Mioceno	Intercalaciones de mudstone y siltstone con frecuentes intercalaciones de areniscas.	Origen lacustre que representa la máxima inundación de los mares Terciarios.	
LEON	Mioceno Medio	Shales y arcillas gris oscuras y verdosas con delgadas Intercaladas, hacia la base consta de areniscas arcillosas de color verde o gris, de granos finos a muy fino poco consolidados.	Ambientes lacustres con predominio de aguas dulces hacia el sureste y este de la cuenca y en ambientes de lagunas costeras, bahías o estuarios con influencia salobre hacia el noroeste y oeste de la cuenca	
CARBONERA	C1	Mioceno Temprano	Bancos de arena gruesos de cuarzo areniscas de grano medio a grueso.	
	C2	Mioceno Temprano	Lutitas grises y algunas limolitas.	
	C3	Mioceno Temprano	Constituida por cuarzoareniscas de grano fino, bien seleccionadas, presenta laminación planar inclinada en una matriz arcillosa.	
	C4	Mioceno Temprano	Consta de arcillolitas y lodolitas de color gris claro a medio con moteado rojizo.	
			Superficie de inundación y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progradación.	

C5	Mioceno Temprano	Cuarzoarenisca de grano medio en capas gruesas.	Ambientes continentales y transicionales	
C6	Oligoceno	Paquetes decamétricos de shale arcilloso de color gris verdoso oscuro a oliva claro, se pueden encontrar intercalaciones con delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera.	Ambientes continentales o transicionales	
C7	Oligoceno	Intervalos de areniscas cuarzosas de grano medio a fino, separados por gruesos paquetes de lodolita.	Depósitos de canales fluviales a estuarinos a depósitos arenosos progradacionales en llanuras de inundación, bahías o estuarios y finalmente lodolitas de bahías, lagos o de llanuras de inundación.	
C8	Oligoceno	Constituida por arcillolitas y lodolitas.		
MIRADOR	Eoceno Superior	Las areniscas son de color claro, de grano grueso a muy grueso, muy limpia y con presencia de caolinita en la matriz. Ocasionalmente presenta capas interestratificadas de conglomerados clastosoportados.	Canales fluviales de corrientes entrelazadas. En la parte inferior se interpretan depósitos de canales fluviales, <i>crevasse splay</i> y de llanura de inundación de un ambiente continental.	
LOS CUERVOS	Paleoceno Superior y Eoceno	Areniscas cuarzosas de color gris separadas por un conjunto de lutitas y arcillolitas grises moteadas rojizas; localmente con mantos de carbón e intercalaciones de areniscas en menor proporción.	Ambiente primordialmente plano costero. Las areniscas se interpretan como barras de arena de canales fluviales en un ambiente continental. Los niveles de carbón sugiere la presencia de pantanos.	
BARCO	Paleoceno Inferior	Areniscas cuarzosas de color blanco de grano fino a medio grueso con cemento silíceo, se presentan pequeñas intercalaciones de lutitas y arcillolitas	Continental y de planicie costera. Depósitos de canales y areniscas progradantes en llanuras costeras o estuarios y depósitos de lodolitas de llanura costera	