

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO



GENERACIÓN DE UN MODELO MECÁNICO ESTRATIGRÁFICO EN YACIMIENTOS DE LITOLOGÍAS COMPLEJAS UTILIZANDO ALGORITMOS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas
Por Ing. de Petróleo. Monsalve Carlos

Caracas, Mayo, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

GENERACIÓN DE UN MODELO MECÁNICO ESTRATIGRÁFICO EN YACIMIENTOS DE LITOLOGÍAS COMPLEJAS UTILIZANDO ALGORITMOS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL.

TUTOR ACADÉMICO-INDUSTRIAL: Dr. José Méndez Baamonde

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas
Por Ing. de Petróleo. Monsalve Carlos

Caracas, Mayo, 2007

DEDICATORIA

Para mi hogar, único sitio donde puede conseguir la tranquilidad, la paz y el amor necesario para finalizar el presente trabajo, mi familia quienes representan el centro de mi vida:

A mis padres, quienes representan mi motivo, mi razón y mi inspiración para ser una mejor persona, de la cual se puedan sentir orgullosos, y no olvidarse nunca que su obra más maravillosa ha sido la de habernos enseñado a ser la familia que hoy somos. Mami, eres mi ejemplo de amor, bondad y nobleza, Papi eres mi ejemplo de optimismo, lucha y perseverancia incansable.

A mis hermanos, sin su trabajo y perseverancia no hubiera sido posible continuar mis estudios, ahora ustedes van a recibir todo lo bonito que se merecen de la vida por su constante lucha y paciencia.

A mi hermana, por no dejar nunca de cuidarme como el niño que ya no soy, por soportar mi falta de contacto y de entendimiento hacia la mujer sensible, pura y transparente que eres.

A ti Dios mío, por llevarme siempre en la dirección adecuada y colocarme en el lugar apropiado, por no desampararme nunca ni a mí, ni a mi familia, por enseñarme cada día que el bien siempre triunfa sobre todas las cosas y que todo lo que sucede esta dirigido por tu sabia, infinita y maravillosa energía.

A ti Anita linda de mi corazón, que me enseñaste un amor puro, desinteresado y tierno que nadie jamás me ha regalado. No te lo dije suficientes veces, Te quiero.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela que me permitió cumplir un sueño.

Al profesor José Méndez por su valiosa colaboración y haber aceptado la responsabilidad de ser el tutor de esta tesis.

Al país más maravilloso del mundo, Venezuela, que nos dió a los extranjeros nuestra segunda y mejor oportunidad.

INDICE GENERAL

Índice general.	v
Índice de figuras.	viii
Índice de tablas.	xiv
Introducción.	1
Planteamiento del problema.	3

CAPITULO I

Marco Referencial.	12
1.1- Características área de estudio Norte de Monagas.	12
1.2 - Características área de estudio Oritupano.	25
1.3 - Características área de estudio la Concepción.	36

CAPITULO II

Marco Teórico.	46
2.1 - Dispositivo RSD.	46
2.2 - Análisis de electrofacies.	54
2.3 - Aplicación de algoritmos de inteligencia artificial.	60
2.4 – Redes neuronales artificiales.	61
2.5 – Lógica difusa.	67
2.6 – Registro de imágenes acústicas.	73
2.7 – Propiedades geomecánicas estudiadas.	75
2.8 – Criterio de Falla Mohr Coulumb.	82

CAPITULO III

Metodología.	85
3.1 - Pre-procesamiento de la data.	87
3.2 – Metodología evaluación de propiedades petrofísicas.	87
3.3 – Calculo de Porosidad secundaria en yacimiento de carbonatos.	93

3.4 – Identificación de unidades petrofísicas.	95
3.5 – Metodología en las mediciones RSD.	95
3.6 – Modelo de redes neuronales.	99
3.7 – Generación continua de propiedades mecánicas con lógica difusa.	105
3.9 – Metodología para la generación de un modelo de estabilidad de hoyo.	108
• Esfuerzos verticales.	110
• Esfuerzos horizontales.	112
• Esfuerzos efectivos.	113
• Calculo de la ventana de peso de lodo de perforación.	117

CAPITULO IV

Resultados.	121
4.1 - Mediciones RSD.	121
4.2 – Modelo de electrofacies, petrofísica y propiedades mecánicas Norte de Monagas.	129
• Petrofísica y modelo de electrofacies.	129
• Electrofacies encontradas.	130
• Relaciones entre electrofacies y facies sedimentarias.	131
• Unidades petrofísicas.	142
• Análisis cualitativo del comportamiento de producción.	143
• Respuestas características de los registros.	146
• Reconstrucción de registros faltantes.	149
• Generación de propiedades mecánicas sintéticas usando AIA.	152
• Consistencia geológica del modelo de propiedades mecánicas.	161
• Verificación del UCS en lutitas.	163
• Relación entre propiedades mecánicas, registros y electrofacies.	166
4.3 – Modelo de electrofacies, petrofísica y propiedades mecánicas área la Concepción.	168

• Identificación de intervalos fracturados.	173
• Generación de propiedades mecánicas en lutita someras.	176
• Refinación de modelos mecánicos previos utilizados en el campo.	177
4.4 – Modelo de electrofacies, petrofísica y propiedades mecánicas área Oritupano.	180
• Visualización del problema de escalamiento.	180
• Estimación de propiedades mecánicas, unidades de flujo, facies y petrofísica.	183
• Refinación de modelos mecánicos previos utilizados en el campo.	188
• Comparación económica.	192
4.5 – Resultados de las evaluaciones geomecánicas.	193
• Resultados área de estudio Norte de Monagas.	193
• Resultados área de estudio la Concepción.	203
• Resultados área de estudio Oritupano.	205
 CAPITULO V	
Conclusiones y recomendaciones.	210
Referencias bibliográficas.	217
Glosario	220
Apéndices.	224

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1	Ubicación área de estudio 1.	12
Fig. 2	Columna estratigráfica del Norte de Monagas.	14
Fig. 3	Régimen Tectónico en el Norte de Monagas.	15
Fig. 4	Sección Estructural E-O, Norte de Monagas.	17
Fig. 5	Registro Tipo Campo Carito.	18
Fig. 6	Ubicación área del estudio 2.	25
Fig. 7	Columna Estratigráfica y Registro de Oritupano.	29
Fig. 8	Sistema de Fallamiento Normal en el Campo Oritupano y su relación con los entrapamientos de petróleo.	30
Fig. 9	Mapa Estructural al tope de Oritupano A.	32
Fig. 10	Sistema de Fallas Este-Oeste, Noreste-Suroeste en la Base de Formación Oficina.	33
Fig. 11	Cuenca del Lago de Maracaibo.	36
Fig. 12	Ubicación área de La Concepción.	36
Fig. 13	Columna Estratigráfica del Lago de Maracaibo.	37
Fig. 14	Contexto Geodinámico Cuenca del Lago de Maracaibo.	38
Fig. 15	Partes y componentes del equipo Rock Strength Device (RSD).	47
Fig. 16	Transición entre los tipos de corte.	48
Fig. 17	Modelos de corte en función de la profundidad de penetración del cortador.	49
Fig. 18	Relación entre energía específica y UCS.	50
Fig. 19	Fuerzas y principios aplicados para cada cortador.	51
Fig. 20	Corte superficial realizado al núcleo con el Dispositivo RSD.	52
Fig. 21	Ubicación de la muestra en el dispositivo RSD.	53
Fig. 22	Representación de una neurona artificial k.	63
Fig. 23	Funciones de activación más comunes.	64
Fig. 24	Representación esquemática de un perceptrón de capas múltiples.	65

Fig. 25	Comparación entre precisión y significancia en algunas situaciones reales.	67
Fig. 26	Operadores en Lógica Bivalente (Boolean) y Lógica Difusa.	68
Fig. 27	Funciones de Pertenencia en set de datos de Lógica Bivalente y Lógica Difusa.	69
Fig. 28	Definición de “fin de semana” utilizando Lógica Bivalente y Lógica Difusa.	73
Fig. 29	Curva de Esfuerzo/Deformación donde se realizan los cálculos de los módulos elásticos.	76
Fig. 30	Representación del modelo de Falla M-C.	83
Fig. 31	Modelo de falla M-C versus comportamiento real.	84
Fig. 32	Diagrama E-S para estimación de UCS.	96
Fig. 33	Diagrama E-S pozo N, Caja61 Sección 1 y Caja18 Sección 3.	96
Fig. 34	Diagrama E-S pozo K, Prof. (5530 - 5531'6") Secciones 2 y 4.	97
Fig. 35	Diagrama E-S pozo M, Prof. (10468 - 10471'6") Secciones 2 y 4.	97
Fig. 36	Segmento de núcleo K, Prof. (5530 - 5531'6 pies) Sección 4.	98
Fig. 37	Segmento de núcleo L, Prof. (6604 – 6607 pies) Sección 5.	98
Fig. 38	Segmento de núcleo M, sección 8, 10500-10503.	98
Fig. 39	Arquitectura de la red neuronal utilizada.	99
Fig. 40	Data final de entrada utilizada para la carga de la red Neuronal.	101
Fig. 41	Error asociado al entrenamiento y validación versus iteraciones. (Inicial).	102
Fig. 42	Error asociado al entrenamiento y validación versus iteraciones (Final).	103
Fig. 43	Representación Esquemática de la identificación de electrofacies campo Carito.	104
Fig. 44	Propiedades mecánicas estimadas en función de las propiedades del yacimiento.	107
Fig. 45	Representación del estado de esfuerzos en el pozo.	110
Fig. 46	Pesos de lodo durante la perforación de pozos.	117

Fig. 47	Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD, pozo E.	122
Fig. 48	Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD, pozo D..	122
Fig. 49	Aumento de propiedades mecánicas con profundidad en el Norte de Monagas.	123
Fig. 50	Reducción de porosidad y aumento del UCS en función de profundidad en el Campo Carito.	124
Fig. 51	Mediciones de E en función de las mediciones de densidad, pozos D, E, P y Q.	125
Fig. 52	Propiedades mecánicas en función de las mediciones de densidad, pozos D y E.	125
Fig. 53	Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD, pozo M.	126
Fig. 54	Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD pozo K.	128
Fig. 55	Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD, pozo L.	128
Fig. 56	Representación en el espacio de los diferentes registros de las Electrofacies.	130
Fig. 57	Representación de las electrofacies en coordenadas paralelas.	131
Fig. 58	Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 1.	134
Fig. 59	Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 2.	136
Fig. 60	Análisis integrado de Electrofacies para el pozo B intervalo 1.	137
Fig. 61	Figura 61. Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 3.	138
Fig. 62	Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 4.	139
Fig. 63	Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 5.	140
Fig. 64	Análisis integrado de Electrofacies para el pozo B intervalo 2.	141

Fig. 65	Radio de garganta de poro en el Campo Carito pozo profundo (D) y pozo somero (E).	142
Fig. 66	Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 6.	143
Fig. 67	Relación entre de Electrofacies en intervalos productores Pozo A.	145
Fig. 68	Relación entre de Electrofacies en intervalos no productores Pozo A.	146
Fig. 69	Identificación automática de los intervalos con mejor calidad de yacimiento, Campo Carito.	148
Fig. 70	Ejemplo de Reconstrucción del registro DTC a partir AIA pozo Y.	149
Fig. 71	Graficación del entrenamiento y el error asociado a la red neuronal registro DT pozo Y.	150
Fig. 72	Ejemplo de reconstrucción del registro RHOB a partir de AIA pozo Y.	112
Fig. 73	Graficación del entrenamiento y el error asociado a la red neuronal registro DT pozo Y.	152
Fig. 74	Estimación continua del UCS a partir de mediciones RSD pozo Q.	155
Fig. 75	Estimación continua del UCS a partir de mediciones RSD pozo Q.	156
Fig. 76	Generación de propiedades petrofísicas, mecánicas y electrofacies, pozo E.	157
Fig. 77	Generación de propiedades petrofísicas, mecánicas y electrofacies, pozo N, parte superior.	158
Fig. 78	Generación de propiedades petrofísicas, mecánicas y electrofacies, pozo N, parte inferior.	159
Fig. 79	Correlación de UCS entre pozos vecinos, Q, R y S.	161
Fig. 80	Correlación de UCS entre pozos vecinos, S, T y U.	162
Fig. 81	Generación del UCS en zonas de arcilla, pozo V.	164
Fig. 82	Generación del UCS en zonas de arcilla, pozo V.	164
Fig. 83	Generación del UCS en zonas de arcilla, pozo W.	165
Fig. 84	Generación del UCS en zonas de arcilla, pozo X.	165
Fig. 85	Correlación entre registros y propiedades mecánicas, pozos D, E y P.	166
Fig. 86	Correlación entre propiedades mecánicas, pozos D y E.	167

Fig. 87	Evaluación petrofísicas yacimiento de carbonatos, pozo M, parte superior.	170
Fig. 88	Evaluación petrofísica yacimiento de carbonatos, pozo M, parte inferior.	171
Fig. 89	Generación de propiedades mecánicas del yacimiento de carbonatos, pozo M.	172
Fig. 90	Estimación de propiedades mecánicas y verificación en zonas de fracturas y/o debilidad con el registro CBIL, parte superior.	174
Fig. 91	Estimación de propiedades mecánicas y verificación en zonas de fracturas y/o debilidad con el registro CBIL, parte inferior.	175
Fig. 92	Estimación de propiedades mecánicas y verificación en zonas de lutitas con el registro CBIL.	176
Fig. 93	Identificación y caracterización geomecánica de lutita suprayacente problemática en el campo.	177
Fig. 94	Interpretación de propiedades mecánicas, estudio geomecánico previo vs. estudio propuesto.	179
Fig. 95	Heterogeneidad a escala de mm, Pozo K, Prof. (5530 - 5531´6 pies).	181
Fig. 96	Correlación núcleo-perfil propiedades mecánicas, pozo L.	184
Fig. 97	Correlación núcleo-perfil propiedades mecánicas, pozo K. parte a.	185
Fig. 98	Correlación núcleo-perfil propiedades mecánicas, pozo K. parte b.	186
Fig. 99	Figura 99. Generación de propiedades mecánicas, petrofísicas y electrofacies, pozo K.	187
Fig. 100	Generación de propiedades mecánicas, petrofísicas y electrofacies, pozo L.	188
Fig. 101	Evaluación y comparación del UCS y ángulo de fricción, pozo AA.	190
Fig. 102	Evaluación y comparación del UCS y ángulo de fricción, pozo AA.	191
Fig. 103	Simulación geomecánica pozo O.	195
Fig. 104	Simulación geomecánica pozo N, parte superior.	197
Fig. 105	Simulación geomecánica pozo N, parte inferior.	198

Fig. 106	Simulación geomecánica pozo F.	200
Fig. 107	Simulación geomecánica pozo Q y la curva de predicción de arenamiento.	202
Fig. 108	Simulación geomecánica pozo M.	204
Fig. 109	Simulación geomecánica pozo Z.	206
Fig. 110	Simulación geomecánica pozo AA.	207
Fig. 111	Simulación geomecánica pozo L.	209

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Propiedades de los Fluidos Campo Carito.	19
Tabla 2.	Comportamiento inicial de producción Campo Carito.	19
Tabla 3.	Características generales del Campo Carito.	20
Tabla 4.	Propiedades Roca-Fluido Campo Oritupano.	35
Tabla 5.	Características generales del Campo La Concepción.	41
Tabla 6.	Tiempos de tránsito vs. mineralogía.	88
Tabla 7.	Parámetros tomados para el cálculo de saturación de agua.	93
Tabla 8.	Compresibilidad teórica.	116
Tabla 9.	Profundidades de los núcleos medidos con RSD, Norte de Monagas.	121
Tabla 10.	Promedio de Propiedades Medidas con RSD pozos D y E.	121
Tabla 11.	Profundidades de los núcleos medidos con RSD, yacimiento de carbonatos.	126
Tabla 12.	Promedio de Propiedades Medidas con RSD pozo M.	126
Tabla 13.	Profundidades de los núcleos medidos con RSD, yacimiento arenas no consolidadas.	127
Tabla 14.	Promedio de Propiedades Medidas con RSD pozos K y L.	127
Tabla 15.	Relación entre electrofacies, facies sedimentarias y petrofacies.	133

Monsalve J., Carlos

**GENERACIÓN DE UN MODELO MECÁNICO ESTRATIGRÁFICO
EN YACIMIENTOS DE LITOLOGÍAS COMPLEJAS UTILIZANDO
ALGORITMOS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL.**

**Tutor Académico-Industrial: Dr. José Méndez Baamonde. Tesis. Caracas,
U.C.V. Facultad de Ciencias. Escuela de Geología. 2007, pag. 221.**

**Palabras Claves: Electrofacies, carbonatos, registros de pozos, redes neuronales,
lógica difusa, petrofísica, geomecánica, arenas no consolidadas.**

Resumen. Son innumerables las investigaciones que se han realizado para entender el comportamiento mecánico y propiedades de la roca. Estas investigaciones siempre han sido motivadas por la necesidad de optimizar las operaciones de perforación, completación de pozos y búsqueda de herramientas más exitosas. Incluso aun después de haber completado el pozo puede haber una degradación de las propiedades mecánicas de la roca como una consecuencia de la producción. Como respuesta a esta problemática se presentan los resultados de innovaciones tecnológicas como el dispositivo “Rock Strength Device”, RSD, como una alternativa de vanguardia no destructiva para la medición de propiedades mecánicas.

En el presente trabajo se muestra una metodología alternativa para la evaluación geomecánica de yacimientos complejos y heterogéneos, integrando de una manera eficaz y continua las propiedades mecánicas RSD, medidas con todo el contexto geológico, petrofísico y sedimentario del yacimiento, utilizando algoritmos de inteligencia artificial, el modelo será plasmado en un modelo mecánico-estratigráfico de yacimientos. Todos los parámetros estimados en este proyecto son vitales para entender y solucionar toda la variedad de problemas de estabilidad de hoyo, producción de arena, fracturamiento y estimación de los esfuerzos alrededor del pozo.

INTRODUCCIÓN

Son innumerables las investigaciones que se han realizado para entender el comportamiento mecánico y propiedades de la roca. Estas investigaciones siempre han sido motivadas por la necesidad de optimizar las operaciones de perforación, completación de pozos y búsqueda de herramientas de producción más exitosas. Incluso aun después de haber completado exitosamente el pozo y ponerlo en producción, pueden ocurrir problemas referentes a su integridad como una consecuencia de la degradación de las propiedades mecánicas alrededor del pozo.

En este trabajo se proponen una serie de soluciones tecnológicas de punta que permiten reducir la incertidumbre y problemática geomecánica y la caracterización en general de yacimientos, además de robustecer y aumentar la resolución del modelo estático y dinámico del yacimiento.

En el estudio se propone la caracterización no convencional de las propiedades mecánicas de la roca con la implementación del dispositivo “Rock Strength Device”, RSD, desarrollado en la universidad de Minnesota, como una alternativa de vanguardia no destructiva para la caracterización de propiedades mecánicas, como la resistencia a la compresión sin confinar, UCS, y el ángulo de fricción Interna, Φ , usados para representar el estado de esfuerzos en el yacimiento. Estos parámetros son vitales para entender una variedad de problemas de estabilidad de hoyo, producción de arena, fracturamiento, entre otros.

Todo este esfuerzo empleado en caracterización no convencional de propiedades del núcleo, debe ir acompañado de herramientas y metodologías que mejoren los escalamientos y predicciones continuas a partir de registros de pozos. En este trabajo se propone, un modelaje de las propiedades del yacimiento, no solo mecánicas, sino también petrofísicas, geológicas y facies, basado exclusivamente en información propia del yacimiento.

Se propone la utilización de algoritmos de inteligencia artificial “Redes Neuronales Artificiales”, RNA, en combinación con sistemas expertos de “Lógica Difusa” como una

alternativa a los modelos matemáticos tradicionales que no logran escalar apropiadamente propiedades del núcleo.

Durante este proceso se usa como factor aglutinante o de cohesión información suministrada por facies litológicas, las cuales influyen el comportamiento del pozo en producción y pueden ser identificadas cualitativamente de manera continua, a partir de registros de pozos mediante el análisis de electrofacies.

En la etapa de generación de propiedades sintéticas y continuas en los registros se estudia y verifica toda la información disponible, todas las propiedades generadas deben ser coherentes con las facies litológicas, comportamiento mecánico, petrofísico y propiedades geológicas en general.

Esta información será incluida en un sistema de evaluación mecánico estratigráfico, que condense los rasgos más importantes de las propiedades del yacimiento y será utilizado para realizar una evaluación del estado de esfuerzos alrededor de los pozos y problemática geomecánica en general.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Antes de comenzar a realizar este estudio se debería estar lo suficientemente claro en la siguiente pregunta:

¿Para que se necesita estudiar las propiedades mecánicas de un yacimiento? ¿No es suficiente con la estimación de propiedades petrofísicas, geológicas, roca-fluido, requeridas para un modelaje numérico de yacimientos?

La geomecánica o mecánica de rocas aplicada a los yacimientos de hidrocarburos es una ciencia relativamente nueva, pero es una geociencia que ha llegado para quedarse. Ha permitido explicar y solucionar muchos problemas que constituían unas verdaderas “cajas negras” en la perforación, producción y mantenimiento de pozos petroleros. Algunas de sus aplicaciones son:

- Predicción de los esfuerzos en sitio.
- Análisis de estabilidad de hoyo, diseño de pozos, horizontales, inclinados, verticales.
- Estimación de ventanas: perforación bajo balance, diseño de fracturamiento hidráulico.
- Análisis de riesgo y arenamiento, estimación de tasas de producción y presiones críticas, diseño de revestidores.
- Identificación de zonas geopresurizadas o con presiones anormales.
- Deformaciones causadas en el yacimiento ante procesos de recuperación secundaria/inyección de fluidos, inyección alternada y continua de vapor, etc.

El conocimiento y entendimiento de las propiedades mecánicas de las rocas son fundamentales para todos estos problemas relacionados con la integridad del pozo y del yacimiento y se ha demostrado, que muchos (o la mayoría) de los problemas tienen su solución integrando la información con un enfoque geomecánico.

El principal problema en esta geociencia es que la data de núcleo es difícil de obtener y está limitada a pequeñas secciones del yacimiento. Para visualizar este problema basta con recordar, que incluso la toma de tapones de núcleo para ensayos fundamentales como porosidad, permeabilidad, considerados como los más importantes para la

caracterización del yacimiento, son limitados. En el mejor de los casos y suponiendo que hay cierta abundancia de datos, el siguiente problema es su falta de representatividad para todo un volumen de yacimiento.

Esto ha motivado el diseño de herramientas como el “Rock Strength Device”, RSD, que permite medir de una manera rápida, confiable, no destructiva y representativa de la heterogeneidad de propiedades mecánicas del núcleo, permitiendo luego su incorporación de una manera más coherente a las estimaciones continuas a partir de registros de pozos. La herramienta permite además, una mejor correlación con las constantes y parámetros elásticos como la relación de Poisson, ν , módulo de Young, E , y módulo de Cizalla, G (Suárez et al., 2002), y con propiedades petrofísicas de núcleo como porosidad, permeabilidad, litología, entre otras.

Tradicionalmente la propiedades mecánicas como la resistencia a la compresión sin confinar o Esfuerzo a la Compresión sin Confinamiento, UCS, y el ángulo de fricción interna, Φ , se miden a partir de ensayos de compresión, uniaxial y triaxial, respectivamente, y para su extrapolación a partir de registros eléctricos se suelen utilizar parámetros, como el volumen de arcilla (estimado a partir del registro gamma ray, GR), y de los módulos elásticos dinámicos, Young, Poisson etc., determinados a partir de registros sínicos (Chang, 2004). Correlaciones convencionales con registros (GR, Sínicos, Densidad, etc.), son tradicionalmente usadas para identificar zonas problemáticas, para la selección de tapones de núcleo (en escala de pulgadas), a ser medidos y luego permitir la extrapolación a todo el yacimiento. Sin embargo, dependiendo del nivel de heterogeneidad del yacimiento, los registros (con una resolución de 1 a 2 pies), proveen una ventana de resolución vertical que puede tanto subestimar secciones mecánicamente competentes, como sobreestimar secciones muy débiles del yacimiento.

Programas comerciales como el Optima (Baker Atlas), Acoustic Scanning Platform (Schlumberger), GeoScan (Diamant Drilling Services), etc., son utilizados para mejorar las aproximaciones, sin embargo, análisis preliminares demuestran que el orden de error de dichos programas puede ser más del 100%, cuando se compara el UCS medido por tecnología RSD en el núcleo y el calculado por el programa para el mismo pozo. Como

consecuencia, la estimación de los esfuerzos en el pozo ya tiene un gran margen de error acumulado.

Como otra opción se trató de correlacionar las medidas RSD con una serie de correlaciones matemáticas reportadas en la literatura: Lama y Vutukuri, 1978; Carmichael, 1982; Kwasniewski, 1989; Jizba, 1991; Wong et al., 1997; Bradford et al., 1998; Horsrud, 2001. Sin embargo, como era de esperarse, no se obtuvo ningún ajuste “aceptable”. Es un hecho, que este tipo de regresiones uni y multivariantes tienen un dominio local y no son las más idóneas en problemas de caracterización de yacimientos y más aún, si se trata de yacimientos complejos como los estudiados en este trabajo (areniscas profundas altamente compactadas, areniscas no consolidadas con crudo pesado y carbonatos).

Como alternativa se propone la utilización de algoritmos supervisados de inteligencia artificial como redes neuronales artificiales, RNA, y sistemas expertos de lógica difusa, los cuales mejoran considerablemente la capacidad de predicción de las propiedades mecánicas utilizando los registros de pozos.

Esta técnica de modelaje de aprendizaje supervisado proporciona un registro continuo de alta resolución y puede ser aplicado para estimar cualquier propiedad del yacimiento. Ha demostrado ser de gran utilidad para evaluar problemas con insuficiencia de datos, donde las relaciones entre las variables son complejas y cuando no hay una solución matemática analítica satisfactoria (Wu, 1986, Baldwin, 1989).

Hasta los momentos se ha encontrado, que hay fuerte evidencia entre la resistencia mecánica de la roca y algunos de los factores que controlan las facies sedimentarias (textura, composición, propiedades petrofísicas, etc.) y estas observaciones son más notorias, cuando se estudian en función de las facies sedimentarias y mejor aún cuando se dispone de la discriminación de facies litológicas o litofacies.

Se ha demostrado que existe una buena relación entre las características de las litofacies como tamaño de grano, escogimiento, composición y cementación y los registros de pozos (Monsalve, 2003). Es decir, es posible que las litofacies controlen también el

comportamiento mecánico de la roca, e incluso se pudiera pensar en el futuro cercano identificar o clasificar facies mecánicas.

Sin embargo, el gran problema ha sido el como “plasmar” esas observaciones de las facies del núcleo en una clasificación que sea coherente, representativa a partir de registros. En este trabajo se utilizará el análisis de electrofacies propuesto por (Monsalve, 2003), utilizando algoritmos de inteligencia artificial, que permiten representar las facies y cualquiera de sus propiedades medidas en el núcleo.

Lo que se propone en el siguiente trabajo es realizar una clasificación de tipos de roca con un patrón de propiedades mecánicas, que obligatoriamente están relacionadas con propiedades petrofísicas y geológicas, todas características del comportamiento de ciertas facies.

Como etapa final se procederá a construir un modelo mecánico estratigráfico para cada pozo con núcleo evaluado, a partir de todas las propiedades estimadas en la etapa anterior y del tipo de roca presente en el yacimiento. Se realizará una estimación en algunos pozos cercanos a fin de validar el modelo.

Uno de los aportes más importantes del presente estudio, a diferencia de lo que se realiza tradicionalmente con la estimación de las propiedades mecánicas que ofrecen algunas compañías, es que las estimaciones se realizaran a partir de data de núcleo y con un entendimiento del contexto particular del yacimiento.

Otra de las innovaciones propuestas en el siguiente trabajo es que se realizarán mediciones del ángulo de fricción interna, Φ , generalmente poco estudiados en la literatura, por su dificultad de medición con métodos convencionales. Tradicionalmente para las simulaciones se utilizan valores constantes, 15 (lutitas), 30 (arenas), y mayor que 45° para carbonatos. Se correlacionarán también las mediciones RSD con medidas del modulo de Young, relación de Poisson y modulo de Cizalla disponibles en el campo.

Las mediciones y la metodología en general propuesta en este trabajo se realizarán no sólo para arenas consolidadas, además se estudiará un yacimiento de arenas no consolidadas y otro de carbonatos, poco estudiados geomecánicamente.

El estudio de las facies para este proyecto, van a funcionar como un factor aglutinante que permitirá entender el contexto geológico, petrofísico y propiedades mecánicas. Como se mencionó antes, el estudio de las facies será tomado como un dato discriminante para la estimación de propiedades mecánicas o cualquier otra propiedad.

PORQUE SE LE CONSIDERA A LOS YACIMIENTOS ESTUDIADOS COMO COMPLEJOS?

Los tres campos y sus yacimientos estudiados (1) areniscas profundas, (2) carbonatos y (3) arenas no consolidadas, se les consideran complejos de evaluar por las siguientes razones:

1) ARENISCAS PROFUNDAS:

El grado de heterogeneidad tectónica y compartimentalización del Norte de Monagas, determinan que sus yacimientos mas profundos sean considerados como unos de los yacimientos más complejos desde el punto de vista tectónico estratigráfico en Venezuela. Presentan una variedad de propiedades y cambios laterales de facies, en conjunto con una mayor compactación de la roca (mayores profundidades e influencias de procesos diagenéticos), determinando que la roca sea más “apretada” en profundidad, con valores de resistencia mecánica anormalmente altos y bajas porosidades, sumado al alto grado de heterogeneidad y lenticularidad de algunas de sus arenas.

2) CARBONATOS:

A pesar del potencial que pueden tener estos yacimientos por sus altas tasas iniciales de producción, son complejos de caracterizar no sólo desde el punto de vista de petrofísico y geomecánico, sino en todas las demás geociencias.

Uno de los principales problemas se refiere a la caracterización de porosidad y permeabilidad, debido al hecho de que los mismos no responden a las características habitualmente estudiadas y bien conocidas en las areniscas como la redondez y el escogimiento, formados a partir de procesos físicos de transporte. Los carbonatos, debido a sus propios procesos de formación, a partir de detritos esqueléticos y precipitación

química, originan complejos tipos de porosidad secundaria y permeabilidad que no son fácilmente identificados a partir de análisis convencionales.

En cuanto a los análisis convencionales de laboratorio, que representan una medida directa y confiable, es difícil encontrar un significado de cualquier medida si las mismas no son acompañadas por análisis sedimentológicos, descripción de litofacies, procesos diagenéticos, etc., con un enfoque integral. Por ejemplo, la gran variabilidad que pueden tener al medir el exponente de cementación, m , que puede variar desde 1, para porosidad asociada a fracturas, hasta 3, para porosidad móldica y vugular. Estos valores no tendrían significado, sino se estudia suficientemente los diferentes tipos de porosidad secundaria en relación con las facies de calizas.

Desde el punto de vista de análisis de registros la diferencia entre las porosidades reales y las estimadas en carbonatos se debe al hecho, de que los registros convencionales Densidad – Neutrón estiman la porosidad total, puesto que las herramientas no son sensibles a diferentes tipos de porosidad secundaria, microporosidad, móldica, vugular, etc., que repercuten apreciablemente en el cálculo de porosidad “efectiva” (Collier, 1988). Por otra parte, la resistividad leída en los registros eléctricos puede ser insensible al tipo de fluido contenido dentro de la porosidad secundaria (Rasmus, 1986). Esto sin tomar en cuenta la gran variabilidad que puede tener el exponente de cementación, m , y el exponente de saturación, n , en carbonatos (WEC Venezuela, 1997); m , puede variar desde 1 para porosidad asociada a fracturas hasta 3 para porosidad móldica y vugular.

Esto repercute en el calculo de saturación de agua y por consiguiente del POES; Cualquiera de los modelos de saturación de agua establecidos en la literatura requieren el calculo de porosidad, y como se explicó, la misma puede presentar un gran margen de error.

De acuerdo a esto, todas las variables que intervienen en el cálculo de saturación de agua pueden no ser las más apropiadas, ver, ecuación 1, Modelo de saturación de Archie:

$$S_w^n = a \cdot R_w / \phi^m \cdot R_t \quad (1)$$

Donde:

R_t = Resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

R_w = Resistividad de agua de formación (ohm-m)

S_w = Saturación de agua (fracción)

ϕ = Porosidad efectiva (fracción)

m = Exponentes de Cementación

n = Exponente de saturación.

La resistencia mecánica también es una propiedad compleja y heterogénea de caracterizar, debido a los múltiples sistemas de porosidad secundaria, microporosidad, móldica, vugular, que puede estar o no conectada. Un razonamiento similar se puede aplicar para la permeabilidad. Esta complejidad en el sistema poroso altera enormemente la capacidad de soportar carga o resistencia mecánica de las calizas, con un grado de heterogeneidad e incertidumbre incluso en la escala de un tapón de núcleo. Las rocas rígidas y/o quebradizas como los carbonatos contienen más fracturas que las rocas dúctiles. Existe una serie de factores que pueden afectar la fragilidad de la roca, como por ejemplo, el tipo de roca, el tamaño del grano, el tipo de mineral de cementación, la porosidad, la temperatura, el porcentaje de arcilla, la presión confinante efectiva y el grado de esfuerzo. El aumento de la presión confinante efectiva, la temperatura o la reducción del grado de esfuerzo, tienden a incrementar la ductilidad de la roca. Las capas dúctiles y más gruesas tienen fracturas relativamente más grandes, anchas y con mayor espaciamiento bajo la misma situación estructural.

Toda esta complejidad y heterogeneidad inherente a los yacimientos de carbonatos impone importantes retos técnicos, económicos y de gerencia. Para poder resolver estos desafíos, los operadores deben aplicar tecnologías novedosas y estrategias de explotación de tecnología de punta como las propuestas en el presente trabajo.

Las estrategias de explotación que se proponen generalmente en estos campos, consisten en perforar los pozos cercanos a las fallas con el objetivo de interceptar los sistemas de fracturas asociados. La presencia de discretas zonas fracturadas de alta productividad, en conjunto con bajas presiones de yacimiento, debido al agotamiento de la presión, se proponen perforaciones tipo “bajo-balance” con inyección de nitrógeno para evitar la pérdida de circulación durante la perforación. Para esto se requiere un conocimiento detallado del yacimiento y sus principales estructuras, sobretodo

considerando que los pozos diseñados van a requerir trayectorias de perforación complejas, que sean el producto de una detallada caracterización geomecánica de la roca.

3) ARENISCAS NO CONSOLIDADAS:

Las arenas no consolidadas prevalecen en formaciones geológicamente más jóvenes en particular a bajas profundidades. No están compactadas debido a los diferenciales de presión de la carga litostática (4000 a 5000 Lpc). Son poco consolidadas y prácticamente ligadas por bitumen, donde los granos de arena se encuentran relativamente separados y no están cementados.

La abundancia de minerales de feldespatos, alrededor de 2,53 g/cm³ en contraposición a 2,65 g/cm³ del cuarzo, alteran las estimaciones de porosidad a partir de registros. Incluso las porosidades de los núcleos pueden variar, debido a los procedimientos de limpieza de las muestras, proceso de extracción con tolueno y metanol, lo que además puede remover las partículas finas.

Las arenas tienden a presentar bajos valores de resistividad, tanto en la base como en el tope de las arenas macizas, que se deben básicamente a cambios granulométricos normales de la litofacies, y pueden ser acompañados por un aumento de la arcillosidad, pero no asociados con alta saturación de agua.

En arenas consolidadas las propiedades de yacimiento están principalmente en función del tamaño de grano, del escogimiento, el comportamiento no es similar en la arena no consolidada, (Chilingar, 1964; Beard and Weyl, 1973). La porosidad no está totalmente relacionada con el tamaño de grano, si el escogimiento es pobre, los granos pequeños tienden a ocupar el espacio entre los granos grandes, haciendo de la porosidad una función del escogimiento. La introducción de arcillas u otras partículas de grano fino tienden a cambiar drásticamente la porosidad y permeabilidad, mientras que incrementan las saturaciones de agua residuales por sus grandes áreas superficiales. La porosidad medida con los registros en arenas no consolidadas con fluidos de alta viscosidad es mucho menor que en el núcleo, debido a los procesos de limpieza de los tapones, solventes utilizados para limpiar la roca de crudo pesado como tolueno y metanol, también remueve las partículas finas. Entonces puede no tratarse de una inadecuada interpretación de registros, puede ser que la porosidad de tapón sea sobreestimada.

Igualmente, las mediciones de permeabilidad están afectadas por la alta viscosidad del crudo. La estimación de la permeabilidad también es ambigua, debido a que la roca es mojable por petróleo, lo que dificulta su interpretación tanto a partir de registros de pozos como en las mediciones persé, (Wec Venezuela, 1997).

Un mismo yacimiento puede tener diferentes contactos o al menos no estar a condiciones de saturación de agua irreducible, lo que genera problemas en selección de intervalos a completar. Por los obvios contrastes de viscosidades del agua y crudo, el agua tenderá a ganarle al crudo y/o conificarse.

Los cuerpos de arena se encuentran separados por finas capas de arcilla, muchas veces imperceptible por los registros convencionales. El crudo pesado enmascara por completo la estratificación dentro de los cuerpos de arena, obliterando las características sedimentarias de los núcleos. En las evaluaciones petrofísicas, arenas que aparecen macizas de hecho se encuentra interestratificada con capas de arcillas delgadas, muy heterogéneas. (Wec Venezuela, 1997).

Desde el punto de vista Geomecánico yacimientos de arena no consolidada son especialmente complejos de evaluar, ante la dificultad de caracterizar la resistencia mecánica de la roca, pudiendo fallar la roca tanto por efectos mecánicos y químicos como por una interacción de las propiedades roca-fluido, ante diferentes condiciones de producción en el tiempo. Incluso la producción de arena ha sido históricamente un problema asociado a dichas formaciones, y operaciones de control de arena se consideran un hecho en estos yacimientos de alta permeabilidad, de 1 a 8 Darcys.

El grado de cementación de la roca también influye significativamente en la cohesión. Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser más resistentes, mientras que las no consolidadas, pobremente cementadas son más débiles. El ángulo de fricción interna es afectado por la fracción volumétrica de partículas duras, habitualmente granos de cuarzo o feldespato presentes en la roca. Los granos de formación en yacimientos de areniscas débiles se disgregan o se sueltan de la matriz de la roca, debido a fallas de corte, de tracción y volumétricas.

Debido a la poca consolidación en estos yacimientos, la extracción de núcleos es una operación muy difícil. Los núcleos tienden a disgregarse y la recuperación de los mismos es muy pobre.

CAPITULO I

MARCO REFERENCIAL

En el presente trabajo se van a analizar tres yacimientos venezolanos complejos de características muy diferentes.

AREA DE ESTUDIO NORTE DE MONAGAS.

Los yacimientos profundos del Norte de Monagas comprenden los campos el Furrial, Carito, el Tejero, Boquerón, Muri y Musipán. Los pozos de interés se encuentran en el campo Carito hacia el este (próximo al campo el Furrial), ocupando la parte central de la cuenca Oriental de Venezuela, ver figura 1, (Wec Venezuela, 1997).

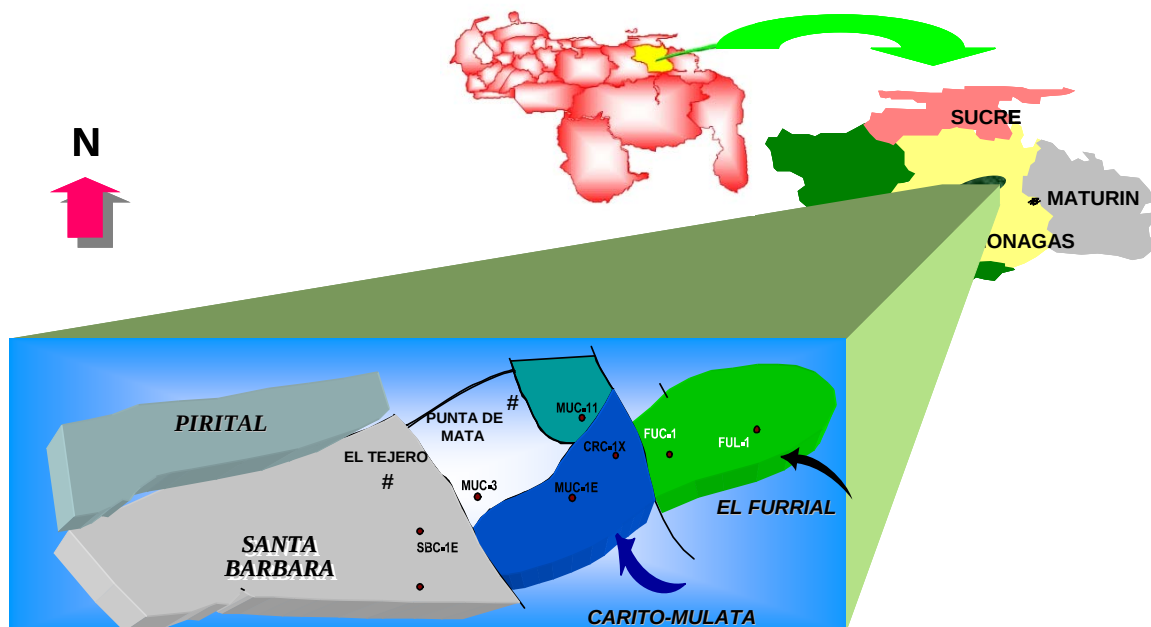


Figura 1. Ubicación área de estudio 1.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL AREA DE ESTUDIO NORTE DE MONAGAS.

Los yacimientos del Norte de Monagas representan, una de las áreas más complejas en Venezuela desde el punto de vista Geológico, donde la compartimentalización y heterogeneidad primaria de los yacimientos es el resultado de procesos tectónico-

estratigráficos relacionados entre si, al igual que la migración y entrapamiento de fluidos (Guzman et al., 1995), ver figura 3.

La región del Norte de Monagas comprende las siguientes formaciones: (González, 2006), ver figura 2.

Sedimentación durante el período Cretáceo: De ambientes continentales/deltaicos, consiste en apilamientos de canales fluviales que pasan hacia el tope a un ambiente más litoral. Las formaciones son principalmente una secuencia de areniscas color gris, de grano fino a medio, subredondeada y subangular, intercaladas de pequeños cuerpos de lutitas de color gris oscuro duras y limolitas gris oscuras.

Formación Areo: Su edad se remonta al Oligoceno Inferior, y fue depositada en un ambiente transgresivo, de profundidades neríticas. Esta formación principalmente contiene lutitas de color gris a gris verdoso, limosas, con inclusiones de pirita, intercaladas con limolitas gris oscuro a marrón ocasionalmente gradan a areniscas blanquecinas de grano grueso, consolidadas.

Formación Naricual: Se caracteriza por la presencia de areniscas intercaladas en lentes lutíticos de gran porosidad y permeabilidad (50 a 300mD), donde se encuentran acumuladas grandes cantidades de hidrocarburos. Separadas en Naricual Superior (Oligoceno Tardío), Naricual Medio con la zona de glauconita (Oligoceno temprano y Eoceno) y Naricual Inferior que tiene implícitas múltiples edades como: Eoceno, Paleoceno y Maestrichtiense Tardío. Está conformada por sedimentos de grano fino a grueso, color gris claro, petrolíferas, bien consolidadas y abrasivas. Su espesor promedio varía de 2000 a 2500 pies.

Formación La Pica: De edad Mioceno-Plioceno, contiene sedimentos de ambiente marino conocidos como los más someros del área. Presenta una serie de lentes lutíticos y areniscas consolidadas. Abundan los granos finos a muy fino, laminadas de origen lignítico o limosas.

Formación Las Piedras: De edad Mioceno-Plioceno, fue depositada en aguas salobres correspondientes a un ambiente fluvio-deltaico. Conformada principalmente por areniscas lenticulares poco consolidadas, los resultados de las perforaciones conjuntamente con las pruebas de laboratorio efectuadas se han identificado arcillas, limolitas, areniscas

grisáceas y lignitos. Las areniscas son acuíferas en toda el área y su espesor varia de 3400 a 3900 pies.

Formación Mesa: Representa la última formación depositada en el área, de edad Plio-Pleistoceno, está constituida por depósitos de ambiente fluvio-deltaico. Operacionalmente se han identificado gran proporción de arcillas solubles de color gris, rojizas y grisáceas hacia la zona superior con la presencia de capas de lignito. Su espesor varía de 500 a 900 pies.

FORMACIÓN	EDAD	LITOLOGIA	AMBIENTE
MESA	Pleistoceno	Areniscas solubles y areniscas de grano grueso	Continental
LAS PIEDRAS	Mioceno Tardío-Plioceno	Areniscas, limolitas, areniscas grisáceas y lignitos	Continental
LA PICA	Mioceno Tardío	Arcillas y lutitas grises, plásticas e hidratables	Marino
Alóctono de Pirital			
CARAPITA	Oligoceno-Mioceno	Lutitas grises oscuros y verdosas	Marino aguas profundas
NARICUAL	Mioceno Temprano Oligoceno Tardío	Areniscas cuarzo cristalinas, gris claras intercaladas con lutitas	Deltaico Marino somero
CRETÁCEO	CRETÁCEO	Areniscas cuarzo cristalinas, intercaladas con lutitas y limolitas	Marino somero

Figura 2 Columna estratigráfica del Norte de Monagas. Tomado de Gonzalez, 2006.

Nota: Aún cuando se está tomando la descripción original del autor, es necesario aclarar que Cretáceo no es una formación, corresponde a un período con su ambiente de sedimentación.

De acuerdo a la tectónica de placas, la transcolisión de la placa del Caribe con la placa Sur Americana, evolucionó el margen norte de la placa de Sur América de una cuenca de margen pasivo, durante el Cretáceo Tardío a Terciario, a una cuenca de margen activo en el Oligoceno a Mioceno. Esto generó una geología estructural sumamente compleja, debido a la existencia de una serie de bloques estructurales comunicados lateralmente y formados por un gran número de fallas inversas, producto de la deformación y los altos esfuerzos de compresión, creados por la colisión de las placas tectónicas del Caribe y Sur América, (Jiménez et al., 2002), ver figura 3.

Durante el margen pasivo en el Norte de Monagas se depositaron las formaciones denominadas operacionalmente San Antonio, San Juan, Caratas, Los Jabillos, Areo,

Naricual Inferior (base) y en el margen activo se depositaron las formaciones denominadas Naricual Inferior (tope), Naricual Medio y Superior, que representan un espesor promedio de 1200 pies, esta secuencia es dominada por un ambiente fluvio deltaico y es donde se encuentran las principal acumulación de hidrocarburos, (Jiménez et al., 2002), ver figura 3.

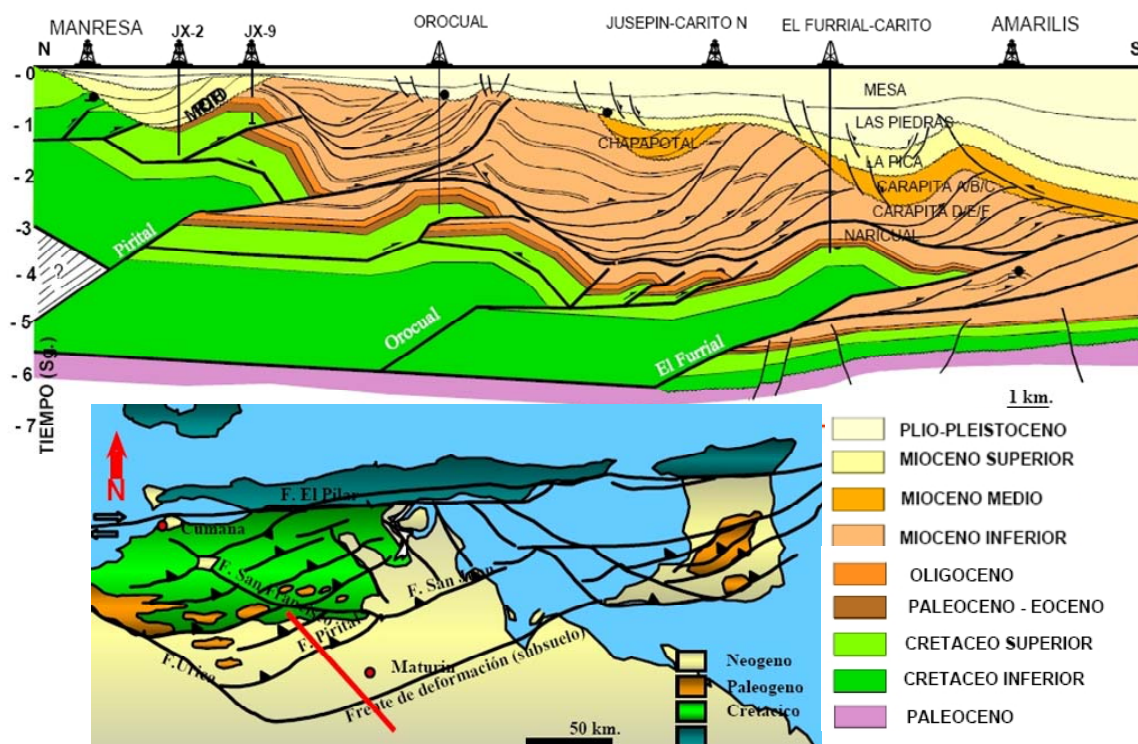


Figura 3. Régimen tectónico en el Norte de Monagas. Tomado de Jiménez et al., 2002.

Los yacimientos en al área están caracterizados por altas presiones y temperaturas iniciales con consecuentes altas tasas iniciales de producción. El mecanismo de producción es desplazamiento por gas en solución, expansión de fluidos, (Porras, 1998), habiéndose detectado en algunos pozos una capa de gas libre.

Estos yacimientos son mayoritariamente areniscas que presentan una marcada disminución de las propiedades petrofísicas y gravedad del fluido con la profundidad, en su totalidad, areniscas moderadas a altamente cementadas y se ha demostrado en toda la cuenca una tendencia de degradación de las propiedades petrofísicas y geológicas hacia los flancos, encontrándose las mejores propiedades hacia parte central, como consecuencia de los complejos procesos antes mencionados.

En general la granulometría varía desde grueso en la base, a fino en el tope de esta secuencia, la cual está depositada en paquetes másivos de arenas que disminuyen de espesor en la sección superior de la Formación Naricual.

La mayoría de los pozos perforados y completados en la zona en el rango de profundidades de 13000 y 18000 pies, verticales o ligeramente inclinados y con presiones de yacimiento que varían entre 7000 y 12000 Lpc, dependiendo del grado de explotación del mismo (Sierra, 2002).

La perforación de pozos profundos en el Norte Monagas involucra niveles de inversión altos, razón por la cual es necesario que la producción de los pozos completados estén al menos dentro de los límites económicos, que justificaron técnica y económicamente los proyectos de exploración y producción.

Estudios realizados a nivel de laboratorio con muestras de núcleos tomados de algunos campos representativos, muestran que los esfuerzos en el plano vertical son menores a los correspondientes a los del plano horizontal. La discrepancia de la magnitud del esfuerzo vertical con respecto a la profundidad de los yacimientos es un indicativo de que algunos pozos se encuentran localizados en cuencas compresivas. Bajo las condiciones anteriores, existe un alto mecanismo de falla por corte (cizalla), de la pared del pozo como producto de la magnitud de los esfuerzos tectónicos; los mismos que se originan por la excesiva complejidad estructural, evidenciado por un gran número de fallas inversas. (Sierra, 2002).

CAMPO CARITO.

El campo Carito se encuentra ubicado a unos 40 km. al oeste de Maturín, estado Monagas (figura 1). El campo ha sido subdividido en tres áreas: Carito Norte, Carito Oeste y Carito Central. Esta última cuenta con casi 1900 MMBls de petróleo y condensado original en sitio, en la Formación Naricual, y constituye una de las mayores reservas de hidrocarburos de la cuenca. Naricual se caracteriza por presentar una capa de gas condensado de considerables dimensiones y presenta la particularidad de que, en la zona de petróleo, tanto la presión de rocío como la presión de burbujeo varían con la profundidad, lo cual determina cambios bastante significativos en las propiedades de los fluidos y en el tipo de crudo producido, (Wec Venezuela, 1997).

GEOLOGIA.

a) Estructura

Es del tipo anticlinal corto, orientada en el sentido O-SO a E-NE. Los límites norte, este y sur de los yacimientos son fallas inversas, detectadas por sismica y cuyos desplazamientos varían entre 800 y 1000 pies. El límite occidental es una falla inversa identificada en los pozos del sector, (Wec Venezuela, 1997).

b) Estratigrafía

Aunque la estratigrafía del área está en revisión, puede decirse que la sección conocida localmente como Naricual ha sido dividida en tres paquetes de arenas: Naricual Inferior, con espesores de alrededor de 700 pies, Naricual Medio y Superior, de alrededor de 400 pies cada una. La sección de Naricual está constituida por cuerpos arenosos intercalados con lentes de lutita de espesores y extensiones variables, e infrayace a las lutitas de la Formación Carapita del Oligomioceno. Se ha observado que el comportamiento de la presión en los tres paquetes de Naricual es uniforme y similar, lo cual indica la existencia de algún tipo de comunicación vertical, (Wec Venezuela, 1997).

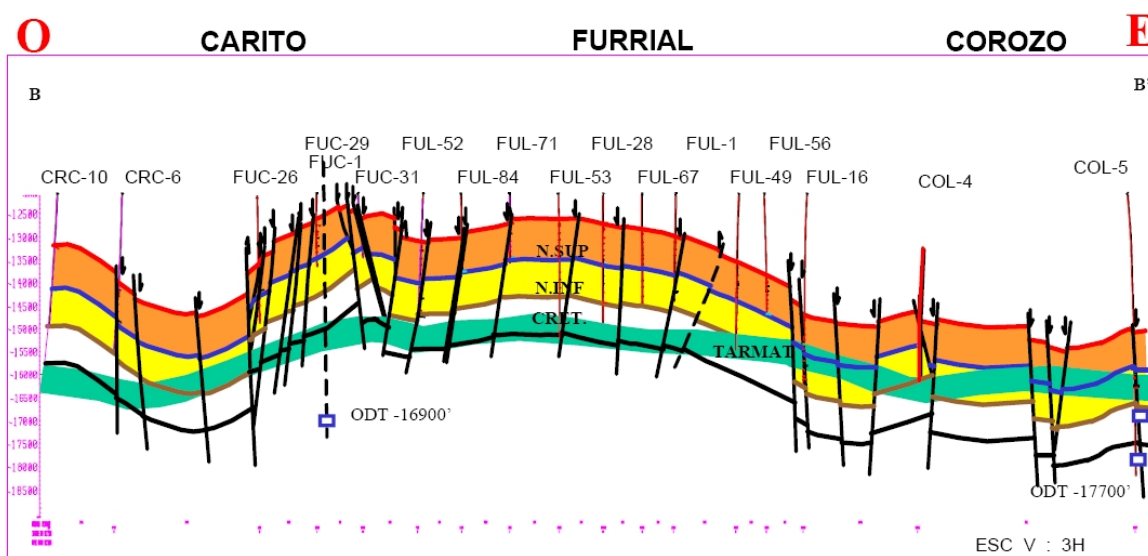


Figura 4. Sección estructural E-O, Norte de Monagas. Tomado de Jiménez et al., 2002.

c) Propiedades petrofísicas

La formación es una secuencia de arenas y lutitas intercaladas con capas de carbón, lo que se observa claramente sobre los perfiles más comunes, ver figura 5. Más difícil de observar son las arenas con bitumen que se pueden encontrar en diferentes niveles de los yacimientos. Las facies de mayor producción tienen porosidades de entre 11 y 15%, permeabilidades entre 40 y 1000 mD y saturación de agua irreducible baja, entre 10 y 15%, tienen un contenido relativamente pequeño de caolinita y cemento carbonático. Sin embargo, arenas con porosidad del 7% y volumen de arcilla de hasta 30% son consideradas también como productoras. La permeabilidad es muy sensible a la porosidad así como a la arcillosidad, y es difícil de determinar con precisión. Los pozos se perforan habitualmente con lodo a base aceite, (Wec Venezuela, 1997).

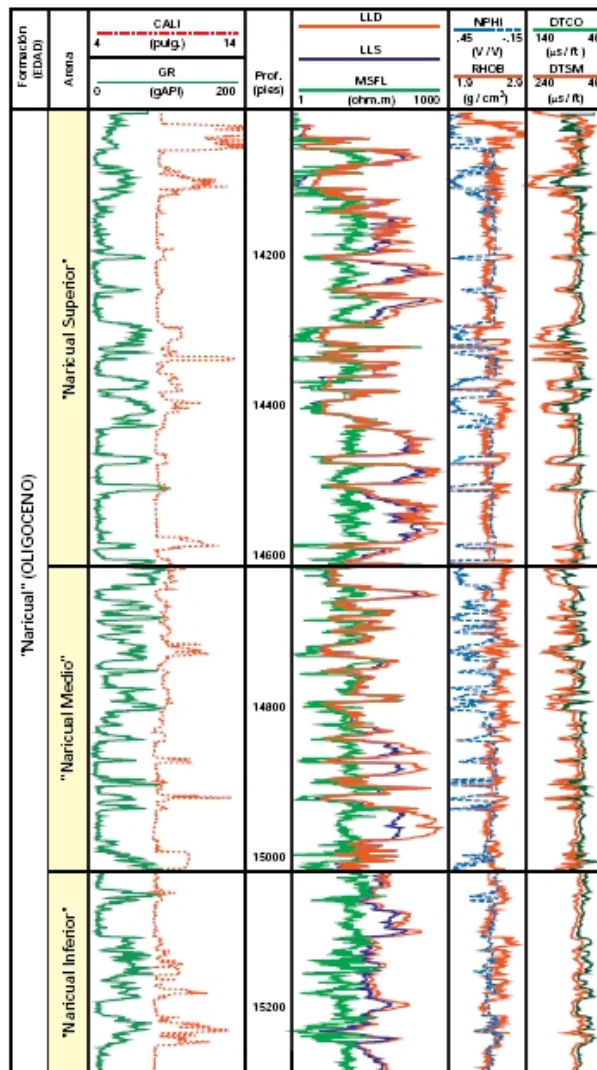


Figura 5. Registro tipo campo Carito. Tomado de Wec Venezuela, 1997.

d) Propiedades de los fluidos

Los resultados de 22 análisis PVT en la zona del petróleo y 5 en la zona de gas y condensado, así como las medidas de presiones y pruebas iniciales de producción indican, desde el tope hasta la base, la siguiente distribución de fluidos: gas, condensado, petróleo volátil, liviano y mediano. Esta gradación determina una variación de las propiedades de los fluidos con respecto a la profundidad, como se puede apreciar en la Tabla 1. (Wec Venezuela, 1997).

Tabla 1. Propiedades de los fluidos campo Carito. Tomado de Wec Venezuela, 1997.

Datum	14010 pbnm
Temperatura promedio	280 °F
Presión original al Datum	11367 Lpc
Gravedad del petróleo	20-32 °API
Gravedad gas condensado	33,5-35,5 °API

Existe una zona de transición de gas a líquido de aproximadamente 200 pies, donde se observa la presencia de un fluido crítico, para el cual la viscosidad y densidad del gas y el petróleo tienen valores muy similares. En este tipo de yacimientos, para obtener el mayor recobro de hidrocarburos, la presión debe mantenerse por encima de la mínima de rocío (en este caso 7000 Lpc), para así evitar una pérdida de petróleo condensado debida a una condensación retrógrada (formación de líquidos en el yacimiento), así como a depósitos de asfaltenos en la roca, (Wec Venezuela, 1997).

e) Características de producción

Las características iniciales de producción se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2. Comportamiento inicial de producción Campo Carito. Tomado de Wec Venezuela, 1997.

AREA	POZO	Qo (MBls/día)	RGP (PCN/Bls)	°API
CENTRAL	MUC-1E	5,2	2924	35
NORTE	MUC-2	13,9	703	24
OESTE	MUC-3	3,8	5140	32
SUR	SBC-10E	13,9	627	28

De igual manera las características generales se muestran a continuación:

Tabla 3. Características generales del campo Carito **Tomado de Wec Venezuela, 1997.**

	OESTE	CENTRAL	SUR	NORTE
P. inicial (MLpc)	11,5	11,5	11,8	11,8
T. yac. (°F)	287	287	300	300
Prof. (Mpies)	14,5	14,5	16	16
Ø (%)	8-20	6-21	10-15	8-11
K (mD)	10-1000	3-2000	3-500	4-1500
POES (MMBlS)	1366	3645	666	885
RECUP (MMBlS)	698	2183	110	254

Como se puede apreciar en las dos tablas existe una degradación de las propiedades petrofísicas hacia el norte y sur (flancos), reflejadas también en el POES y propiedades.

f) Ambiente de sedimentación

Sobre la base de los registros eléctricos y los análisis de núcleos, se determinó que Naricual Inferior corresponde a un depósito de canales entrelazados. En Naricual Medio se interpretan en su parte inferior depósitos próximo-costeros (barras costeras y sublitorales) y, en su parte media y superior, depósitos con influencia de mareas (canales de marea, llanura de marea). En cuanto a Naricual Superior, los depósitos van de barras costeras en la base a depósitos más marinos, de plataforma media a interna en la parte superior, (Rodríguez et al., 1995)

g) Facies sedimentarias

La Formación Naricual es la roca de yacimiento más importante. Las descripciones de núcleo (Rodríguez et al., 1995) han permitido identificar 21 litofacies: 12 de areniscas (10 mediadamente bioturbadas y 2 intensamente bioturbadas), 2 heterolíticas, 6 arcillosas y 1 de carboníferas, así como una facies de paleosuelos. Las facies con mejor calidad de roca A7/A1/A3/A81/A41, y como resultado los menores valores de arcilla, y los más altos valores de porosidad y permeabilidad, (Rodríguez et al., 1995).

1) Facies arcillosas:

Facies L1: Lutitas de color gris oscuro a negro, generalmente presentan laminación paralela muy marcada y, ocasionalmente, pueden estar moderadamente biotubaradas y presentar granos dispersos de arena gruesa. Rara vez calcáreas.

Facies L13: Lutitas de color gris oscuro a negro, con fragmentos de conchas de moluscos escasos a abundantes (ocasionalmente piritizadas), pueden presentarse laminadas y/o moderadamente bioturbadas y con pirita. Calcáreas (fragmentos de conchas).

Facies L2: Lutitas de color gris oscuro a negro con niveles sideritizados de color pardo rojizo, generalmente presentan laminación paralela muy marcada. En ocasiones, se presentan interestratificaciones con areniscas de grano fino a muy fino, bien escogidas, con estratificación tipo “Hummocky” a menor escala que la caracteriza a la facies A5, y/o laminación paralela. Rara vez calcáreas.

Facies L3: Limolitas de color gris oscuro a negro.

Facies L4: Mezcla caótica de lutita gris oscuro a negro con arena tamaño grueso a conglomerática, bioturbada. Las bioturbaciones están rellenas con areniscas de grano grueso.

Facies L5: Lutita arenosa de aspecto másivo, color gris oscuro verdoso a negro, con abundante contenido de glauconita.

2) Facies de areniscas:

Facies A1: Arenisca de grano medio a grueso con granos dispersos de arena gruesa a conglomerática introducidos por bioturbaciones generalmente horizontales (icnogéneros difíciles de reconocer). No es posible distinguir estructuras sedimentarias. Impregnación de hidrocarburos de buena a excelente.

Facies A2: Areniscas de grano muy fino a fino con granos dispersos de arena gruesa a conglomerática introducidos por bioturbaciones generalmente horizontales (icnogéneros difíciles de reconocer), bien escogida a moderadamente escogida. No es posible distinguir estructuras sedimentarias. Impregnación moderada a ausente. Rara vez calcáreas.

Facies A23: Arenisca de grano muy fino a fino con granos dispersos de arena gruesa a conglomerática introducidos por bioturbaciones generalmente horizontales (icnogéneros difíciles de reconocer), bien escogida a moderadamente escogida, fragmentos de conchas

de moluscos moderadamente abundantes. No es posible distinguir estructuras sedimentarias. Impregnación moderada ausente. Calcáreas (fragmentos de conchas).

Facies A3: Arenisca de grano fino a medio, bien escogida a moderadamente escogida, con estratificación cruzada, comúnmente presenta gránulos en los “foresets” (gradados a bien escogidos). Ocasionalmente con parejas de arcilla y envoltorios dobles de arcilla. La bioturbación está ausente o es escasa y está representada principalmente por el icnogénero *Ophiomorpha*. Impregnación pobre a buena.

Facies A4: Arenisca de grano fino a medio, moderadamente escogida a bien escogida, con laminación de ángulo bajo, que a veces puede confundirse con estratificación cruzada tipo “Hummocky”. Ocasionalmente presenta gránulos dispuestos en láminas. Bioturbación escasa a moderada. Impregnación pobre a ausente. Rara vez calcáreas.

Facies A41: Areniscas de grano medio a grueso, moderadamente escogida, con laminación de ángulo bajo. Presenta gránulos dispuestos en láminas. Bioturbación escasa a moderada. Impregnación moderada a buena.

Facies A5: Arenisca de grano muy fino a fino, bien escogida, presenta estratificación cruzada tipo “Hummocky” y “Microhummocky” amalgamada y, ocasionalmente, presenta clastos de lutita en la base. Bioturbación escasa. Impregnación de hidrocarburos ausente. Rara vez calcáreas.

Facies A6: Arenisca de grano muy fino a fino, bien escogida, con laminaciones de lutitas o arenas de grano más fino (paralelas a onduladas). Rara vez calcáreas.

Facies A7: Areniscas de grano muy fino a fino, bien escogida a moderadamente escogida, con rizaduras de corriente. Generalmente presentan clastos pequeños y láminas de lutitas. Bioturbación escasa a moderada. Impregnación de hidrocarburos de pobre a ausente.

Facies A71: Areniscas de grano muy fino a fino, bien escogida a moderadamente escogida, con rizaduras de corriente. Generalmente presentan clastos pequeños y láminas de lutitas. Bioturbación escasa a moderada. Impregnación de hidrocarburos de pobre a ausente. Se diferencia de la anterior en que presentan una impregnación moderada.

Facies A8: Arenisca de grano muy fino a fino, bien escogida, bioturbación escasa, sin estructuras sedimentarias, bioturbación escasa. Gránulos ausentes o muy escasos. Impregnación pobre a moderada. Rara vez calcáreas.

Facies A81: Arenisca de grano medio a grueso, bien escogida, sin estructuras sedimentarias, bioturbación escasa. Gránulos ausentes o muy escasos. Impregnación moderada a buena.

Facies A83: Arenisca de grano medio a grueso, bien escogida, sin estructuras sedimentarias, fragmentos de conchas de moluscos abundantes. Gránulos ausentes o muy escasos. Impregnación ausente. Calcáreas (fragmentos de conchas).

3) Facies bioturbadas:

Facies B1: Areniscas de grano fino a medio bien escogida a moderadamente escogida, intensamente bioturbada principalmente por el icnogénero Ophiomorpha. Estas facies se diferencian de B2 básicamente por ser más limpia.

Facies B2: Areniscas de grano muy fino a fino, arcillosa, en ocasiones presenta gránulos dispersos. Moderadamente escogida a mal escogida, bioturbación intensa principalmente por el icnogénero Ophiomorpha. Menos limpia que la anterior. Rara vez calcárea

4) Facies heterolíticas:

Facies H: Areniscas de grano muy fino a fino, bien escogidas, interestratificadas en proporciones variables con lutitas y limolitas de color gris oscuro a negro. Se puede presentar con niveles de Siderita. Presenta rizaduras de oscilación, laminación ondulada y paralela. Ocasionalmente presenta estructuras de flujo y/o de carga y rizaduras de corriente. Sin bioturbación ni impregnación.

Facies HB: Areniscas de grano muy fino a fino, con gránulos introducidos por bioturbación, moderadamente escogidas a mal escogidas, interestratificadas en proporciones variables con lutitas y limolitas de color gris oscuro a negro. Se puede presentar con niveles de Siderita. Presenta reliquias de rizaduras de oscilación, laminación ondulada y paralela. Ocasionalmente presenta estructuras de flujo y/o de carga y rizaduras de corriente. La bioturbación es interna y representada principalmente por el icnogénero Thalassinoides. Impregnación ausente.

5) Facies de carbón:

Facies C: Carbón y lutitas carbonosas de color gris oscuro a negro.

6) Facies de paleosuelos:

Facies P: Generalmente limolitas a areniscas de tamaño de grano variable, de color gris, marrón claro o gris claro con paleoraices. Algunas veces bioturbados y/o con siderita.

AREA DE ESTUDIO ORITUPANO.

Otro de los yacimientos a estudiar corresponde al campo Oritupano, ubicado en el estado Monagas, en la parte sur de la sub-cuenca de Maturín, cuenca Oriental de Venezuela, a unos 40 Km. de la mencionada ciudad. Estos yacimientos constituyen las arenas someras, no consolidadas de la cuenca. Ver figura 6.

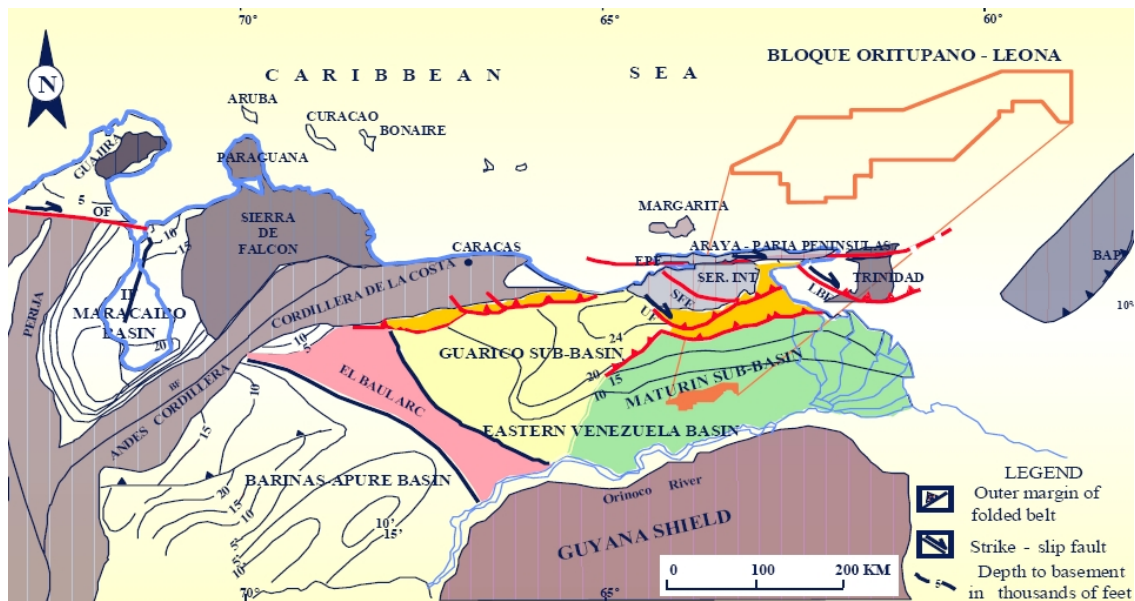


Figura 6. Ubicación área del estudio Oritupano. Tomado de López y Azalgara, 2002.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL AREA ORITUPANO.

En los campos de Oritupano se encuentran presentes las formaciones: Oficina, Freites y Las Piedras, siendo la Formación Oficina (de edad Mioceno Temprano a Medio), la de mayor importancia dada sus grandes reservas petrolíferas y la de interés para el presente estudio. Prácticamente los sedimentos miocénicos de la Formación Oficina representan las secciones productoras, hasta el momento de ejecución del presente trabajo no se dispone de información de pozos productores en las otras formaciones. Una descripción más detallada se muestra a continuación, (Bastidas, 2005):

Formación Oficina: Es descrita como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro, gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color gris claro y grano de fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas

delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderico-glaucóníticas y calizas delgadas con estructuras en cono.

El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos pies de espesor (2 pies), y que son de considerable valor en las correlaciones. Muchas de las areniscas pueden ser llamadas asperones, otras son conglomeráticas, con guijarros de cuarzo y ftanita.

En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. Un conjunto de minerales pesados granate-cloritoide, caracteriza la formación en la parte occidental del área mayor de Oficina; sin embargo, el cloritoide disminuye con la profundidad y hacia el este, y así en la parte oriental del área Mayor de Oficina, este conjunto granate-cloritoide es reemplazado por el conjunto granate-estaurolita con abundante ilmenita.

La Formación Oficina en el área de Anaco tiene más lutitas que el área tipo. El área Mayor de Oficina, debe su denominación, a su mayor cercanía al borde sur de la cuenca (González de Juana et. al., 1980). Las características y naturaleza sedimentaria de las arenas de Oficina, indican que los lignitos constituyen un elemento característico de la unidad, alcanzando un promedio de 2% del volumen total en Anzoátegui Central. El número de capas de carbón varía desde 2 pies en el área mayor de Oficina, hasta 4 pies en el área de Anaco. Méndez, 1985, describe la Formación Oficina de la Faja Petrolífera del Orinoco, dividiéndola en tres unidades: La Unidad I la Unidad II, y la Unidad III.

Formación Freites: Se describen lutitas fósiles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: Un intervalo superior de unos 330 pies, con capas delgadas de areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas y muy persistentes lateralmente. Un intervalo predominantemente lutítico y un intervalo inferior de aproximadamente 328 pies de lutitas intercaladas verde amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas sideríticas y muy fosilíferas. En las lutitas, a través de toda la formación, son frecuentes concreciones amarillentas, calcáreo-ferruginosas.

Jam y Santos (1987) observaron que la formación se vuelve más arenosa en cuanto más se adelgaza en el área del Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco. Las variaciones verticales en el contenido de arcilla, lutita, limo y siderita permiten una

correlación extraordinaria, sobre la mayor parte del flanco sur de la cuenca, por variaciones en la curva de resistividad amplificada de los perfiles eléctricos.

Formación Las Piedras: En la localidad tipo consiste de arenas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas de gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises y lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg,1950). También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. González de Juana et. al. mencionó un conjunto mineralógico más complejo que el de la Formación Mesa, con abundante andalucita, biotita, clorita, cloritoide, kyanita y corindum y, menos abundante granate, glaucofano, hornblenda, epidota, estaurolita, silimanita, moscovita y titanita.

El miembro Basal Prespuntual, en su localidad tipo, entre los Km. 67 y 70 de la carretera a Pto. La Cruz a San Tomé, entre San Mateo y Cantaura, contiene en su parte inferior areniscas conglomeráticas que pasa hacia arriba a areniscas laminadas, ferruginosas con limolitas y arcillas pardo-rojizas yesíferas, con ocasionales capas de areniscas delgadas. El Miembro Caicaito, localizado entre los Km. 73 y 79 de la misma vía, consiste principalmente en arcilitas y limolitas gris azulado, que meteorizan a colores pardos, con intercalaciones de areniscas laminares.

Formación Mesa: En los límites norte y sur de la Mesa de Guanipa (González de Juana et. al.,1980), la formación consiste en arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limonita. En la Mesa de Sonoro se observan capas lenticulares de conglomerados, arenas y algunas arcillas. Al noroeste de Santa Rosa existe una capa lenticular de conglomerado de más de 82 pies de espesor, con delgadas intercalaciones de arenas.

En Santa Bárbara de Maturín, la parte superior (249 pies), consiste en gravas con intercalaciones de arenas y arcilla roja y amarillo intenso: la parte inferior (196 pies) formada por clásticos finos (arenas gris y blanco intercaladas con arenas arcillosas y arcillas grises abigarradas), con nódulos sin arena. En los llanos centro-orientales, la formación está constituida por arenas no compactadas. Los sedimentos de la Formación Mesa, gradan de Norte a Sur, de más gruesos a más finos al alejarse de las cadenas

montañosas del norte. Desde la parte central de Monagas al macizo de Guayana, grada de más finos a más gruesos.

En la sección del río Cristalino, río La Palencia, río del Medio, Caripito y las Parcelas, la formación está constituida por conglomerados con elementos líticos redondos, tipo pudinga, de tamaño grande, aproximadamente 5 pulg de diámetro, en una matriz areno-arcillosa de color gris claros a amarillo.

CAMPO ORITUPANO.

Los campos de Oritupano fueron otorgados por PDVSA en 1994 al Consorcio Pérez Companc-Norcen-Corod en la segunda ronda de licitaciones de los mal llamados “Campos Marginales”, posteriormente adquirido por Petrobras.

Los 29 reservorios productores de petróleo del campo, se denominan alfabéticamente, del más somero al más profundo: Arenas F a S. Dichas arenas han sido tradicionalmente completadas y explotadas como reservorios individuales. El ambiente depositacional de los mencionados reservorios varía de canales fluviales con influencia de mareas en la base (Arenas S a N), a arenas de playa en el tope (Arenas H a F). (López y Azalgara, 2002).

Los yacimientos petrolíferos pertenecen a las arenas de edad Mioceno de la Formación Oficina interpretada como ambientes deltaicos con influencia fluvial, creando una compleja amalgamación de depósitos de grano fino a grueso. Generalmente las mejores facies se encuentran en las barras de canal distributivo y barras de desembocadura, arenas de grano grueso con las mayores saturaciones de petróleo (Wec Venezuela, 1997). Las porosidades pueden superar el 30% y las permeabilidades son de varios Darcys.

a) Geología

La cuenca Oriental de Venezuela es un antepaís Neogénico superimpuesto a un margen pasivo Mesozoico. Esta cuenca está subdividida en la subcuenca de Guárico al oeste y la subcuenca de Maturín al este (ver figura 6), las cuales están separadas por el sistema de Fallas de Anaco. Los límites sur y este de la cuenca Oriental de Venezuela son, respectivamente, el Escudo de Guayana y la Plataforma Deltana (López y Azalgara 2002).

Pozos perforados en el Bloque Oritupano-Leona y datos de sísmica 3D y 2D, indican la presencia de:

(1) Una mega secuencia: Predominantemente siliciclástica, depositada durante el Cretáceo al Oligoceno, la cual se conoce como Megasecuencia de Margen Pasivo (ver figura 7). El espesor de esta megasecuencia varía de 1515 pies en el sur, a 1770 pies en el noroeste del bloque. La mencionada unidad estratigráfica sobreyace al basamento metamórfico e infrayace a sedimentos del antepaís.

(2) La discordancia Basal de Antepaís: La cual separa la Megasecuencia de Margen Pasivo de la Megasecuencia de Antepaís.

(3) Una megasecuencia siliciclástica: De 6730 pies de espesor conocida como Megasecuencia de Antepaís, cuyo rango de edad abarca el Mioceno Temprano al Presente e incluye a las formaciones Merecure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa. Ver figura 7. El mayor volumen de sedimentos de antepaís fue depositado bajo las condiciones agradacionales de una rampa; (López y Azalgara 2002).

(4) Buzamiento regional de los estratos 3° nor-noreste.

FORMACIÓN	REGISTRO TIPO	ESPESOR PROMEDIO (Pies)	EDAD		DESCRIPCIÓN
MESA/PIEDRAS		2000'	REC./PLIOCENO		Aren. Ferru/Limo
FREITES		2200'	MEDIO	MIOCENO	Lutitas Marinas Verde Oliva
OFICINA	 O F I C I N A A-B-C D-E-F-G H-I-J-K K-L-M-N O-P-Q R-S T-U2	4300'	INFERIOR	MIOCENO	Lutitas y Areniscas Alternadas, Algunos lignitos Los cuerpos de arena Son canales, barras y Abanicos
MERECURE		700'	OLIGOCENO		Areniscas Masivas Y Lutitas Carbonáceas delgadas
GRUPO TEMBLADOR		?	CRETÁCEO		Areniscas y limolitas Glauconíticas, Verde grisáceas y Lutitas oscuras Carbonáceas

Figura 7. Columna estratigráfica y registro tipo área Oritupano. Tomado de Delgado, 2002.

b) Estructura

El flanco sur de la cuenca Oriental de Venezuela representa una provincia tectónica relativamente estable, con tectonismo extensional, fallamiento normal asociado. Buza ligeramente al noreste y lo limita, al norte, el cinturón plegado de la serranía del Interior. Constituye el margen meridional, la zona de plataforma del foreland (fordeep) identificado en la cuenca (Parnaud et al., 1995). El buzamiento regional es cercano a los 4° y se encuentra interrumpido por un complejo sistema de fallas normales discontinuas, las cuales presentan geometrías planas y generalmente buzando 45° .

En el área, se han diferenciado tres sistemas principales de fallas, las cuales persiguen una orientación preferencial NE-SO, NO-SE y O-E, ver figura 8 y 9. El primer sistema de fallas es paralelo al eje sur de la cuenca y refleja el levantamiento flexural del basamento, mientras que el segundo es el esfuerzo extensional resultante del movimiento del rumbo dextral, a lo largo del límite de las placas del Caribe y Sudamérica (James, 1990).

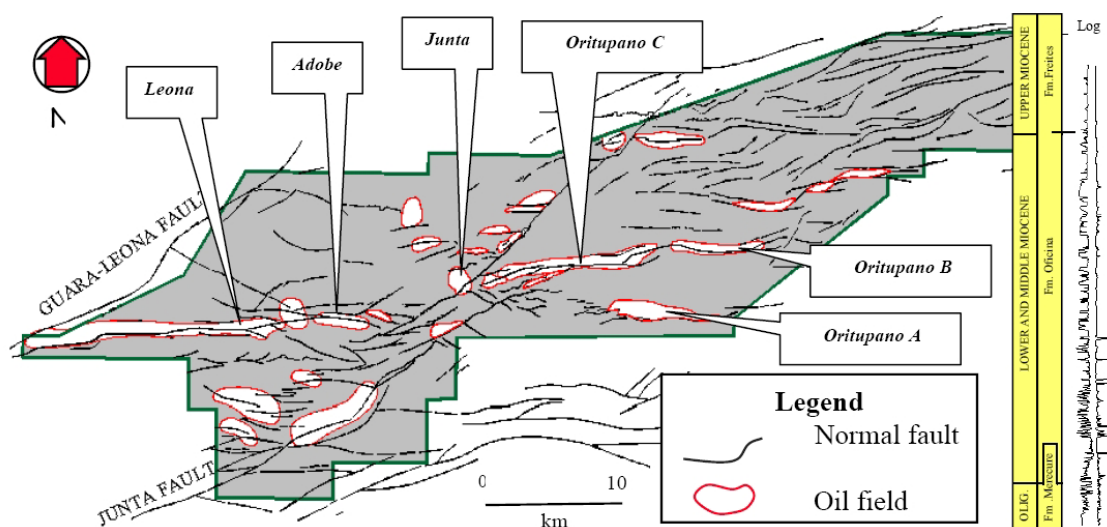


Figura 8. Sistema de fallamiento Normal en el campo Oritupano y su relación con los entrapamientos de petróleo. Tomado de Porras et al., 2003.

Las fallas pueden ser antitéticas o sintéticas respecto a la pendiente o buzamiento regional. El sistema de fallas NE-SO presenta buzamiento sintético, con planos buzantes al noreste. En general, corresponden a lineamientos regionales, son de carácter sin-sedimentario y afectan casi toda la columna estratigráfica incluyendo el basamento. La falla

Guara/Leona y Junta Merey corresponden a este sistema. Sus desplazamientos pueden en algunos casos alcanzar los 1400 pies. Estuvieron activas durante el Mioceno Superior-Medio y particularmente el Plioceno, donde se registra la máxima deformación y desplazamiento. Su origen se postula como resultado del levantamiento flexural del basamento durante el Oligoceno-Mioceno, cuando la cuenca se desplazo del oeste al este. (Erlich y Barrett, 1992).

La falla de Guara-Leona se prolonga desde el campo de Leona hasta el campo de Acema, alcanzando una extensión superior a las 40 Km. Su salto disminuye de sur a norte y es interceptada por una serie de fallas oblicuas de rumbo y buzamiento variable. La falla Junta-Merey cruza diagonalmente la Unidad Oritupano – Leona. Al contrario de cómo se interpretó por mucho tiempo, la falla de Junta Merey no constituye una larga, única y continua falla que se extiende por más de 20 Km. a lo largo del área, sino que en efecto es un sistema de fallas segmentadas y superpuestas, y en relay, donde el segmento norte, paralelo al primero, se extiende desde el campo de Adobe hasta más allá del campo Oritupano E. La zona de superposición entre ambos segmentos está afectada por callamiento normal máximo y desarrollo de pliegues transversales.

El sistema de fallas NO-SE puede indistintamente buzarse al norte o sur. Es el de menor magnitud de todos. Este sistema de fallas oblicuas puede derivarse de las fallas principales o bien interceptarlas. Su origen se asocia a la reactivación de los esfuerzos de dirección sur del límite de placas o a la relajación isostática de estos esfuerzos, durante su migración al este (Erlich y Barrett, 1992).

El sistema de fallas de rumbo Oeste–Este presenta buzamiento antitético o sintético cuyo ángulo promedia los 45 grados. Su origen se postula como resultado del flexuramiento de la cuenca (Hedberg et al., 1947.). Este sistema de fallas puede ser trazado a lo largo de grandes extensiones y es producto del crecimiento de fallas superpuesta conectadas a través de sistemas de rampas. En el mapa de la figura 9 se muestra la orientación de los principales sistemas de fallas presentes en las áreas.

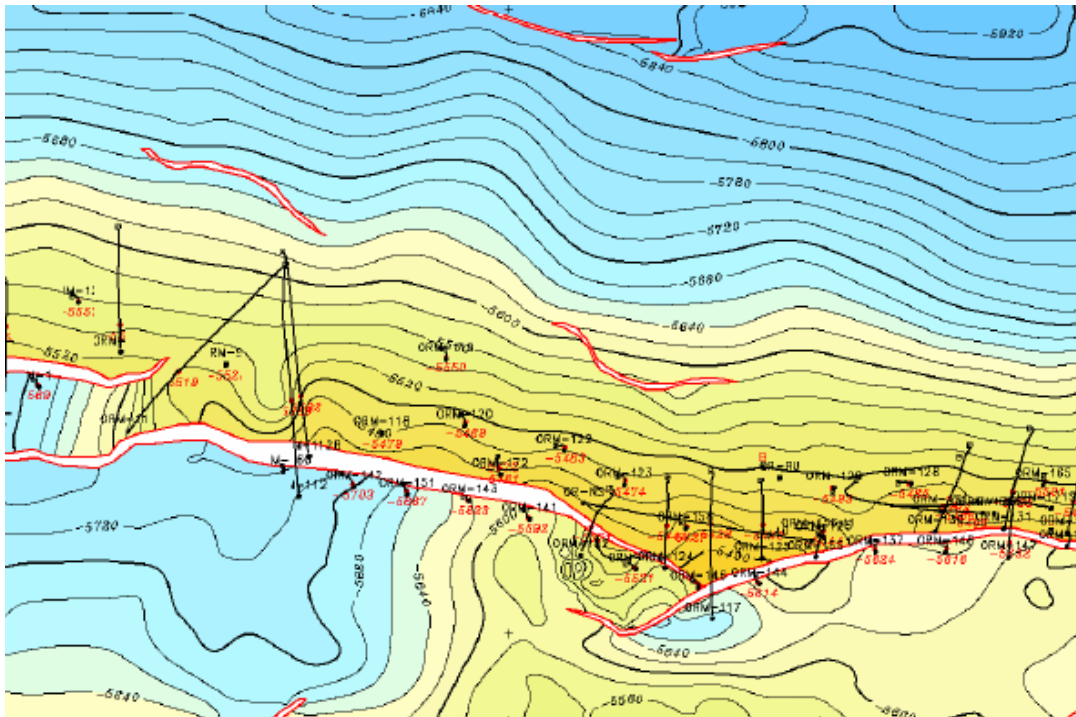


Figura 9. Mapa estructural al tope de Oritupano A. Aportado por Petrobras.

Las fallas de los dos sistemas descritos y sus pliegues asociados crearon la componente estructural de las trampas de hidrocarburos en el bloque Oritupano, ver figuras 8 y 9 10, en las cuales se acumularon importantes volúmenes de petróleo en arenas de las formaciones Oficina y Merecure; el POES total del bloque es del orden de 2740 MMBls, trampas tanto en anticlinales de arrastre longitudinales presentes en el bloque levantado de fallas del Sistema E-O, como en anticlinales de arrastre inverso en los bloques deprimidos de ambos sistemas de fallas (Azálgara et al., 2000).

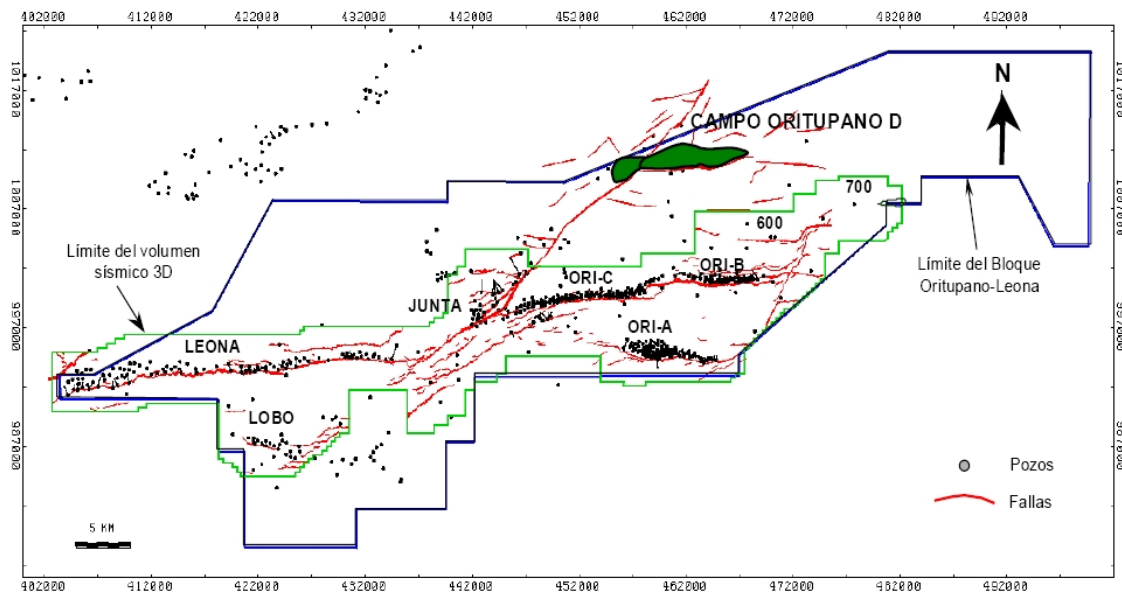


Figura 10. Sistema de fallas Este-Oeste, Noreste-Suroeste en la base de Formación Oficina Tomado de López y Azalgara 2002.

c) Estratigrafía

Cuatro pozos profundos, perforados en el bloque Oritupano, penetraron rocas metamórficas similares a aquellas descritas en el Escudo de Guayana, este hecho sugiere que la megasecuencia de margen pasivo sobreyace predominantemente al basamento metamórfico. La presencia esporádica de horizontes sísmicos divergentes que subyacen a este reflector, sugieren la ocurrencia de rocas Paleozoicas en parte del área Oritupano-Leona. (López y Azalgara, 2002).

En el área de estudio esta megasecuencia consiste de: Una unidad denominada K (ver figura 7), cuyo edad es Cretácea, la secuencia K está compuesta por lutitas intercaladas con areniscas, de edad Maastrichtiense (Giffuni et al., 2000). Una megasecuencia de Antepaís compuesta de, por lo menos, catorce secuencias de tercer orden, las cuales se acumularon desde el Mioceno Temprano hasta el Presente. Las secuencias de edad Mioceno Temprano a Medio, comprendidas entre los límites de secuencia Discordancia Basal de Antepaís y Ser 1 (ver figura 7), areniscas intercaladas con lutitas, las cuales se depositaron en ambientes fluvial, fluvial con influencia marina a marino poco profundo.

Las formaciones Merecure y Oficina, son de naturaleza transgresiva. (López y Azalgara, 2002). Las secuencias depositadas durante el Mioceno Medio son de carácter regresivo, tienen un espesor aproximado es 1555 pies, y consisten predominantemente de

lutitas de talud superior en la base a lutitas costa fuera hacia el tope. Esta sección es conocida como Formación. Freites.

El intervalo estratigráfico de 3470 pies de espesor que sobreyace a la Formación Freites, (formaciones Las Piedras y Mesa), comprenden, de la base al tope: (1) Una sección predominantemente arenosa, de ambiente marino somero y edad Mioceno Medio; la cual infrayace a (2), un paquete de areniscas intercaladas con lutitas, acumuladas en ambientes marino profundo a somero. Esta última sección, cuya edad es Mioceno Tardío, es de naturaleza regresiva y exhibe clinoformas que propagan hacia el N-NE. El límite de secuencia que separa a ambas secciones, marca un cambio abrupto en la morfología de la cuenca, de tipo rampa durante la sedimentación de la sección inferior, a tipo talud predominante, durante la sedimentación del intervalo superior. Finalmente, a partir del Plioceno hasta el Presente, se depositan sedimentos fluviales. (López y Azalgara, 2002).

d) Ambientes sedimentarios/Facies

Del análisis de las facies descritas en un núcleo, ORI-75, se deduce que las mejores facies de estos yacimientos son las barras de canal distributivo y barras de desembocadura, consisten en arenas de grano grueso, porosidades de hasta 33%, permeabilidades de varios Darcys y con las mayores saturaciones de petróleo.

En cuanto a la arcillosidad, la illita es la arcilla predominante, hay pocos feldespatos potásicos, también se evidencia la presencia de glauconita que suele ser interpretada como arcilla, sobretodo en los depósitos de barra distal y abanicos de rotura. También se evidencia la presencia de lignitos principalmente en los depósitos de canal abandonado, así como de intervalos con cementación de carbonatos. (Petrobras, 2005).

e) Propiedades roca-fluido del yacimiento

Las arenas no consolidadas prevalecen en formaciones geológicamente más jóvenes en particular a bajas profundidades. A profundidades mayores no están compactadas, cuando los diferenciales de presión de la carga litoestática a fluidos de formación son menores de 3000 a 7000 Lpc.

Las principales acumulaciones productoras del campo Oritupano se encuentran en las secciones media e inferior de la Formación Oficina. Estas arenas presentan un elevado

factor de recobro actual, el cual supera el 30% en los principales reservorios. Generalmente los canales de arena son los mejores yacimientos de la faja, el azimut horizontal de los pozos a perforar, generalmente es perpendicular a la dirección del canal, de tal manera que se atraviesen con un pozo la mayor cantidad de canales. Una caracterización geomecánica más precisa es fundamental para evitar problemas de estabilidad de hoyo.

Las Arenas A-B son los mejores yacimientos de la Formación Oficina. Estas unidades producen petróleo en un yacimiento localizado en el sureste, donde la producción alcanza 18000 Bls/día. En general la totalidad de las arenas son productivas las cuales han acumulado una producción de petróleo de 25.4 MMBls en más de 40 años de producción intermitente.

El mecanismo de empuje se debe, predominantemente, a un acuífero activo tal como lo refleja el relativo mantenimiento de presión y la producción asociada de agua.

Tabla 4. Propiedades roca-fluido campo Oritupano. Tomado de López y Azalgara, 2002.

ARENAS	A-B	F-H	N-R
Profundidad de referencia (pies)	6000	8050	8575
Porosidad (%)	30	21	22
Permeabilidad (mD)	1000	600	1000
CAPO (pbnm)	6070	8120	8680
Presión inicial Datum (Lpc)	3450	3600	3900
Gravedad (°API)	14	16	17

Tradicionalmente, la política de explotación ha sido producir individualmente cada arena, con un gran número de completaciones selectivas por pozo, con el consiguiente incremento en la complejidad mecánica para la realización de trabajos de reactivación y reacondicionamiento.

El desarrollo del yacimiento y futuro plan de explotación es a partir de pozos horizontales y macollas, permitiendo la posibilidad de explotación económica de estos yacimientos de crudo pesado, principalmente por sus altas viscosidades.

AREA DE ESTUDIO LA CONCEPCION.

El campo la Concepción está localizado en la sección noroeste de la cuenca de Maracaibo en el estado Zulia. El campo cubre 248 Km² y está limitado por los campos La Paz, Mara, Sebucare y Boscan. El descubrimiento del campo ocurrió en 1924 con el pozo CX-1, (Cardazo, 2002). Ver figuras 11 y 12.



Figura 11. Cuenca del lago de Maracaibo. Tomado de Wec Venezuela, 1997.



Figura 12. Ubicación área del estudio la Concepción. Tomado de Wec Venezuela, 1997.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL AREA DE ESTUDIO LA CONCEPCION.

La Concepción es un campo maduro que inició actividades en 1924, actualmente produce de dos yacimientos diferentes superpuestos en una sucesión normal: Los carbonatos fracturados del Cretáceo del Grupo Cogollo (formaciones Maraca, Lisure, y Apón), y los siliciclásticos Eocenos de la Formación Misoa.

Ambos yacimientos están separados por dos formaciones no productoras (lutitas del Cretáceo Superior y siliciclásticos del Eoceno de la Formación Misoa), y han sido inicialmente interpretados separadamente, (Marchal et al., 2003). Ver figura 13.

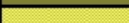
CUATERNARIO	EDAD	FORMACION		LITOLOGIA	AMBIENTES
	RECIENTE PLEISTOCENO PLIOCENO		Alluvium El Milagro	   	
TERCIARIO	MIOCENO	Middle	La Puerta (Isnotu) Lagunillas	  	Lacustrino
		Lower	La Rosa	 	
		OLIGOCENO	Isotea	   	
	EOCENO	Middle	Misoa B3-B9	   	Laguna Costera
		Lower	Misoa C1-C7	   	Marino Somero, Deltaico
	PALEOCENO		Marcelina	 	
			Guasare	   	Marino
CRETACEO	SUPERIOR		Mito Juan	 	Marino Somero
			Colon	 	Marino
			Socuy	 	Marino
			La Luna	 	Marino
	INFERIOR		Maraca	 	Marino Somero
			Lisura	 	Marino
			Apon	  	Marino Somero a Profundo
			Rio Negro	 	
PALEOZOICO		La Quinta	   	Deltaico, Laguna Costera	
	BASAMENTO				

Figura 13 Columna estratigráfica del Lago de Maracaibo. Tomado de Cardozo, 2002.

Los yacimientos del Cretáceo, descubiertos en 1948, han producido más de 90 MMBls de 36° API de 29 pozos hasta enero 2005. Petrobras esta a cargo de este Campo desde 1998 y ha logrado elevar la producción de 2500 Bls a un máximo de 17000 Bls con

una producción asociada de 23 MMBls, en tan sólo 7 años, por lo que no debieron ser considerados marginales. (Marchal et al., 2005).

En general, el petróleo es liviano cuando proviene del basamento y de las calizas del Cretácico, y pesado a mediano cuando se encuentra en el Terciario (Eoceno, Formación Misoa). Estas formaciones cretácicas han desempeñado en el lago de Maracaibo un papel de extraordinaria importancia en la obtención de petróleos. Algunas como la Formación La Luna, han sido rocas madres, otras, como las formaciones Apón, Lisure y Maraca y la misma Formación La Luna, son notables yacimientos fracturados (Wec Venezuela, 1997).

A pesar de sus más de 53 años en producción, el sistema petrolero del Cretáceo todavía no se conoce en el nivel de detalle deseado. Lo que si se conoce es que ocurre una complejidad estructural debido a las múltiples interacciones entre Norte América, Sur América, Nazca y la Placa Caribe, (Cardozo, 2002).

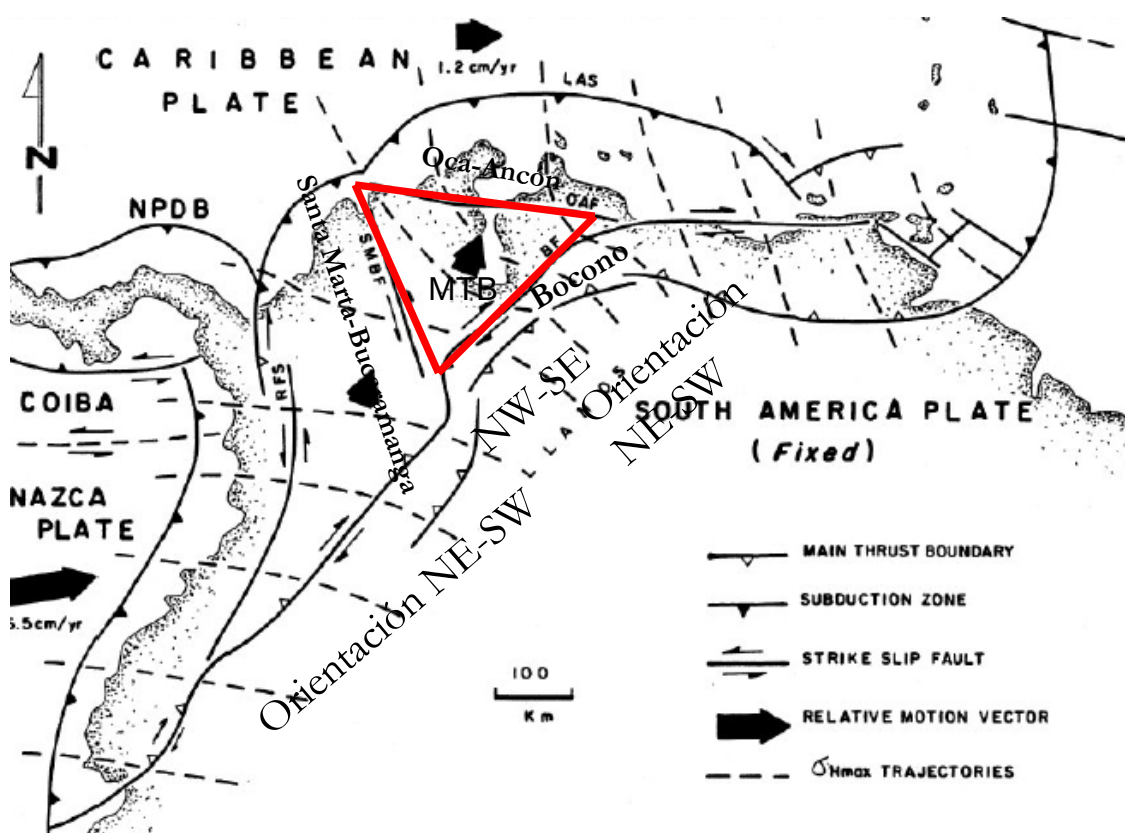


Figura 14. Contexto geodinámico cuenca del Lago de Maracaibo: Se observa el bloque triangular de Maracaibo (MTB), limitado por las fallas de Santa Marta-Bucaramanga (SMBF), Oca-Ancón (OAF) y Bocono (BF); internamente este bloque no es un elemento rígido, internamente esta rebanado por un sistema de fallas N-S (Burbusay-Valera-Pueblo Viejo-Icotea). Tomado de Audemard-Audemard, 2002.

Los estudios de los de unos 950 pies de núcleo muestran una clara relación entre el fracturamiento relacionado al fallamiento y la producción. El yacimiento del Cretáceo ha sido clasificado como Tipo II, fracturado relacionado a fallas, conteniendo una pseudo matriz micro-fracturada, (Marchal et al., 2005). Las rocas de yacimiento críticas consisten calizas fracturadas del Cogollo, La Luna, Guasare de edad Cretáceo, y las areniscas Eocenas de Misoa.

Los principales tipos de porosidad que se pueden encontrar en estos yacimientos son descritos por Méndez, 2001:

1.- Porosidad intercrystalina: Es la originada durante el proceso de formación de la dolomita y se encuentra situada entre los cristales del mineral. Este tipo de porosidad, equivalente a la porosidad intergranular en yacimientos de areniscas, permite a su vez conectar las porosidades móldicas y de oquedad, incrementando la permeabilidad. Por su parte, la porosidad intracrystalina o microporosidad se forma dentro de cada cristal.

2.- Porosidad móldica: Se forma por la disolución de las conchas o fragmentos de organismos cuya mineralogía es de aragonito principalmente, y calcita rica en magnesio. Los moldes se preservan si los espacios porosos no son ocluidos por otros minerales.

3.- Porosidad vugular: Se forma por el incremento de los espacios porosos inicialmente desarrollados como porosidad intercrystalina o móldica, debido a una diagénesis activa y disolución por acción de las aguas meteóricas, o disolución de nódulos de evaporitas incipientes por las mismas aguas frescas.

4.- Porosidad por fracturas: Se puede originar directamente por el tectonismo regional o local (presente en menor grado), o por sistemas de fracturas (diagenéticas), asociadas a las facies de dolomitas con una mayor tendencia a resquebrajarse.

CAMPO LA CONCEPCION.

El alineamiento La Concepción-El Socorro, se encuentra 20 Km. al suroeste de Maracaibo, y 18 Km. al este y subparalelo a la alineación La Paz-Mara-El Moján.

Se descubrió petróleo de las formaciones eocenas en 1924 cuando la Venezuelan Oil Concessions (Shell), perforó el pozo C-1, localizado mediante geología de superficie. En 1948 se encontró la acumulación Cretácica con el pozo C-148, perforado según indicaciones de geología de subsuelo. Recientemente ha sido reactivada la perforación en una estructura al norte, Los Lanudos, como fuente importante de gas.

GEOLOGIA.

a) Estratigrafía

Sobre el basamento de roca ígnea cristalizada y fracturada se encuentra, discordante, una arena cretácica basal de unos 50 pies de espesor, asignada a la Formación Río Negro. Concordantemente se desarrollan las facies de calizas y lutitas marinas del Cretáceo (calizas Cogollo-La Luna-Socuy-y lutitas Colón). Ver columna estratigráfica, figura 13.

El Paleoceno aparece en forma de calizas fosilíferas y areniscas de la Formación Guasare, sobre un contacto cretácico-terciario esencialmente transicional.

La Formación Misoa (Concepción) del Eoceno, discordante sobre Guasare, incluye paquetes de arenas productoras separados por cuellos lutíticos en un intervalo total de 3800 pies.

Por último, el post-Eoceno, en discordancia, de arcillas moteadas hasta la Formación El Milagro (Plio-Pleistoceno), de arcillas y arenas no consolidadas.

b) Estructura

El campo fue descubierto al analizar una elevación eocena muy compleja que aflora en superficie y se extiende al noreste hasta el área de los Cañadones.

La estructura es un anticlinal generado por esfuerzos de una falla transcurrente en el basamento. A lo largo de la falla principal del área de La Concepción una cuna fue proyectada verticalmente hacia arriba para formar una estructura en flor.

Una falla inversa sinuosa, con dirección NE atraviesa toda el área dividiéndola en dos flancos, el oriental con buzamiento promedio de 35° y el occidental con 15°. Los flancos de la estructura están limitados por fallas inversas similares.

En la región de La Concepción se presenta un sistema de fallas transversales de rumbo este-oeste que se prolonga hasta el norte de Boscán y el área de El Dividive. Este sistema separa la zona intensamente deformada de los Distritos Mara-Maracaibo del área de menor deformación de Urdaneta-Perijá.

La estructura de El Socorro forma el declive noreste del campo La Concepción en continuación de su eje anticlinal. El flanco oeste está cortado por una gran falla inversa longitudinal y toda el área presenta fallamiento normal transversal.

c) Características de producción y Fluidos

La producción inicial se obtuvo de arenas del Paleoceno y Eoceno (37°API), sin diferenciar el yacimiento abierto. La mayor parte del crudo eoceno oscila entre 27 y 38° API con un porcentaje de agua de 5.5% y 6.3%. A partir de 1948 se inició la producción cretácica, con alta gravedad de petróleo liviano.

En El Socorro las arenas inferiores Ramillete y Punta Gorda se presentaron mojadas. Las Arenas Superiores produjeron petróleo y gas. Gas libre fue descubierto por los pozos C-217 y C-219.

Tabla 5. Características generales del campo La Concepción.

Profundidad de referencia (pies)	10200
Presión inicial Datum (Psi)	5100
Porosidad (%)	7
Permeabilidad de matriz (mD)	5-100
Gravedad crudo (°API)	36
Corte de Agua (%)	6
Recuperación (MMBls)	90

La descripción de las Formaciones atravesadas en el Campo La Concepción es la siguiente (Almarza, 1997):

Formación Apón: En la sierra de Perijá, la unidad basal (Miembro Tibú), consiste en calizas gruesamente estratificadas, gris claro, gris y gris azulado; localmente pueden ser duras, densas y muy fosilíferas, interestratificadas con cantidades subordinadas de lutitas gris oscuro, calcáreas y margas. Las capas de dolomita son más abundantes hacia la base. El Miembro Guáimaro es un intervalo de lutitas dolomitizadas y lentes de limolita; se han encontrado concreciones tipo La Luna, dentro de este intervalo. El Miembro Machiques constituye un horizonte guía con calizas nodulares, a veces muy bituminosas, de color oscuro y lutitas ricas en foraminíferos pelágicos. El Miembro Superior (Piché), es muy parecido a Tibú, con una gran proporción de calizas fosilíferas tipo packstone, con abundantes restos de moluscos muy recristalizados.

La sección se compone de 262 pies de calizas grises, arenosas, glauconíticas y fosilíferas, seguido arriba por 196 pies de lutita arenosa gris.

Hacia el área de los andes, García et al. (1980) describen tres facies: una inferior, de calizas arenosas de tipo wackestone y packstone, con dolomita, restos de fósiles, intraclastos, pellets, con espesor entre 7 a 13 pies, intercaladas con lutitas areniscas cuarzosas; la segunda facies presenta calizas más puras, tipo wackestone y packstone, sin cuarzo y más fosilíferas, con abundancia de intraclastos y pellets, limolitas y margas y la facies superior corresponde a las lutitas de Guáimaro, con lutitas y limolitas que presentan rombos de dolomita, arenisca fina y wackestone-packstone, con fragmentos de bivalvos, con espesor entre 100 a 115 pies, pero puede desaparecer.

En la región de Pregonero, Useche y Fierro (1972) describen la sección de Apón, separándola en tres unidades: la inferior presenta areniscas calcáreas algo micáceas y capas de calizas; la parte media con calizas fétidas, fosilíferas, entre 1 y 4 pies, intercalada con lutitas y coquinas y la parte superior, con lutitas negras calcáreas entre 130 a 164 pies de espesor, con concreciones, interestratificadas con calizas margosas y areniscas limosas delgadas.

En la plataforma de Maracaibo, León (1975) ha descrito la Formación Apón del subsuelo, en el campo Urdaneta, como calcarenitas conglomeráticas fosilíferas, de colores que van de gris claro que puede llegar a blanco y gris oscuro, con algunas capas de dolomita, con buenas porosidades, a diferencia de la porosidad promedio (cerca de 8%), de toda la sección. Bartok et al. (1981) consideran de base a tope, sus unidades H y G del

Grupo Cogollo, del subsuelo de la cuenca de Maracaibo, como equivalentes de la Formación Apón.

La unidad H tiene como texturas dominantes mudstone/wackestone por encima de los clásticos basales, y el límite superior está caracterizado localmente, por barras de grainstone y biostromo de pelecípodos. Las dolomitas son constituyentes significativos de esta unidad.

La unidad G tiene como texturas predominantes wackestones, packstones y mudstones, al tope se presenta una brecha intraformacional, probablemente asociada con un diastema.

Importancia económica: La Formación Apón posee calizas almacenadoras de petróleo liviano-mediano, y se explota en los campos de La Paz, Mara, Alpuf, Machiques y Alturitas de la costa occidental, y en los campos Urdaneta, Lama y Centro en el lago de Maracaibo. También por estudios geoquímicos realizados en el campo Alpuf, se ha determinado que posee intervalos de rocas madre o generadoras de petróleo (Quijada y Caldera, 1985).

Formación Lisure: Consiste en areniscas glauconíticas de grano medio a fino, de color gris azulado a gris verdoso, calizas arenosas glaucoínticas laminadas, areniscas micáceas que alternan con lutitas arenoso-arcillosas de color gris azulado, calizas glauconíticas y algunas calizas lutíticas.

Según González de Juana et al. (1980), la presencia de areniscas y glauconita es el principal elemento que la diferencia del resto de las formaciones del Grupo Cogollo.

En el lago de Maracaibo se han encontrado areniscas calcáreas con granos angulares de cuarzo y glauconita. Bartok et al. (1981) le adjudican de base a tope, las unidades F, E, D, C y B. La unidad F en su base, presenta superficies endurecidas, intervalos dolomitizados y secciones de intraclastos; cerca del tope son comunes oncolitas y una brecha marca el tope. Las unidades E y D en su tope, presentan biostromos de pelecípodos y depósitos de barra e intracosteros con lutitas no calcáreas. La unidad C en su base, es un cuerpo lutítico que constituye un excelente marcador, con mudstone-wackestone de miliólidos y orbitolina y termina en depósitos de oncolitas y ooides, pelotillas y granos de cuarzo.

La unidad B, más joven, es un mudstone con abundantes miliólidos y finaliza con grainstone oolítico y packstone bioclástico. Las calizas con fragmentos fosilíferos, tienen granos de cuarzo angulares mal escogidos, nódulos de pirita, pelotillas fecales parcialmente glauconitizadas, oolitas con núcleos de fósiles, pseudoolitas, arena fina y limo.

Importancia económica: Algunos horizontes son productores de petróleo en la cuenca de Maracaibo.

Formación Maraca: Consiste en pocas areniscas glauconíticas y calcáreas hacia la base, en transición con la Formación Lisure infrayacente, pero el carácter más distintivo lo constituyen las calizas bioclásticas coquinoides macizas, formadas predominantemente por ostreas y trigonia, con algunas, intercalaciones de capas delgadas de margas y lutitas de color gris y ocre claros. También puede presentar ooides y granos cubiertos, y algunos granos angulares de cuarzo, fosfato y pirita. Las calizas se asemejan a la de los miembros Piché y Tibú de la Formación Apón.

Bartok et al. (1981) para el subsuelo de la cuenca de Maracaibo, definen la secuencia en la base con areniscas cuarcíticas, capas de carbón y packstone con depósitos de interbarra con abundantes oncolitos, algunas oolitas, pellets, granos compuestos que terminan en un biostromo de pelecípodos, que grada hacia las calizas bituminosas de la Formación La Luna suprayacente.

Leon (1975) en el campo Urdaneta Noreste, define la formación como calcarenitas bioclásticas de porosidad entre 3-5%, a veces con cavidades de disolución y fracturas.

Importancia económica: Es un horizonte importante como productor de petróleo en campos del lago de Maracaibo, entre los que se encuentran Urdaneta noreste y centro.

Formación La Luna: consiste típicamente de calizas y lutitas calcáreas fétidas, con abundante materia orgánica laminada y finamente dispersa, delgadamente estratificadas y laminadas, densas, de color gris oscuro a negro; la ftanita negra es frecuente en forma de vetas, nódulos y capas delgadas; las concreciones elipsoidales a discoidales de 4 a 30 pulg de diámetro, son características típicas de la formación, que permiten reconocerla en cualquier afloramiento. Muchas de las concreciones tienen amonites y otros macrofósiles en su interior. Las capas de caliza varían en espesor de 0.5 pies a 2 pies, con estratificación

uniforme y monótona. Fracturas frescas de las calizas tienen olor característico y fuerte a bitumen. Detalles de secciones finas se encuentran en estudios de Hedberg (1931) y Ford y Houbolt (1963).

En la región de Trujillo-Lara, la unidad ha sido subdividida en tres miembros (O. Renz, 1959) denominados La Aguada, Chejendé y Timbetes, en orden ascendente. En la región de Táchira-Barinas, Renz nombró la Lutita de La Morita, considerada por autores posteriores como miembro local de las formaciones La Luna y Navay. Otra unidad que algunos consideran como miembro de la Formación La Luna es el chert (ftanita) de Táchira. En general, la litología descrita caracteriza a la Formación La Luna. Una excepción es el Miembro Machiques de la Formación Apón, apreciablemente más antiguo, cuya similitud con las calizas de la Formación La Luna ocasionó confusión e identificaciones erróneas en algunas de las primeras publicaciones.

Espesor: Los espesores en la cuenca de Maracaibo varían entre 328 y 984 pies, con tendencia a aumentar de sur a norte. A lo largo del frente oriental de la sierra de Perijá la formación tiene espesores que no superan los 600 pies. En el valle del río Carache tiene 1033 pies y en el río Buena Vista en Trujillo tiene de 230 a 328 pies. El espesor se reduce sobre el arco de Mérida. En la concesión Barco (Colombia) varía entre 141 a 282 pies.

Expresión sísmica: la Formación La Luna infrayace a las lutitas de la Formación Colón en gran parte de la cuenca de Maracaibo; tiene tres (3) grupos de reflectores fuertes, contrastantes y continuos, en la mayoría de las secciones sísmicas. Estos reflectores se encuentran debajo del reflector "caliza de Socuy", usado tradicionalmente como "tope del Cretáceo" en las interpretaciones sísmicas.

Importancia económica: la Formación La Luna se considera la roca madre principal de gran parte de los hidrocarburos generados y atrapados en la cuenca de Maracaibo.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 - DISPOSITIVO RSD.

En los últimos años se han realizado grandes esfuerzos en desarrollar modelos de corte y perforación de roca, motivados por la necesidad de mejorar los procesos de construcción y estabilidad de pozos.

Dentro de esta variedad de estudios se ha demostrado que existe una dependencia entre las fuerzas necesarias para cortar un núcleo y sus parámetros mecánicos (Richard et al., 1998). El dispositivo Rock Strength Device, RSD, es un aparato para determinar los esfuerzos en núcleos, desarrollado en la Universidad de Minnesota basado en estas investigaciones.

Consiste en un sistema de medida continua del esfuerzo a la compresión sin confinamiento, UCS (mejor conocido en el mundo petrolero por su traducción al inglés como unconfined compressive strength), ángulo de fricción interna, Φ , energía específica, E , y la resistencia a la perforación o perforabilidad, S , todos medidos de una manera continua, directa y no destructiva.

Para obtener un registro continuo en escala de milímetros de dichos parámetros, se evalúan las fuerzas normales y tangenciales requeridas para rayar superficialmente el núcleo con dos tipos de cortadores de diamante policristalino, PDC, a una profundidad de corte determinada (Richard et al., 1998). Ver figura 15.

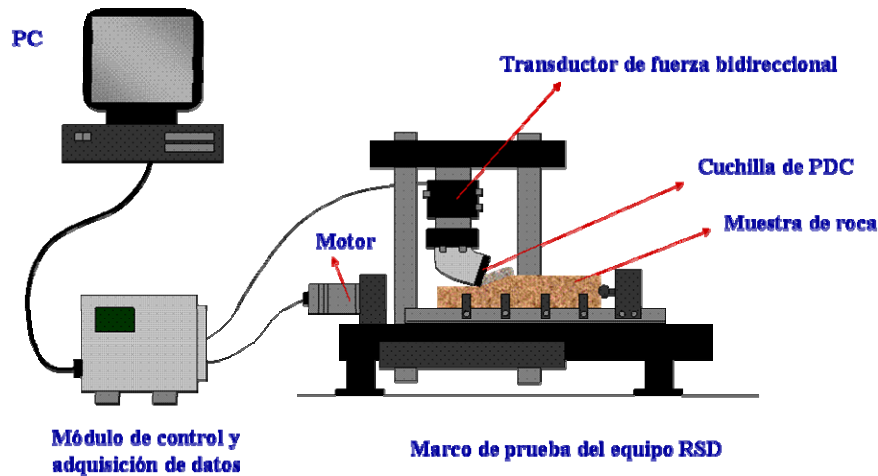


Figura 15. Partes y componentes del equipo Rock Strength Device, RSD.

2.1.1 Transición entre modo de falla dúctil y frágil.

Los tipos de corte realizados dependerán de la profundidad, para cortes pocos profundos el modo de corte es dúctil y para corte de mayores profundidades el modo de corte es frágil. La fuerza necesaria para realizar el corte, F_c , se puede apreciar en la figura 16, donde se muestra la transición, entre el comportamiento lineal (corte dúctil), y no lineal (corte frágil), con la profundidad de corte.

Estos regímenes de falla no sólo corresponden a la variación de las profundidades de corte, d , sino también a la diferencia de respuesta de la fuerza. Usando el principio de mínima energía, la transición de un modo a otro puede ocurrir a una profundidad denominada profundidad crítica, d^* , que viene expresada en función de la dureza del material y el UCS.

La resistencia o UCS, se obtiene también a partir de ensayos tradicionales de compresión al someter una muestra de roca a cargas compresivas hasta alcanzar su resistencia máxima antes de ocurrir la falla del material.

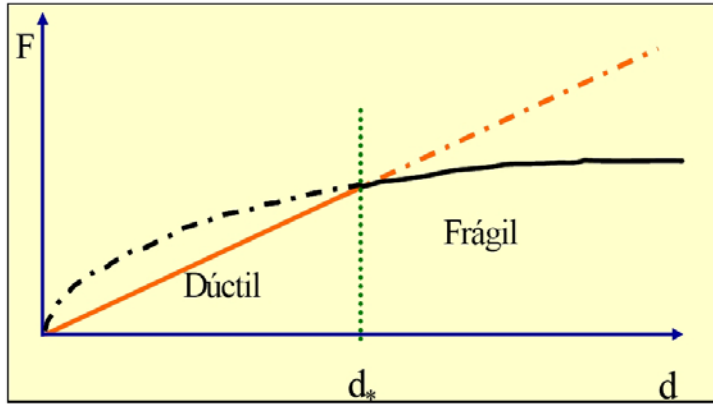


Figura 16. Transición entre los tipos de corte.

Para $d < d^*$ la energía de disipación esta asociada a falla dúctil. Esta energía es proporcional al volumen del material que falla, por lo tanto la resistencia a la compresión máxima es la propiedad característica de este mecanismo de falla (ecuación 2). Para $d > d^*$ la energía de disipación esta asociada a falla frágil, para este mecanismo de falla la dureza del material es la propiedad que lo caracteriza, en este modo se espera que la fuerza sea proporcional a la raíz cuadrada de la profundidad de corte (ecuación 3).

$$F_c \propto \sigma_{UCS} * wd \quad (2)$$

$$F_c \propto K_{ic} * w\sqrt{d} \quad (3)$$

2.1.2 Características del Modo de Corte Dúctil:

- El corte dúctil se realiza a bajas profundidades de corte.
- El flujo de materia es continuo
- La falla es por corte intenso.

2.1.3 Características del Modo de Corte Frágil:

- El corte frágil se produce con mayores profundidades de corte.
- El flujo de materia es por bloques.
- La falla es con fracturas.

En la siguiente figura se representa las características de cada tipo de corte.

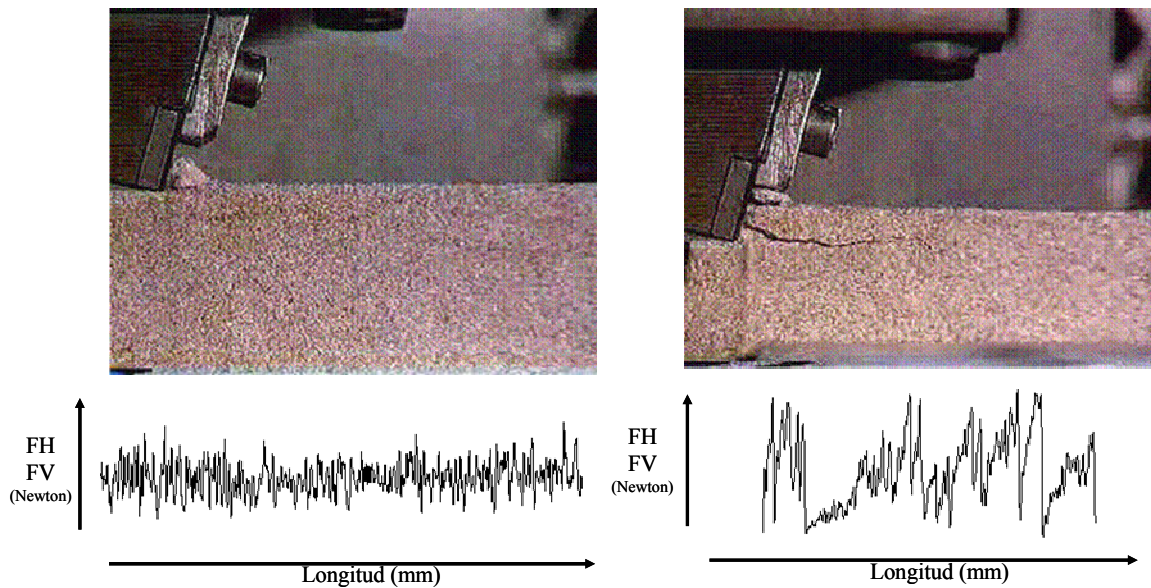


Figura 17. Modelos de corte en función de la profundidad de penetración del cortador.

En el modo de corte dúctil asociado a flujo plástico, el mecanismo de falla puede ser descrito como un flujo de material continuo, nos encontramos en la zona donde la fuerza de corte, F_c , es proporcional al área transversal, wd . De esta forma se introducen tres parámetros; la energía intrínseca específica, ϵ , el coeficiente de inclinación, relación, ζ , y el coeficiente de fricción, μ , que fueron determinados en el modelo Detornay y Defourny (1992).

Las predicciones introducidas por el modelo Detornay y Defourny arrojaron como resultado que la energía intrínseca específica, ϵ , puede ser considerada como una medida directa del UCS, mientras que el parámetro de fricción, μ , puede ser considerado como una medida del ángulo de fricción interna de una roca, determinado a partir de la envolvente de falla Mohr-Coulomb. Esta es una de las conclusiones mas resaltantes de los últimos años realizada mediciones geomecánicas no convencionales de núcleo. En la siguiente figura se muestra la relación obtenida entre ϵ y UCS

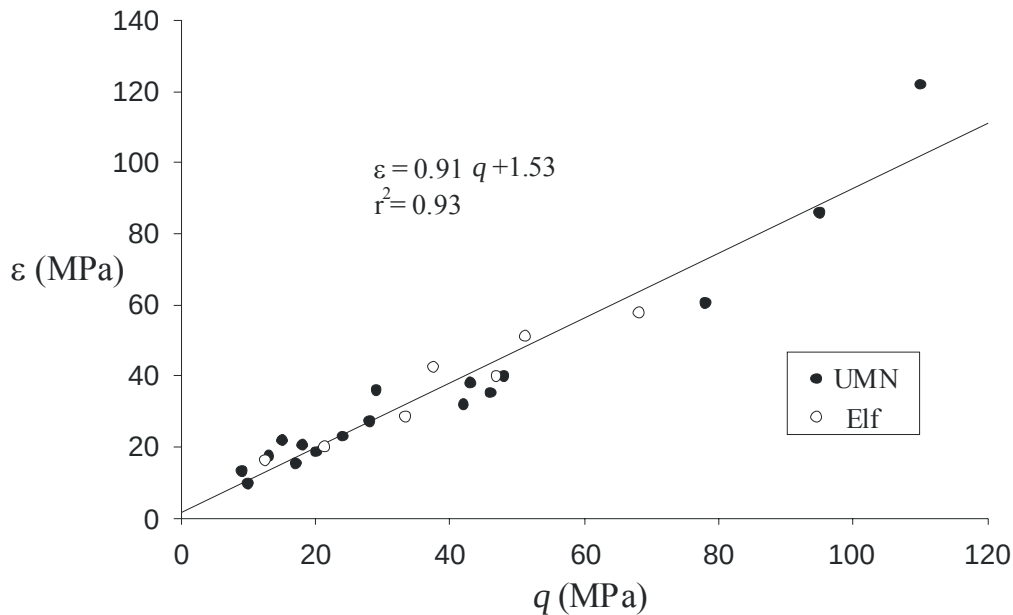


Figura 18. Relación entre energía específica y UCS. Tomado de Richard et al. 1998.

2.1.4 Determinación de la energía intrínseca específica.

El método utilizado para determinar ε , consiste en las mediciones de las fuerzas de corte tangenciales (horizontales), medidas directamente en una celda de carga conectada a la cuchilla afilada, para determinar el valor de la energía intrínseca específica, ver figura 19.

Inicialmente se grafican los valores de las fuerzas horizontales y verticales, a diferentes profundidades de corte, luego a cada una de ellas se le aplica regresión lineal. Con la pendiente de recta aplicada a la componente horizontal de la fuerza se determina el valor de la energía intrínseca específica.

El corte es cinemáticamente controlado, tanto la profundidad (entre 1 y 2 mm), como la velocidad (hasta 4 mm/s), se mantienen constantes durante el ensayo. Se usan cortadores afilados, Sharp, y con chaflán o Blunt, que miden ambos componentes de las fuerzas: F_s , en la dirección del desplazamiento del cortador y F_n , normal a dicha dirección (Richard et al., 1998). El cortador Sharp, permite la medición de ε , necesaria para la caracterización del UCS, mientras que el cortador Blunt permite la medición de Φ , necesario para caracterizar la envolvente de falla de la roca.

La diferencia entre ambos cortadores se puede apreciar en la figura 19, y consiste en que el Sharp, tiene solo un plano de contacto con cierta inclinación en relación a la roca

durante el corte; mientras que el cortador Blunt presenta toda una superficie de contacto con la roca durante el corte generando un componente adicional de fricción que permite su caracterización. En la figura 19 se muestran las fuerzas que actúan para cada cortador y las variables relacionadas, los dos cortadores en conjunto son necesarios para la medición de los parámetros a fin de generar el sistema de ecuaciones en la estimación de las propiedades mecánicas.

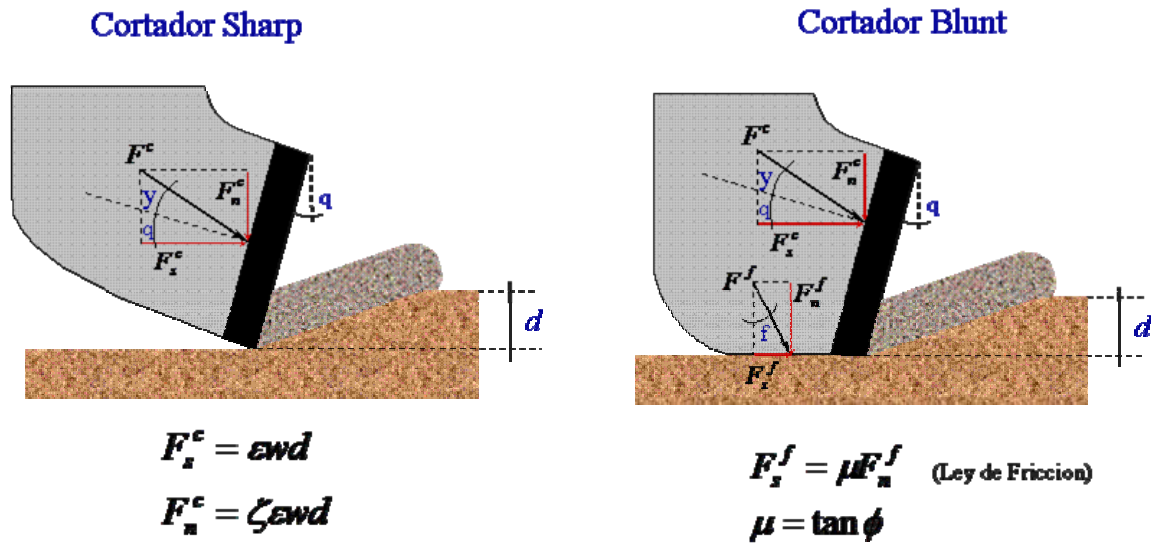


Figura 19. Fuerzas y principios aplicados para cada cortador.

$$\text{Sharp: } F_s^c = \varepsilon * wd \quad (4) \quad \text{y} \quad F_n^c = \zeta \varepsilon * wd \quad (5)$$

$$\text{Blunt: } F_s^f = \mu F_n^f \quad (6) \quad \text{y} \quad \mu = \tan \Phi \quad (7)$$

Donde:

F_s = Componente horizontal de la fuerza.

F_n = Componente vertical de la fuerza.

ζ = relación entre los componentes verticales y horizontales de la fuerza.

ε = Energía Intrínseca Específica.

μ = Coeficiente de Fricción.

ϕ = Angulo de Fricción.

w = Ancho del cortador.

d = Profundidad de corte.

En la siguiente figura se observa el corte superficial realizado por el equipo RSD sobre el núcleo originando mínima perturbación o daño en la muestra, a la vez que se utiliza un modelo de corte dúctil, necesario para la formulación matemática del modelo.

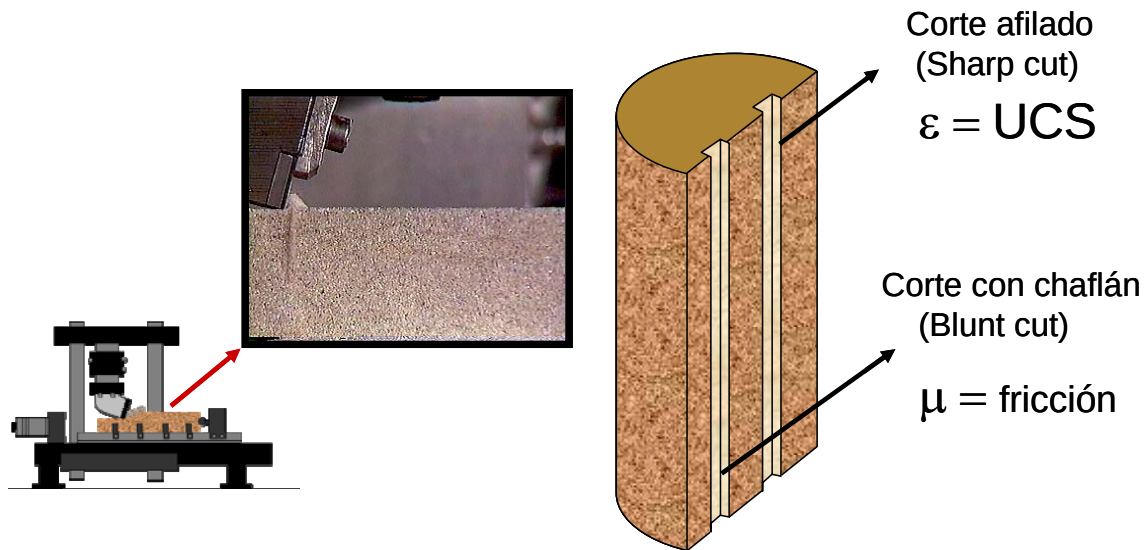


Fig. 20. Corte superficial realizado al núcleo con el Dispositivo RSD.

2.1.5 Parámetros claves durante el ensayo.

Ancho y forma de la cuchilla, w : 10 mm

Profundidad constante del corte, d : 0.2 – 0.4 mm

Velocidad de corte constante, v : 4 mm/s

Angulo de corte: 15°

Tipo de cuchilla: Sharp y Blunt

Efectos tridimensionales

Existencia de corte dúctil

2.1.6 Disposición de la muestra.

La ubicación de la muestra en la maquina RSD debe ser horizontal y estar sujeta de tal forma de impedir su movimiento o cualquier grado de libertad durante el ensayo. La sujeción de la muestra se logra mediante cuatro elementos tipo mordaza que restringen su

movimiento al momento de accionar la cuchilla. Estas mordazas facilitan la colocación de diferentes diámetros de núcleo y diferentes longitudes, ver figura 21.

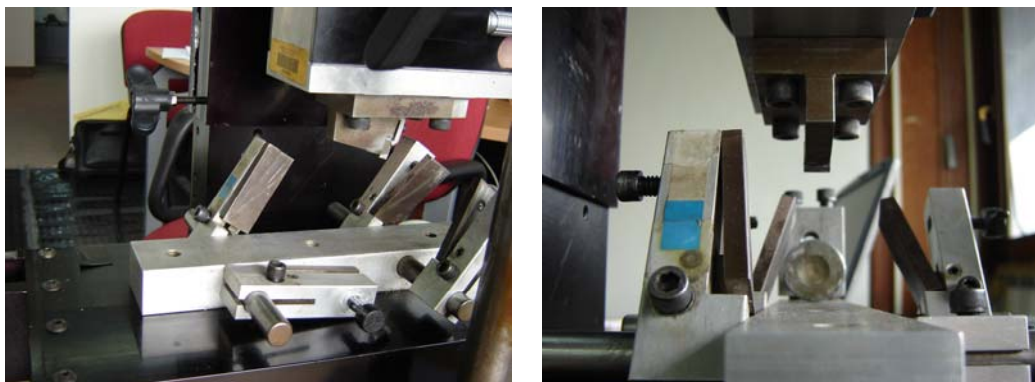


Figura 21. Ubicación de la muestra en el dispositivo RSD.

2.2 - DISCUSION IMPLICACIONES TECNOLOGIA RSD.

En este trabajo se utilizará la herramienta no solo para la medición mecánica de la roca sino como un indicador de la heterogeneidad del núcleo y para una efectiva corrección y calibración de las estimaciones de las propiedades mecánicas de las rocas a partir de registros de pozos.

Este sistema es de gran atractivo para el estudio de yacimientos por diferentes razones, (Dagrain et al., 2001):

1. -Son ensayos no destructivos, solamente es removido del núcleo la parte que es rayada por el dispositivo (profundidad de corte de unos milímetros), mientras que los ensayos geomecánicos tradicionales los tapones de núcleo son destruidos por compresión mecánica.
2. -Tampoco se requiere ninguna geometría específica del núcleo para hacer la medición, se pueden medir ripios, inclusive, a diferencia de los ensayos de compresión que utilizan un tapón cilíndrico de dimensiones específicas.
3. -Proporciona una medida continua en escala de núcleo (mm), de la resistencia mecánica de la roca, variabilidad de las propiedades mecánicas y su evolución en profundidad. Este optimiza el proceso de escalamiento en tres niveles diferentes de trabajo: tapón (medidas discretas), núcleo (medidas continuas RSD en mm) y registro (medidas continuas en pies).

4. -Es una herramienta invaluable en la identificación, y evaluación de fracturas, identificación de barreras que imposibiliten operaciones de fracturamiento, zonas con potencial de arenamiento, entre otras.
5. -A pesar de que es una técnica geomecánica puede ser de gran utilidad en estudios de yacimientos ya que ayuda en la identificación de intervalos característicos, selección de litofacies representativas, y a establecer relaciones entre propiedades mecánicas y atributos geológicos (efectos tectónicos, composición mineralógica, textura, fábrica, porosidad, etc.). La técnica optimiza la identificación de unidades mecánicas y su posterior relación con unidades de flujo.
6. -La herramienta además simplifica la selección de muestras para ensayos de laboratorio (XRD, secciones finas, porosidad, permeabilidad, etc.) e incluso ensayos mecánicos tradicionales si se quisiera verificar.
7. -La herramienta es portátil y puede ser transportada fácilmente, e incluso el ensayo puede hacerse en el campo. Los resultados de la prueba se obtienen inmediatamente.
8. -La herramienta puede ser aplicada en diversas áreas aparte de la ingeniería de petróleo como ingeniería civil, construcción, minería, entre otras.

2.3 - ANÁLISIS DE ELECTROFACIES.

Existen diferentes análisis a partir de registros que han sido reportados en la literatura para inferir características del yacimiento: electrofacies (Serra, 1979), logfacies por (Chang, 1999), rocktype, (Porrás, 1998) etc., los cuales difieren entre si de acuerdo al atributo que se desea caracterizar. La connotación que se le da al análisis de registros para el siguiente proyecto es el de “conjunto de rocas con respuestas características en el conjunto de perfiles” similar al análisis de electrofacies propuesto por (Serra, 1985).

Es prudente aclarar que a diferencia de la aplicación propuesta inicial del mismo autor (Serra, 1979) donde se relaciona electrofacies con facies interpretativas (basadas en la forma de las curvas, coarsening up o fining up), se tratará de identificar litologías y propiedades específicas del núcleo.

Todas las aproximaciones encontradas en la literatura se pueden agrupar en dos grandes corrientes de análisis de electrofacies: la reciente (empleada en este proyecto), y la tradicional, donde tuvo su origen.

2.3.1 Análisis tradicional.

Existen diversas técnicas para extraer, sintetizar y analizar los diversos datos sedimentológicos, necesarios para construir modelos de yacimiento y ambientes sedimentarios. Los núcleos orientados constituyen las fuentes de información más precisas, si bien resultan costosos y, en algunos casos, imposibles de obtener. El concepto de interpretación de las facies mediante el uso de las formas de las curvas de perfiles obtenidas a hueco abierto fue introducido por Shell en 1956 y, desde entonces, la industria petrolera lo continúa utilizando. Por lo general, para identificar las facies, se utilizan tres formas de perfiles de rayos gamma y potencial espontáneo, especialmente en el caso de las areniscas (Wec Venezuela, 1997):

- Forma de campana o granodecreciente.
- Forma de embudo o granocreciente.
- Forma cilíndrica o cuadrangular.

Esta técnica está limitada fundamentalmente a los sedimentos siliciclásticos y se debe aplicar con precaución, puesto que diferentes ambientes de sedimentación pueden producir curvas con formas similares.

Los minerales autigénicos sugieren la estructura química del entorno. La presencia o ausencia de glauconita y restos carbonosos sirve para delimitar las formas de los perfiles a un ambiente sedimentario marino o no marino. Por ejemplo, la glauconita refleja condiciones marinas normales de salinidad y reducción, mientras que las arcillas autigénicas pueden reflejar la salinidad en el momento de la sedimentación. Por lo general, la illita se asocia con sedimentos marinos y la caolinita con sedimentos no marinos (Wec Venezuela, 1997).

Los carbonatos presentes en las areniscas pueden ser tanto detríticos como autigénicos (precipitados químicamente), siendo estos últimos mucho más comunes (Pettijohn et al., 1990). Otros minerales como la siderita, la pirita, la magnetita y la clorita reflejan las condiciones estancadas y reductoras de los pantanos, bahías de circulación restringidas y ambientes detrás de embancamientos.

Por lo general, la gran cantidad de material orgánico presente en las llanuras de marea, en las llanuras costeras y en los pantanos, se conserva en estos ambientes reductores. Las pequeñas diferencias que se observan en la resistividad y la velocidad

sónica de las lutitas, constituyen elementos claves para reconocer las subfacies correspondientes a las diferentes partes de los deltas. Las areniscas de los abanicos de desborde, semejan barras de desembocadura distributarias por la estructura granocreciente, que se observa en la curva de rayos gamma, si bien por lo general son de menor espesor. La naturaleza de los sedimentos suprayacentes y subyacentes ayuda a diferenciar las dos facies. En general, por debajo de las barras de desembocadura se encuentran lutitas del prodelta, que presentan como característica una pronunciada caída de resistividad, que no se advierte con la misma frecuencia en las areniscas que se encuentran por debajo de los abanicos de desborde (Saxena, 1976).

Dentro de esta corriente se enmarcan los análisis recientes de estudios de facies del subsuelo con imágenes eléctricas de las paredes del hoyo con el registro de imágenes eléctricas, FMI o “Formation Micro Imagen”.

2.3.2 Análisis moderno.

Define las electrofacies como “el conjunto de las respuestas de los perfiles que caracteriza a un estrato y permite distinguirlo de otros” (Serra, 1985). Sin embargo, la connotación se refiere a la respuesta del conjunto de registros pie a pie y no en función de una interpretación mayor en la escala unidades mayores como la utilizada en el análisis tradicional.

De lo anterior se pudiera desprender que se trata de un concepto matemático que no tiene un fundamento geológico, sin embargo, lejos de ser una limitación se convierte en una ventaja puesto que para la definición de las mismas no se requiere el uso de ningún modelo algorítmico preestablecido y muchas veces poco apropiado para un yacimiento en particular. Dicho concepto es “traducido” en términos geológicos, una vez se agrupa los conjuntos de respuestas de registros eléctricos, en una función de la propiedad de interés: mineralogía, granulometría, procesos diagenéticos, propiedades mecánicas, etc., identificadas en los núcleos. Hay que tener presente que muchos rasgos, como textura y estructuras sedimentarias, con una resolución de pulgadas para el sedimentólogo, no pueden ser captados por registros convencionales, cuya resolución es de pies.

Antagónicamente, mientras que a partir de descripciones de núcleo un sedimentólogo interpreta todo un intervalo como lutitas, los registros permiten identificar

diferentes tipos de arcillas, por diferencias en sus índices de hidrogeno y resistividades (Elphick y Moore, 1999). A continuación se resumen las principales ventajas de utilizar análisis de electrofacies como una poderosa herramienta de integración geológica – petrofísica:

1. Se puede relacionar con conceptos geológicos propios de cada yacimiento que ayudan a establecer un control vertical y areal, apoyados por el conocimiento geológico, petrofísico, geofísico, sedimentológico.
2. Se puede reconstruir secciones donde no se haya recuperado el núcleo, a la vez que permite a los geólogos realizar interpretaciones a escala incluso de secuencias, permitiendo reconstruir la columna geológica completa por pozo, por supuesto tomando en cuenta las limitaciones de escala.
3. Se pueden hacer correlaciones con pozos vecinos de mayor exactitud que las correlaciones tradicionalmente usadas con los registros GR, Potencial Espontáneo SP, y Resistividad (RT).
4. Obtención de respuestas rápidas (pozos a completar), una vez establecido el modelo de electrofacies-facies sedimentarias y/o propiedad.
5. Aplicable con un set básico de registros con resultados de mayor o igual confianza que el análisis petrofísico convencional de registros. En el caso de carbonatos por ejemplo, para realizar una evaluación petrofísica se necesitaría un set completo de registros básicos y especiales de porosidad (RHOB, Neutrón, Sónico), resistividad (somera y profunda), y de litología (GR y Factor Fotoeléctrico, PEF).
6. Mejora el cálculo convencional de porosidad y permeabilidad (a partir de regresiones matemáticas) al permitir discriminar la relación porosidad-permeabilidad por tipos de roca.
7. Puede ser usado para identificar zonaciones, zonas de mejor o peor calidad en el yacimiento, que servirán como datos de entrada a cualquier programa de modelaje de yacimientos.
8. No se utilizan modelos algorítmicos tradicionales, muchas veces aplicables a situaciones muy específicas, se utiliza el conocimiento propio del campo.

9. Una clasificación de facies y/o litofacies y de sus equivalentes unidades en registros o electrofacies puede ser utilizada como un factor discriminante en la estimación de propiedades mecánicas a partir del núcleo y para la correlación núcleo-registro en sí.

Por todas estas razones y habiendo comprobado las ventajas de la metodología, se hará un estudio de las facies disponibles de los núcleos y sus electrofacies relacionadas siguiendo la propuesta de Monsalve, 2003, que servirá como una información adicional y/o guía a utilizar en la discriminación de propiedades mecánicas a partir de registros.

El concepto de electrofacies no es nuevo, ya que su uso se remonta a los años 70, pero la principal causa por la cual se ha desechado en la industria es por las mismas limitaciones de las metodologías utilizadas para su determinación, desarrollo computacional y matemático. Las metodologías usadas tradicionalmente han sido: histogramas, regresiones univariantes y multivariantes.

En el caso de los histogramas de registros los mismos suelen presentar varios picos y/o dispersión en la distribución de la data por lo que su interpretación es ambigua y diferentes electrofacies pueden presentar histogramas similares. Para el caso de las regresiones univariantes y multivariantes cuya popularidad radica en su uso extensivo en la mayoría de los programas comerciales y en la poca dificultad para hacerlos presentan la gran limitante de no respetar la variabilidad de la data y forzar los valores predichos hacia una media. Por otra parte en los análisis multivariantes de nube (cluster), donde se define una nube con unas dimensiones preestablecidas para cada grupo, es difícil separar dos grupos cuando sus nubes de puntos son muy próximas, incluso identificar el cambio gradual vertical en la columna estratigráfica del yacimiento (Serra, 1979).

Debido a las limitantes presentadas al evaluar metodologías tradicionales se decidió utilizar metodologías alternativas que permitan optimizar el uso de toda la información disponible del yacimiento. Se utilizaron algoritmos de inteligencia artificial, en este caso, algoritmos supervisados de redes neuronales artificiales y lógica difusa.

Se ha demostrado en la literatura y como se demostrara en este trabajo, los algoritmos de inteligencia artificial, AIA, poseen varias características que los aventajan sobre métodos tradicionales:

1. Permiten clasificar en base a un criterio más objetivo: litología, propiedades petrofísicas, etc., a diferencia del reconocimiento tradicional en base a la forma de las curvas, GR, SP, etc., para interpretación de facies depositacionales, con un criterio subjetivo (Joiner y Kreisa, 1999).
2. No se necesita saber o derivar una relación matemática específica entre la data de entrada (registros eléctricos) y la solución, (facies litológicas, propiedades petrofísicas, mecánicas, etc.), la solución que se establece es una solución no lineal, la cual es transparente para el analista.
3. No hay limitantes en cuanto al número de variables a modelar, mientras que en los análisis petrofísicos matemáticos convencionales el número de variables a identificar esta condicionada al número de registros que se dispongan.
4. AIA a diferencia de los modelos de evaluación petrofísica convencionales no necesita ser calibrado pozo a pozo, un mismo modelo donde se condensan todas las heterogeneidades presentes en la columna estratigráfica puede ser utilizado para la evaluación de todo un campo.
5. Los registros de pozos pueden tener diferencias en cuanto a calibración (al ser corridos por diferentes compañías), o errores de medición, que alteran los resultados de las evaluaciones tradicionales a partir de registros, puesto que los resultados son una función proporcional (en algún grado), de los datos de entrada. Utilizando estos algoritmos algún dato con anomalías puede ser interpretado como “señales con ruido”, sin alterar los resultados finales. AIA se “entrenan” para reconocer el comportamiento de todos los registros como un conjunto de elementos que genera una trama o patrón, por lo que la desviación o diferencia cualitativa de un registro en particular no altera el comportamiento general.
6. AIA respetan la variabilidad de la data y no la ajustan o “forzan” la data a una media como el caso de los métodos convencionales basados en regresiones (Baldwin y Otte, 1989).
7. Se reducen sustancialmente los tiempos de ejecución de los proyectos una vez establecido y entrenado y validado el modelo de AIA en uno o varios pozos.

2.4 - APLICACIÓN DE ALGORITMOS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL.

Las propiedades mecánicas medidas en este trabajo y su identificación en las facies disponibles del yacimiento, van a servir de entrada o alimentación a algoritmos avanzados de AIA, como redes neuronales y lógica difusa, con dos propósitos:

- a)** Encontrar las relaciones entre las medidas continuas RSD y medidas discretas de tapones disponibles (medidas de UCS convencionales por ensayos de compresión uniaxial, módulos elásticos de Young, Cizalla y Relación de Poisson, ensayos porosidad, permeabilidad, etc.).
- b)** Encontrar relaciones entre medidas continuas RSD de una manera coherente con el comportamiento esperado de las electrofacies inferidas con registros de pozos.

Hasta los momentos no se ha encontrado otra técnica que supere la confiabilidad y representatividad de los resultados obtenidos por dichos algoritmos en yacimientos heterogéneos. Tradicionalmente la estimación de propiedades a partir de registros, una vez hecha la correlación núcleo-perfil, se realiza sumando o restando una constante a una ecuación empírica hasta que su valor se aproxime a la data medida. Esto se hace debido a que generalmente son pocas mediciones por lo que el ajuste es más sencillo, o mejor dicho no hay otra alternativa, incluso se eliminan valores medidos que no “cotejan” y esto se asocia erróneamente a problemas con la medición. Se ha comprobado suficientemente que las regresiones univariantes y multivariantes no son las más idóneas, para este tipo de problemas en la caracterización de yacimientos.

Se vuelven necesarios algoritmos y desarrollos computacionales para mejorar la capacidad de predicción de las propiedades mecánicas (o de cualquier otro tipo), utilizando registros. AIA para mejorar la capacidad predictiva del RSD basada en registros de pozos, son usados para identificar las relaciones fundamentales, no triviales, entre registros y propiedades del núcleo.

Técnicas de modelaje de aprendizaje supervisado han demostrado ser de gran utilidad para evaluar problemas con insuficiencia de datos, donde las relaciones entre las variables son complejas y no son lineales (obvias), y cuando no hay una solución matemática satisfactoria (correlaciones entre dos o más variables).

Estos algoritmos utilizan cualquier información propia del yacimiento, variables de entrada y salidas conocidas, pero lo más importante es que requieren de volumen representativo de

las propiedades del núcleo (como el obtenido por mediciones RSD), para evaluar todas las posibles relaciones entre las variables.

2.5 - REDES NEURONALES ARTIFICIALES.

Muchas aplicaciones no se han automatizado como consecuencia de las complejidades que implica la programación en un computador para llevar a cabo estas tareas. En un elevado porcentaje, los problemas no son irresolubles, lo que sucede mas bien, es que son difíciles de resolver empleando sistemas de computadores secuenciales. Si la única herramienta de la que se dispone es un computador secuencial, entonces, de forma natural, se intenta resolver todos los problemas en términos de algoritmos secuenciales. Muchos problemas no son adecuados para ser resueltos de esta manera, sin embargo, se hacen grandes esfuerzos para desarrollar sofisticados algoritmos que no alcanzan una solución admisible (Freeman, 1993).

En muchas aplicaciones de la vida real se desea que los computadores resuelvan complejos problemas de reconocimiento de tramas. Dado que nuestros computadores convencionales son evidentemente poco adecuados para este tipo de problemas, se intenta tomar ciertas características de la fisiología del cerebro como base para los modelos de procesamiento. El cerebro es capaz de hacer ciertas discriminaciones. El paralelismo masivo y la interconectabilidad que se observan en los sistemas biológicos complejos, son las causas de la capacidad del cerebro para llevar a cabo complejos reconocimientos de tramas en unos pocos centenares de milisegundos. Estas técnicas han recibido el nombre de sistemas neuronales artificiales, RNA, o simplemente redes neuronales (Freeman, 1993).

Una significativa ventaja de la aproximación RNA para resolver problemas consiste en que no es necesario tener un proceso bien definido para transformar algorítmicamente una entrada en una salida, es decir, no es la elegancia de una cierta solución, sino más bien la capacidad de hallar soluciones propias para problemas concretos, dándosele únicamente ejemplos del comportamiento deseado (Freeman, 1993).

Las RNA son sistemas de procesamiento de información basado en intensivo paralelismo, constituido en forma no algorítmica y no lineal. Redes neuronales artificiales son sistemas celulares físicos que pueden adquirir, almacenar y usar conocimiento

experimental. Una RNA emula en forma rudimentaria el comportamiento del cerebro humano al ejecutar un proceso de aprendizaje de acuerdo a estímulos externos.

El campo de las redes neuronales surge como un área de investigación a partir del año de 1943, uno de los modelos más populares fue conocido como el perceptrón (de una capa), definido como una neurona (u_k), como un elemento de cómputo que calcula la suma ponderada de sus entradas ($w_{kj} x_j$) y cuya salida es una función no lineal de esta suma (ecuación 2), los primeros perceptrones solo permitieron resolver problemas sencillos, donde los datos son linealmente separables, lo que originó un desinterés temporal en su investigación. (Freeman, 1993).

Los aportes a las redes neuronales no fueron muy significativos hasta mediados de los 80, cuando se desarrolló el algoritmo de propagación hacia atrás (Backpropagation), con el cual se demostró que redes multicapas son capaces de resolver una gran cantidad de problemas de alta complejidad. La adición de capas dieron a la red la flexibilidad necesaria para resolver problemas de no linealidad de la data. (Freeman, 1993).

El entrenamiento formal de una RNA es realizado por medio de algoritmos supervisados y no supervisados. El algoritmo utilizado en este proyecto es un algoritmo supervisado de backpropagation, donde la salida se compara con la salida deseada y el error se propaga hacia atrás para actualizar los pesos; esto implica que su aprendizaje requiere de un conocimiento previo de la salida deseada. Por lo contrario, en los algoritmos no supervisados no se conoce a priori los grupos a identificar y el propósito es el de clasificación, es decir, encontrar en un conjunto de datos grupos característicos; ejemplo de esto es la identificación de patrones en la data sísmica.

De una manera general, las neuronas que forman las redes, presentan los siguientes elementos (Camacho, 2002):

- 1.- Un set de sinapsis o conexiones, cada una de las cuales con un peso propio.
- 2.- Un sumador de las entradas multiplicadas por sus pesos respectivos.
- 3.- Una función de activación que limita la amplitud de la salida.

El modelo de una neurona k se representa en la siguiente figura, donde se incluye un umbral externamente aplicado, θ_k , que transforma la salida de la red y está dado por un potencial de activación v_k .

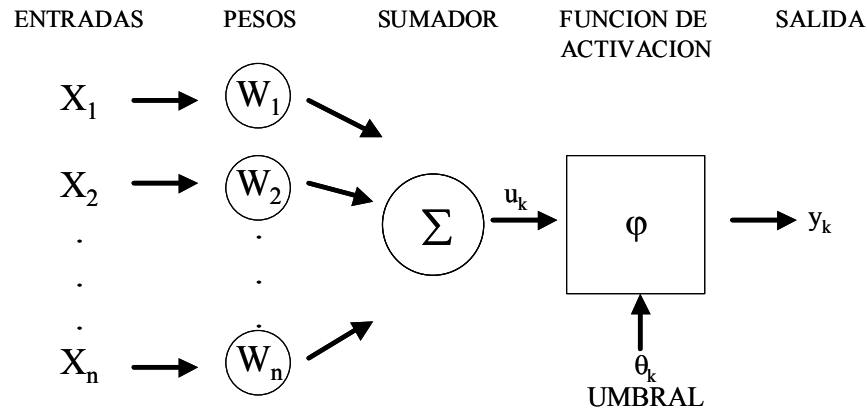


Figura 22. Representación de una neurona artificial k.

Matemáticamente la neurona k puede describirse con las ecuaciones 8 y 9:

$$u_k = \sum_{j=1}^p w_{kj} x_j \quad (8)$$

$$y_k = \phi(u_k - \theta_k) \quad (9)$$

donde $x_1, x_2, \dots, x_p$ son las señales de entrada; $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{kp}$ son los pesos de la neurona k; u_k es la salida de la combinación lineal; θ_k es el umbral, un parámetro externo de la neurona k; ϕ es la función de activación; y y_k es la señal de salida de la neurona. La transformación aplicada a la señal de salida de la combinación lineal por el potencial de activación v_k , se escribe matemáticamente como:

$$v_k = u_k - \theta_k \quad (10)$$

Por lo tanto, la señal de salida y_k , se puede escribir como:

$$y_k = \theta(v_k) \quad (11)$$

Algunas funciones de activación tienen la siguiente forma (Petroleum Software Technologies):

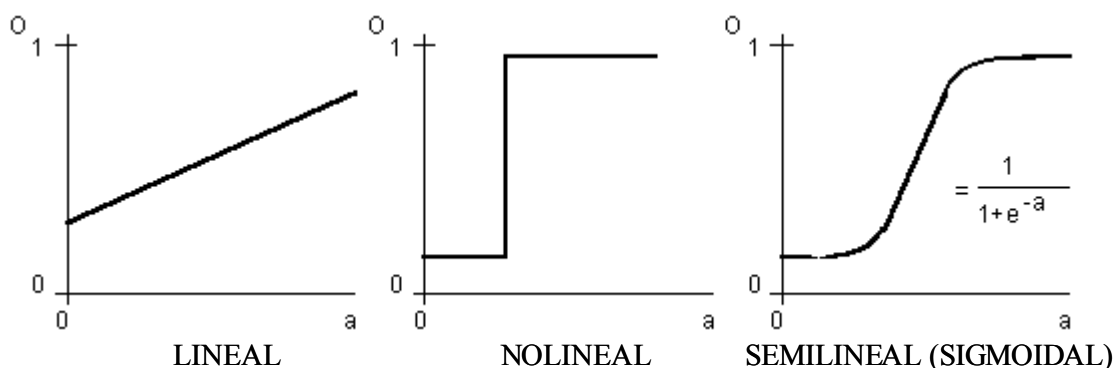


Figura 23. Funciones de activación más comunes.

2.5.1 Aplicaciones petrofísicas de redes neuronales artificiales.

La tecnología emergente de redes neuronales artificiales, RNA, tiene una amplia aplicación en la caracterización de yacimientos porque permite relacionar datos de registros, tapones de núcleo, facies, etc., sin necesidad del conocimiento de ecuaciones analíticas, que son muy “genéricas” y costosas de desarrollar.

Permeabilidad y porosidad son dos de las propiedades más importantes para caracterizar un yacimiento; Descartando problemas asociados a la toma y manejo de núcleos y a la integración núcleo-perfil, la determinación de la permeabilidad es especialmente difícil por la naturaleza no lineal en su interdependencia con otras variables del yacimiento, redondez, escogimiento, tortuosidad, arcillosidad, swirr, etc., y a condiciones de pozo como el daño de formación. Como consecuencia, es muy difícil lograr por medios analíticos una correlación núcleo-perfil satisfactoria para cotejar permeabilidades y la relación porosidad-permeabilidad en sí.

Las relaciones porosidad-permeabilidad se determinan generalmente por métodos estadísticos (un yacimiento contiene un arreglo aleatorio de espacios porosos y canales de flujo); Sin embargo, en un yacimiento las facies individuales tienen su propia relación porosidad-permeabilidad y todos los yacimientos están constituidos por varias facies que difieren entre sí en el tamaño y distribución de granos, mineralogía, diagénesis, etc. Por lo tanto, un alto grado de dispersión en las relaciones porosidad-permeabilidad es observado en la mayoría de los yacimientos debido a la combinación de varias tendencias de estas variables, reflejo de la heterogeneidad, por lo que una relación simple de porosidad-permeabilidad para todo el yacimiento no lo representa satisfactoriamente (Patniyot y Romero, 1998).

En la identificación de facies, las técnicas de RNA aventajan en velocidad y robustez a otros métodos tradicionales basados en regresiones multivariadas, ya que

permiten manipular gran cantidad de datos de forma más eficiente, encontrar relaciones no lineales entre los mismos y ser extrapolados en otras regiones del yacimiento de una manera rápida y más precisa (Patniyot y Romero, 1998). Más aún, el reconocimiento de facies puede ayudar en la determinación de su correlación característica porosidad-permeabilidad (y demás propiedades), representando mejor la variabilidad de las propiedades para dicha facies.

En este trabajo se propone una nueva aplicación de RNA en conjunto con Lógica Difusa en la estimación de propiedades mecánicas de núcleo.

2.5.2 Algoritmo de RNA utilizado.

El éxito en la utilización de este programa, o de cualquier otro, radica en que el parámetro a ser estimado, electrofacies o curvas, debe estar bien definido y representado en los ejemplos de entrenamiento (Rockcell, 2001).

El algoritmo de Backpropagation se puede representar de forma general como un perceptrón de capas múltiples, consta en el siguiente ejemplo de cuatro capas, dos de ellas intermedias (o escondidas), con cinco nodos (o unidades de procesamiento), en la capa de entrada, tres nodos para las capas intermedias y cuatro nodos en la salida.

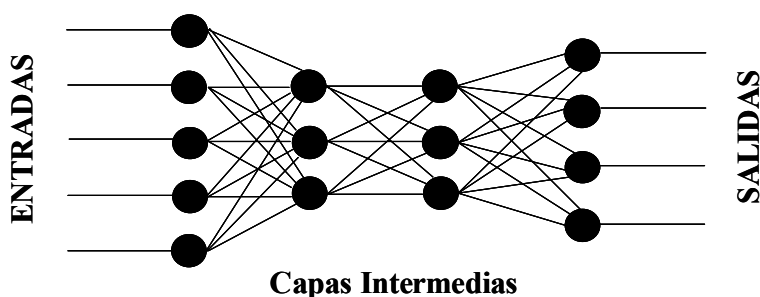


Figura 24. Representación esquemática de un perceptrón de capas múltiples.

El comportamiento de la red se evalúa en términos del mínimo error cuadrático, RMSE, de un set dado de ejemplos, calculado por la diferencia entre el valor esperado y la salida actual. Mientras que el error es menor se espera un modelo más coherente.

Supongamos que tenemos un sistema con N entradas ($x_i \mid i = 1, 2, \dots, N$) y M salidas ($y_j \mid j = 1, 2, \dots, M$). Consideremos que hay K ejemplos de entrenamiento ($x_{ik}, y_{jk} \mid i = 1, 2, \dots, N, j = 1, 2, \dots, M, k = 1, 2, \dots, K$) disponible. La red de propagación hacia atrás usa los ejemplos de entrenamiento K

para ajustar la matriz de los pesos, W_{ni} , n_j a partir del entrenamiento. Para el K_{th} ejemplo de entrenamiento, las entradas N x_{ik} son propagadas hacia delante, desde la capa de entrada a través de las capas escondidas, y finalmente hasta la salida $Y_{jk}(W)$, que es inicialmente muy distinta que la salida conocida y_{jk} (Rockcell, 2001). El proceso consiste entonces en estimar los pesos W_{ni} , n_j que minimice el error cuadrático:

$$RMSE(W) = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^M [y_{jk} - Y_{jk}(W)]^2 \quad (12)$$

El error se propaga hacia atrás desde la capa de salida hacia la capa de entrada que es usada para ajustar la matriz de pesos W_{ni}, n_j . No es recomendable que el entrenamiento sea demasiado extenso buscando que el error sea mínimo, porque la red aprende a reproducir tan bien los ejemplos suministrados que se establece una relación del tipo $y = f(x)$, resultando sobreentrenada y perdiendo sus capacidades de generalización (no es capaz de interpolar satisfactoriamente ante data nueva).

Para solucionar este problema se divide el set de ejemplos original en dos, uno para entrenamiento y otro para validación cruzada. Se observa el comportamiento del error asociado a ambos, que tiene un comportamiento similar hasta que el RMSE de validación cruzada llega a su mínimo y comienza a crecer, mientras que RMSE de entrenamiento sigue descendiendo. En ese momento se dice que la red comienza a ser sobreentrenada, se detienen las iteraciones y se escoge entonces la red con un mínimo RMSE de validación cruzada en lugar del menor RMSE de entrenamiento (Rockcell, 2001). Se puede visualizar este proceso como el de encontrar una solución a partir del entrenamiento para una iteración dada y simultáneamente “probarlo” con el set nuevo de validación cruzada.

En general, tanto el número de capas a ser utilizado como el número de nodos en las capas escondidas dependerán del grado de complejidad del problema en consideración. En todo caso el número de capas es mayor que 1, que los diferencia de los primeros algoritmos utilizados. El ajuste de estos parámetros constituye un problema no resuelto, el cual en la práctica se lleva a cabo mediante ensayo y error. Por otra parte, el número de entradas y salidas dependen de la información de entrada disponible y del número variables a reproducir.

La velocidad de cómputo del programa permite que la realización de sensibilidades sea una tarea rápida (alrededor de 3 minutos por sensibilidad), en la interface de Matlab de MathWorks Inc.,. La mayor cantidad de tiempo es utilizada en la escogencia adecuada de los intervalos representativos para el entrenamiento, que constituye una etapa clave de análisis y la más extensa.

2.6 - LOGICA DIFUSA.

Zadeh (1974), considerado el padre de la Lógica Difusa, plantea: “Cuando la complejidad es mayor, afirmaciones precisas pierden significancia y afirmaciones significativas pierden precision”. Esta frase se puede entender mejor con la siguiente figura.

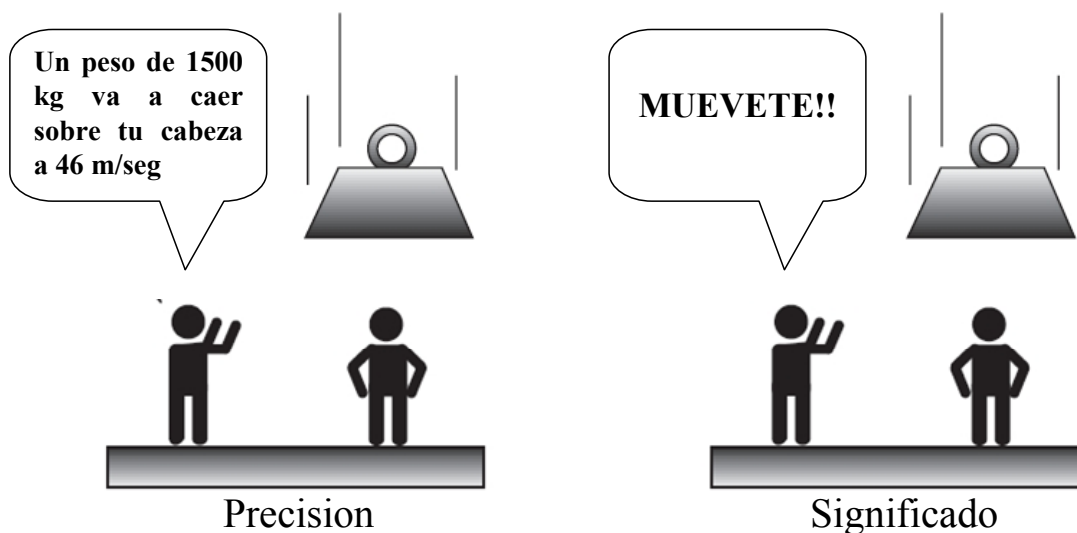


Figura 25. Comparación entre precision y significancia en algunas situaciones reales.

Lógica Difusa se basa en el simple razonamiento humano, el que, exitosamente procesa un conjunto de información (muchas veces ambigua), para generar una respuesta relativamente clara. Las herramientas usadas por las personas son: Intuición, experiencia y algunos “trucos” o pistas.

Su aplicación permite abordar problemas de sistemas complejos basado en el concepto de los “Fuzzy Set”, poderosas herramientas para modelar la incertidumbre asociada a la imprecisión, a la falta de información y la dispersión de la data. Su identificación permite a un objeto ser miembro de un grupo o set de datos con un cierto

grado de membresía, los cuales son usados en los sistemas de inferencia o Fuzzy Inference System (FIS) para tomar una decisión a llegar a una conclusión.

La lógica difusa tiene unas ventajas y una versatilidad que no son posibles encontrar con un análisis lógico tradicional o lógica bivalente aplicada en soluciones computacionales tradicionales.

Por ejemplo en la lógica tradicional las proposiciones son verdaderas o falsas, expresadas en términos 1 y 0, donde un elemento pertenece o no, a una solución o grupo. A las proposiciones con lógica difusa pueden representar su pertenencia a un grupo con un grado de correspondencia lo cual es especialmente aplicable a los problemas de tipo multidimensional.

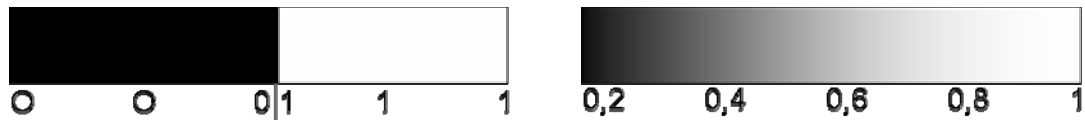


Figura. 26 Operadores en Lógica Bivalente (Boolean) y Lógica Difusa.

La función de membresía de un set de Lógica Difusa (Fuzzy Set), se puede denotar de la siguiente manera:

$$A : X \rightarrow [0,1]$$

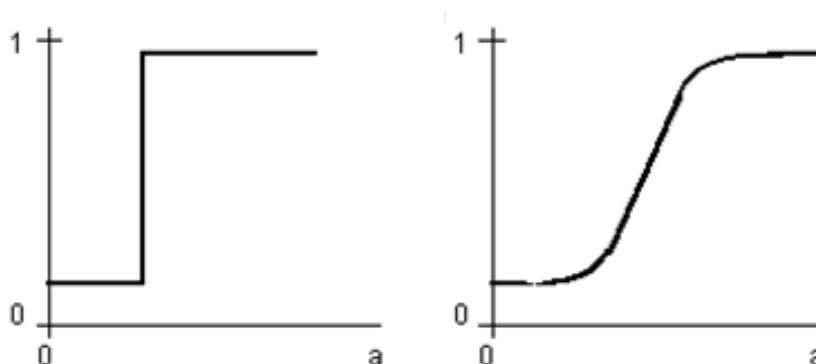


Fig. 27 Funciones de Pertenencia en set de datos de Lógica Bivalente y Lógica Difusa.

Los Fuzzy sets pueden ser tanto discretos como continuos. Los discretos pueden ser escritos como:

$$A = \mu_1/x_1 + \mu_2/x_2 + \mu_3/x_3 + \dots + \mu_n/x_n \quad (13)$$

Donde $x_1, x_2, \dots, x_n$ son miembros del set A y $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \dots, \mu_n$ son sus grados de membresía.

Un Fuzzy set continuo puede ser descrito:

$$A = \int_x \mu(x) / x \quad (14)$$

Es importante destacar que en este caso el termino $\int_x$ se refiera a la suma continua del termino $\mu(x)/x$ en el dominio completo.

2.6.1 Planteamiento de reglas difusas.

Las reglas difusas son conjugaciones de operadores condicionales (IF, AND, OR, THEN), que permiten cruzar los valores de las variables definidos en los conjuntos difusos y las funciones de pertenencia, para obtener un valor comparativo y cuantitativo de una variable de salida, por ejemplo sí A es “Bueno” y B es “Bueno”, entonces C es “tal”. El analista puede definir el conjunto de reglas difusas que crea conveniente, y darle grados de importancia (pesos), dependiendo de la complejidad del modelo. A medida que el número de variables aumenta, el número de reglas incrementa paulatinamente, y exige al analista mayor conocimiento de la incidencia de cada una de las variables.

El rango de valores utilizados para calificar una serie de variables se discretizan en tres conjuntos difusos bajo (Low), medio (Medium) y alto (High), a no ser que el analista considere que estos grupos no sean suficientes para representar la su problema, debido por ejemplo a la heterogeneidad del yacimiento y plantee algunos intermedios (Lowpoor y Lowgood). Y esta es una de sus ventajas más interesantes: Para su definición desde el punto de vista computacional permite la incorporación de variables con sentido “común” por

ejemplo: si se cumplen una serie de condiciones y otras no, entonces el resultado debe ser tal, lo más importante es que proporciona además la incertidumbre asociada a los resultados.

Las reglas del sistema se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\text{If (x is A) AND (y is B).....AND.....THEN (z is Z) (15)}$$

Donde x, y, z representan las variables y A, B y Z son las variables lingüísticas como, caliente, frío, poroso, compacto, resistente, etc. La afirmación (x is A) es una abreviación de “x pertenece a subconjunto fuzzy A con una función de correspondencia de valor $\mu_A(x)$, o grado de pertenencia.

Las reglas se pueden extraer de una manera directa mapeando todas las variables, usando la teoría de lógica difusa. Para realizar esta labor el analista primero determina las regiones difusas, funciones de membresía, variables lingüísticas y reglas difusas. Luego se incorpora toda la data disponible a las funciones de membresía utilizando la siguiente ecuación:

$$R_n \Rightarrow [x_1^n(A_{t1}, \max), \dots, x_k^n(A_{tk}, \max) : y^n(B_t, \max)] \quad (16)$$

donde R_n son las reglas difusas.

x_k^n son los valores de entrada.

$A_{tk}, \max$ es la función de membresía con el máximo grado de pertenencia.

El método anterior genera reglas difusas que permite al analista predecir cualquier propiedad y es muy usado en la predicción de propiedades petrofísicas.

Otro método más directo, permite extraer las reglas directamente de los conjuntos de datos entrada-salida basado en cluster análisis. El método es especialmente aplicable para la determinación de tipos de roca y/o electrofacies, ya que optimiza la agrupación natural en el espacio multidimensional generado por el conjunto de registros disponibles.

Las reglas difusas aplicadas en este caso son del tipo Sugeno, las cuales tienen la forma “si x es A y/o y es B entonces $z = k$ ”, donde A y B son conjuntos difusos de las variables de entrada x y, y k es un valor constante (no difuso) para la variable de salida z.

La filosofía de trabajo presente en lógica difusa es diferente a todos los otros algoritmos de inteligencia artificial como algoritmos genéticos, redes neuronales, etc., donde la salida obtenida proviene de una “caja negra”, que llega a una solución, donde el proceso es prácticamente transparente para el analista. En este trabajo se utilizará la capacidad de aprendizaje y predicción de las RNA en combinación con la potencialidad de adaptación y versatilidad que tiene Lógica Difusa.

La incorporación de información no-específica (indirecta) en los modelos de lógica difusa, como por ejemplo la interpretación macro de diferentes ambientes sedimentarios presentes en un yacimiento (con diferentes comportamiento de propiedades en función del tipo de ambiente), puede ser usada como un factor discriminante para realizar una posible agrupación continua de propiedades mecánicas (y/o petrofísicas, litológicas, etc.).

La aplicación en el siguiente trabajo consiste precisamente en la agrupación de diferentes tipos de roca, basada en una serie de condiciones que los registros de pozos deben cumplir, en la información de núcleo disponible y descripción del yacimiento en general.

La lógica difusa al igual que RNA se usa cuando se necesita:

- Capturar asociaciones o descubrir patrones en los datos.
- Grandes volúmenes de datos.
- Muchas variables a modelar.
- Cuando las relaciones entre las variables no son evidentes o se entienden de una manera vaga.
- Cuando las relaciones entre las variables son difíciles de describir usando aproximaciones matemáticas convencionales.

Para representar un problema aplicando lógica difusa y diferenciarlo de cualquier otro análisis, supongamos que se quiere representar como se puede definir un ambiente como “caluroso”. Si utilizamos la lógica tradicional basada en una variable tipo Boolean podríamos decir 70° F es el límite entre ambiente frío y cálido, esto se representaría así:

IF temperatura > 70°F el clima es cálido (1)

IF temperatura < 70°F el clima es frío (0)

Pero que pasa si registramos una temperatura de 69°F o de 71°F, serviría esta representación tradicional para representar la realidad del problema? La respuesta es no, simplemente para una persona que se encontrase en el lugar del experimento sentiría prácticamente el mismo calor a los 69°F o a los 71°F, sin embargo, un indicador matemático le estaría sugiriendo que ha presenciado dos ambientes diferentes

Si utilizáramos lógica difusa para representar esta situación, podríamos utilizar el mismo 70°F como temperatura crítica. Nosotros podríamos decir que a 69 °F la temperatura se clasifica como cálida con un grado de verdad medio (membresía de 0.4), es decir no es tan cálido, si la temperatura fuera de 200°F la temperatura se calificaría como cálida con un grado de membresía alto (superior a 0.7).

Otro ejemplo clásico es por ejemplo, cuales son los días del fin de semana?. Todo el mundo esta de acuerdo a que son el sábado y domingo, pero que pasa con el viernes? La mayoría lo sentimos como parte del fin de semana. Igualmente se puede hacer la comparación entre el análisis tradicional usando lógica bivalente y el análisis con lógica difusa, donde el día viernes se incorpora con un grado o funcion de pertenencia:

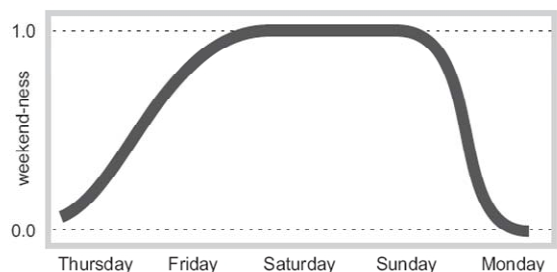
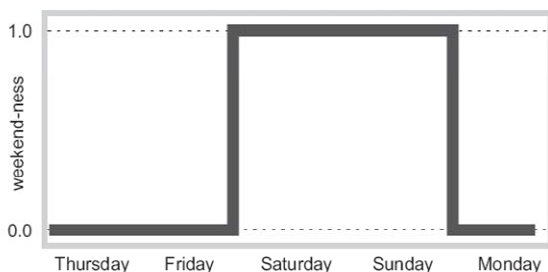
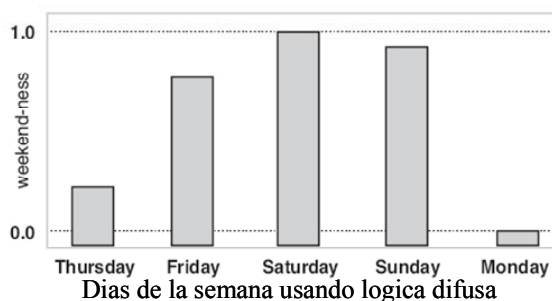
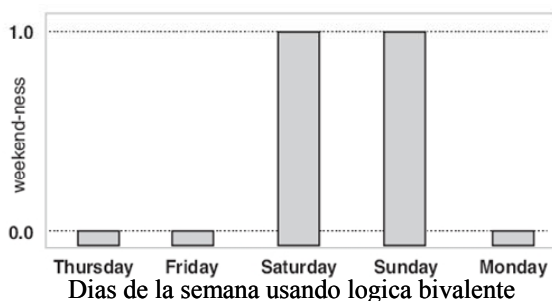


Fig. 28 Definición de “fin de semana” utilizando Lógica Bivalente y Lógica Difusa.

Esta es una de las principales ventajas, permite la incorporación de variables con sentido “común” por ejemplo: si se cumplen una serie de condiciones entonces el resultado es tal, y lo más importante proporciona además la incertidumbre asociada a los resultados.

2.6.2 Programas de RNA y Lógica Difusa utilizados.

Se utilizó los módulos de Matlab de MathWorks Inc., para generar ambos modelos. Todos los programas para el cálculo de propiedades y modelos de evaluación fueron realizados por el autor del presente trabajo.

2.7 - REGISTRO DE IMÁGENES ACUSTICAS.

El Circunferencial Borehole Image Logs, CBIL, es un registro que genera imágenes detalladas de la pared del hoyo. Un transductor acústico, montado en una sección rotatoria, opera en un modo de eco pulsante de alta frecuencia (high frequency pulse echo mode), es decir, el mismo dispositivo emite un pulso ultrasónico y graba su reflexión proveniente de la pared de la formación. En cada disparo se graban dos parámetros: la amplitud de la onda reflejada y su tiempo de tránsito. El transmisor gira seis veces por segundo adquiriendo 250 muestras de amplitudes por cada revolución y sus correspondientes tiempos de tránsito. Dado que cada muestra se sobrepone a la anterior, el CBIL cubre completamente los 360 grados del hoyo, (Baker, 1999).

La imagen está compuesta por “Píxeles” o puntos de datos, representando la amplitud de la onda acústica reflejada de la pared del hoyo, la cual está afectada por la variación de la impedancia acústica. La impedancia acústica se define como el producto entre la velocidad acústica y la densidad de la formación.

Las formaciones de alto reflejo acústico son representadas, en la imagen por color claro, y las formaciones con características de bajo reflejo acústico son representadas por color oscuro. Las arenas fuertemente consolidadas y carbonatos son ejemplos de formación con

características de alto reflejo, mientras que las arenas no consolidadas o lutitas, presentan un bajo reflejo. Las fracturas son registradas por colores oscuros si son abiertas y por colores claros si están rellenas.

El cambio de porosidad es reflejado en el cambio de color de la imagen. La imagen es más oscura cuando la porosidad es mayor en gran parte de los registros de imágenes. Otra de las características definidas por la imagen acústica es la ruptura del hoyo, la cual se presenta como zonas oscuras en direcciones opuestas. Algunas lutitas son representadas en color oscuro, ya que su reflejo acústico es bajo. (Baker, 1999).

En el análisis de la imagen acústica se han realizado los siguientes procesos:

- Orientación de la imagen (incluyendo la corrección por la declinación magnética).
- Normalización estática y dinámica de la imagen, incluyendo la aplicación de un filtro de centralización para mejorar la imagen.
- Interpretación geológica a través de la identificación de estructuras de buzamiento, fracturas e indicadores de la orientación del in-situ estrés de una forma manual.

2.8 - PROPIEDADES GEOMECHANICAS FUNDAMENTALES UTILIZADAS.

Estos conceptos fueron tomados de Coates, 1970, Texier et al., 1975, Mendoza, 1998, y Ruiz, 2006.

Relación de Poisson (ν): Indica cuánto se dilata el sólido en un eje con respecto a la contracción sufrida en el otro eje al estar bajo un estado de esfuerzo, es decir, cuanto se expande el material lateralmente en relación a la contracción longitudinal. Esta propiedad es de gran utilidad para estimar gradientes de fractura. Es un buen indicador de la capacidad que tiene un material de acomodarse ante la aplicación de esfuerzos y producir deformación lateral. Los materiales con altas ν transforman más fácilmente esfuerzos

verticales en horizontales. En rocas como las arcillas que se deforman lateralmente con mayor facilidad su valor es mayor que 0.5, en areniscas y rocas mas “apretadas” su valor es de 0.2-0.3.

Módulo de Young o módulo de elasticidad (E): Está definido como la relación entre el esfuerzo uniaxial aplicado y la deformación sufrida a lo largo del eje de aplicación del esfuerzo. El esfuerzo aplicado puede ser tanto de tensión como de compresión (donde las rocas sedimentarias son más resistentes). Un valor generalmente usado en los yacimientos es de 5×10^6 Lpc. Los valores para rocas sedimentarias están en el rango de 0.5×10^6 Lpc a 12×10^6 Lpc. Su determinación es de gran importancia en la estimación del ancho de las fracturas en operaciones de fracturamiento hidráulico, prácticamente es el recíproco del módulo de Young.

Los Módulos de Young y Poisson describen el estado de esfuerzo/deformación de las rocas y son valores de importancia para la estimación del campo de esfuerzo, la compresibilidad poral de la formación, etc. Mientras que el Módulo de Young relaciona esfuerzos y deformaciones normales, σ_a , ϵ_a , respectivamente, la Relación de Poisson relaciona las deformaciones lateral y axial, ϵ_r , ϵ_a , al ser una relación de deformaciones es adimensional. Estos módulos son determinados en la zona de comportamiento lineal elástico de la curva esfuerzo/deformación de ensayos de compresión, con las siguientes relaciones (Benito y Cavero, 2002), ver figura 29.

$$E = \frac{\Delta \sigma_a}{\Delta \epsilon_a} \quad (17)$$

$$\nu = \frac{-E}{\frac{\Delta \sigma_a}{\Delta \epsilon_r}} \quad (18)$$

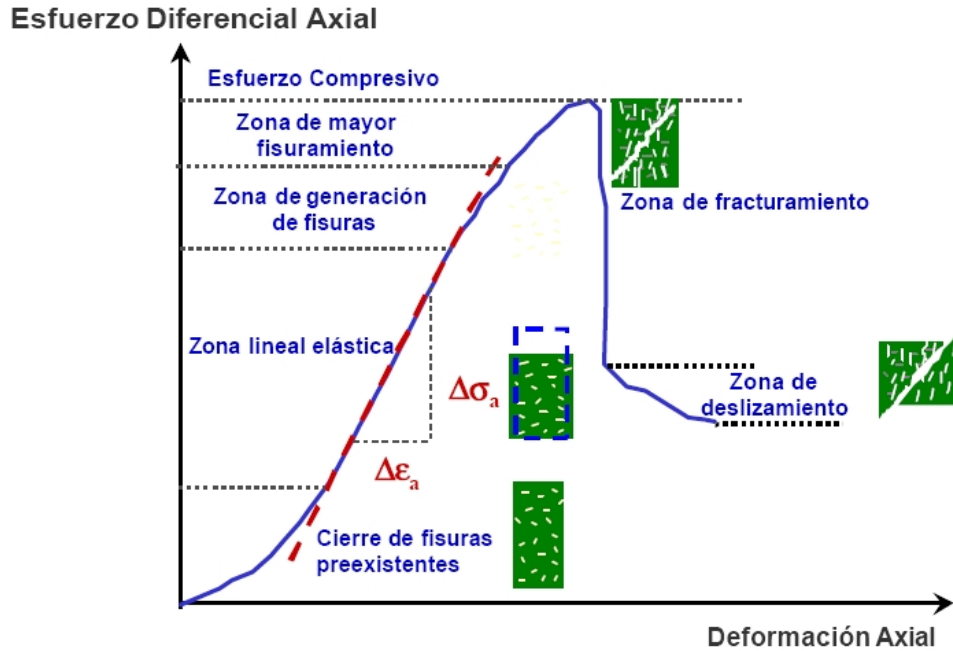


Figura 29. Curva de esfuerzo/deformación donde se realizan los cálculos de los módulos elásticos.

Tomado de Benito y Caverio, 2002.

Módulo de volumen o Módulo de Compresión Volumétrica (C_b): Representa el cambio por unidad de volumen cuando el material es sometido a compresión sobre toda su superficie, como ocurre en condiciones hidrostáticas. Los valores típicos del módulo de volumen es de $5 \times 10^{-7} \text{ Lpc}^{-1}$, materiales muy rígidos pueden exhibir un C_b de $0.25 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$ y materiales débiles están por el orden de $1.3 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$. El C_b del agua es de $3 \times 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$. El recíproco del Módulo de Volumen es la Compresibilidad Volumétrica (K_b), la cual es una medida de cuán compresible es el material o la resistencia que ofrece una material ante un esfuerzo compresional. El K_b de las rocas sedimentarias está en el orden de 2 MLpc .

Módulo de cizalla o Módulo de Rigidez (G): Es una medida de la resistencia a deformarse que ofrece el material cuando se le somete a esfuerzos de cizalla. Cuando se aplica un esfuerzo de cizalla a un bloque de material se origina un movimiento que tiende a desplazar el bloque sobre un segundo plano paralelo al que se aplicó dicho esfuerzo. La relación entre el esfuerzo de cizalla resultante de dicha deformación es producto de la rigidez del material. Es decir, hay un cambio de dirección angular, no es en dirección

de los ejes de referencia, implica cambio de forma. Los fluidos (líquidos y gases) no tienen modulo de Cizalla.

El valor de cada modulo elástico mencionado anteriormente (relaciones entre esfuerzos y deformaciones), dinámico (a partir de registros, a condiciones de yacimiento), se determina de la siguiente manera: Se asume que las formaciones se comportan como materiales linealmente elásticos utilizando la ley de elasticidad, estudiando la roca como un medio isotrópico, conociendo dos módulos elásticos (K , ν , E), se calculan el resto a partir de las ecuaciones y/o velocidades sínicas, (V_p , V_s):

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (19)$$

$$E = \frac{[3(V_p/V_s)^2 - 4]}{[(V_p/V_s)^2 - 1]} \quad (20)$$

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} = \rho V_s^2 \quad (21)$$

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} = \rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2) \quad (22)$$

Donde:

V_p = Velocidad de onda compresional (pie/seg)

V_s = Velocidad de onda de corte (pie/seg)

ρ = Registro Densidad Total (gr/cc)

ν : Relación de Poisson (adim)

E : Módulo de Young ($Lpc10^6$)

Nota: se usa la constante $1.34e10^{10}$ para obtener las unidades en Lpc .

Unconfined Compressive Strength (UCS) o resistencia a la compresión sin Confinar: Como su nombre lo indica es el esfuerzo de compresión que puede soportar una

roca y en ausencia de confinamiento lateral. En la figura 29, el UCS también llamado Esfuerzo Compresivo es el máximo esfuerzo antes del fallamiento de la roca.

Ecuaciones de este tipo se usan para calcular el UCS de una manera tradicional a partir de registros:

$$UCS = 50000E_{din}K_b[0.008V_{sh} + 0.0045(1 - V_{sh})]\frac{\cos(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \quad (23)$$

Donde:

E_{din} = Modulo de Young Dinámico (Registros) (Lpc)

K_b =Módulo de Volumen y/o Compresión Volumétrica (Lpc⁻¹)

UCS: Unconfined Compressive Stress (Lpc)

Φ : Angulo de Fricción Interna (grados)

V_{sh} =Volumen de arcilla (fracción)

Angulo de Fricción (Φ): Es una medida de la resistencia al cizallamiento del material. Es el ángulo entre el esfuerzo normal y el esfuerzo resultante en un plano. Relaciona cuanto cambia el esfuerzo normal con el esfuerzo de cizalla.

UCS y Φ , se puede determinar a partir de registros de pozo a partir de parámetros como el volumen de arcilla (estimado a partir del registro GR), y de los módulos elásticos dinámicos, E, ν , etc., como se muestra en la ecuación 23, los que a su vez son determinados a partir de registros sínicos.

Φ es afectado por la fracción volumétrica de partículas duras, habitualmente granos de cuarzo o feldespato presentes en la roca. Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser mas resistentes, mientras que las no consolidadas, pobremente cementadas son mas débiles. En la geomecánica tradicional se utilizan valores constantes de Φ por litología, 15 para lutitas, 25-30 para areniscas y 45 para carbonatos.

La resistencia de una roca bajo condiciones de fondo de pozo depende de diversos factores. Los más importantes son la cohesión, el Angulo de fricción interna, los esfuerzos principales máximos y mínimos y la presión de poro. El grado de cementación de la roca influye significativamente en la cohesión. Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser mas resistentes, mientras que las no consolidadas, pobremente

cementadas son mas débiles. Los granos de formación en yacimientos de areniscas débiles se disgregan o se sueltan de la matriz de la roca debido a fallas de corte, de tracción y volumétricas.

Los granos de formación en yacimientos de areniscas débiles se disgregan o se sueltan de la matriz de la roca debido a fallas de corte, de tracción y volumétricas.

Factor de Biot y estimación de esfuerzos efectivos:

El concepto de esfuerzo efectivo fue introducido por Terzaghi en 1943, con base a sus experiencias de laboratorio sobre muestras de suelo saturadas con agua. Demostró que el esfuerzo en cualquier punto de una sección a través de una porción de suelo, puede ser determinado a partir de los esfuerzos principales σ_1 , σ_2 y σ_3 , que actúan en ese punto, y afirmó que si el espacio poroso del suelo esta saturado con agua a una presión, P , los esfuerzos principales totales constan de dos partes: una es la presión de poros p , que actúa en el agua y en el sólido en todas las direcciones, con igual magnitud; la otra parte representa un exceso sobre esta presión, que se aplica únicamente a la fase sólida. Esta parte del esfuerzo principal total es el denominado esfuerzo efectivo, que se puede escribir como:

$$\sigma_{efec} = \sigma - P \quad (24)$$

donde:

σ_{efec} = Esfuerzo Efectivo en un material a una profundidad dada, generalmente denominado Esfuerzo intergranular (Mpa).

σ = Esfuerzo Normal a dicha profundidad, producido por el peso de los sedimentos que constituyen la sobrecarga. (Mpa).

P = Presión de Poros, producida por el fluido en los mismos (Mpa).

De acuerdo a Terzagui los esfuerzos efectivos son la diferencia entre el esfuerzo total que siente el esqueleto de la roca y la presión de poro que interconecta el espacio poroso. Todos estos efectos mensurables de un cambio de esfuerzos, tales como compresión, distorsión, cambio a la resistencia al corte, etc., se deben a cambios en el esfuerzo efectivo.

Para los fines de la mecánica de suelos esta ecuación ha sido aceptada y puede ser usada satisfactoriamente en la mayoría de los problemas prácticos que la misma involucra.

Posteriormente, se comenzó a observar, a través de estudios teóricos y prácticos, que para los materiales estudiados por la mecánica de rocas, la presión de poros debe ser multiplicada por un factor o constante de Biot, este factor implica que la cementación entre partículas influye en la transmisión de presión de poros a la fase sólida.

En la Geomecánica petrolera se trabaja universalmente en función de los esfuerzos efectivos. (Ruiz, 2006). Biot (1956) postulo que el esfuerzo efectivo debe ser estimado como la diferencia entre el esfuerzo total y una fracción de la presión de poro o constante de Biot. Establece que mientras que los granos de la roca están sometidos a esfuerzos mecánicos en diferentes direcciones, existe una presión de poro que trata de contrarrestar este efecto y separarlos. El esfuerzo que los granos pueden soportar va a depende de la presión de poro y el factor de Biot, si los granos se tocan o no, una parte del esfuerzo ejercido sobre la roca es soportado por las granos y otra parte es soportado por la presión de poro. El factor de Biot altera el estado de esfuerzos en el pozo e influye en la transmisión de presión de poros a la fase sólida de la roca, de tal manera que permite transformar los esfuerzos netos a efectivos con la simple expresión, (Ruiz, 2006).

Físicamente implica que el esqueleto de la roca soporta parte del esfuerzo total y el remanente, αP_p , es soportado por el fluido contenido en el medio poroso.

$$\sigma_1 = \sigma - \alpha P_p \quad (25)$$

Donde:

σ_1 : Esfuerzo Normal Efectivo (Mpa)

σ : Esfuerzo Normal Total (Mpa)

α : Factor de Biot (Adim)

P_p : Presión de Poro (Mpa)

Se puede vislumbrar que la formula de Terezaghi no es 100% correcta, tiene limitada su aplicación a roca no consolidada, ya que los suelos están en general no consolidados, es usada en mecánica de suelos área de Terezaghi. Biot por su parte siendo la mas correcta no funciona para las lutitas, incluso para arenas no consolidadas el modelo de

Biot se hace igual al de Terezagui (Ruiz, 2006). Si la porosidad tiende a cero Biot tiende a cero, funciona correctamente ya que la roca se comporta como un medio continuo y el esfuerzo total se hace igual al efectivo, toda la roca soporta el mismo esfuerzo. (En este caso Terezagui no funciona) En el caso extremo contrario donde si funciona, en arena no consolidada y/o suelos donde la porosidad tiende a 1 Biot tiende a 1, entonces funciona perfectamente la ecuación, donde los granos flotan en el fluido como un lodo. (Ruiz, 2006).

$$\sigma_{\text{efec}} = \sigma - 1 * p$$

En los carbonatos se debe trabajar con precaución cualquiera de los dos modelos, a.C. el modelo es muy diferente, pueden haber muy alta porosidad, pero a la vez muy rígidos por la forma y composición de su sistema poroso.

Biot expresado en función de las compresibilidades de la matriz de la roca y la compresibilidad total es extremadamente complejo de medir en el laboratorio, dada la inherente naturaleza compleja del medio poroso. Nótese que el factor de Biot está fuertemente relacionado con porosidad, por ejemplo en sistemas 100% matriz (o porosidad cero) el esfuerzo efectivo debe ser similar al total puesto que no hay espacio poroso ni fluido que contrarreste el esfuerzo, implican un fuerte contacto entre los granos. El mismo razonamiento se puede aplicar para una roca muy porosa. Esta es la razón por la cual se incurre en un gran error cuando se usa Biot igual a 1, (recomendado por muchos autores) implica un alto valor de porosidad cercano a 100% lo cual no tiene sentido físico. (Ruiz, 2006).

2.9 - CRITERIO DE FALLA MOHR-COULOMB.

Diferentes criterios de falla han sido propuestos para modelar el estado de esfuerzos en las rocas de yacimientos basado en las diversas condiciones de esfuerzos y en los diferentes tipos de ensayos de laboratorio a realizar (uniaxial, triaxial y poliaxial). Sin embargo, el más simple y comúnmente usado es el criterio de Mohr-Coulomb, M-C.

La mayoría de los materiales granulares, como las arenas, fallan por corte mientras que los materiales más dúctiles, como las arcillas, la falla se produce por compactación plástica.

El criterio de Falla M-C combina la ley de fricción de Coulumb con la representación del Círculo de Mohr del estado de esfuerzos para una roca.

Para estudios geomecánicos criterios de esfuerzo como estos relacionan esfuerzos horizontales, presión de poro y esfuerzos verticales. La interpretación física de la ecuación anterior es que el material va a fallar cuando el esfuerzo principal aplicado menos el esfuerzo normal existente y su componente de fricción se hagan iguales al UCS.

Es importante recordar que en los ensayos geomecánicos tradicionales (pruebas de compresión uniaxial) solo se obtiene el UCS, mientras que para obtener Φ se obtiene se deben realizar ensayos poli y triaxiales, los cuales son además de costosos, mas complejos experimentalmente y de mayor duración, por lo que generalmente son escasos.

A nivel de laboratorio y con las pruebas antes mencionadas se utiliza el criterio de falla M-C, relacionando la resistencia al corte con las fuerzas de contacto, la fricción y la adherencia que existe entre los granos por medio de la siguiente aproximación lineal, ver figura 30, que se representa gráficamente mediante una curva o envolvente de fallas. Los esfuerzos normales y los esfuerzos de corte ejercidos sobre un plano específico, bajo tres esfuerzos principales perpendiculares, se determinan utilizando el círculo de Mohr.

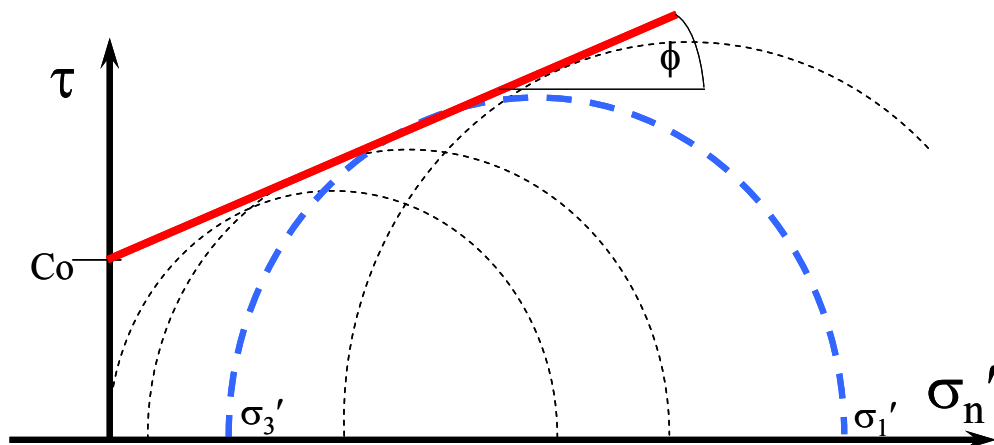


Figura 30. Representación del modelo de falla M-C.

Que matemáticamente se puede escribir como:

$$\tau = Co + \sigma_n' \tan \phi \quad (26)$$

Donde:

τ es el esfuerzo cortante, Co es la cohesión, ϕ , es el ángulo de fricción interna y σ_n' es el esfuerzo efectivo normal que actúa sobre los granos. Los factores C y ϕ son los coeficientes de linearización y deben ser determinados experimentalmente. La envolvente de falla se obtiene por medio de círculos de Mohr. Cada ensayo triaxial representa un círculo. La envolvente de los círculos de Mohr representa la base de este criterio de falla realizados a diferentes condiciones incrementales de esfuerzos.

Otros criterios bien conocidos para el estado de esfuerzos como el de Drucker and Prager (1952) y el de Lade Modificado (1988) se representan también en términos del UCS y Φ , (aunque se requiere de data adicional) de esta manera, con los dos parámetros, que son una propiedad intrínseca de la roca al igual que la porosidad y permeabilidad, permiten contruir cualquiera de los criterios de falla de la roca mencionados antes.

El criterio de M-C permanece como el mas popular y el mas sencillo porque describe claramente los factores de esfuerzos friccional y cohesivo en fallamiento por cizallamiento. Sin embargo es importante aclarar las debilidades de este criterio.

- El modelo asume que los esfuerzos principales intermedios intermedios, σ_2 , no afectan la estabilidad de la roca, lo cual no es necesariamente cierto.
- El modelo desprecia el desarrollo de microfracturas y la acumulación gradual de daño antes de la falla.
- Es difícil expresar el criterio M-C para el caso de rocas anisotrópicas, presenta complicaciones en pozos desviados con ángulos variables y en yacimientos capas de diferentes buzamiento.

- Si bien es cierto que el modelo reproduce aceptablemente el estado de esfuerzos en un estado de compresión (área derecha figura 31), a partir de una relación lineal, en la zona de tensión (área izquierda figura 31), el sistema sobreestima el estado de esfuerzos, por lo que la relación ya no es lineal sino parabólica. Este aspecto es importante porque las rocas son menos competentes en tensión que en compresión. En la figura se muestra la existencia de un Esfuerzo Cohesivo T_0 .

Para sobrepasar estas limitaciones se han desarrollado criterios como el de Drucker-Prager que considera el efecto de los esfuerzos intermedios. Modelos como el de Griffith fueron desarrollados para estudiar la estabilidad de rocas donde el mecanismo de falla esta dominado por el desarrollo y coalescencia de microfracturas.

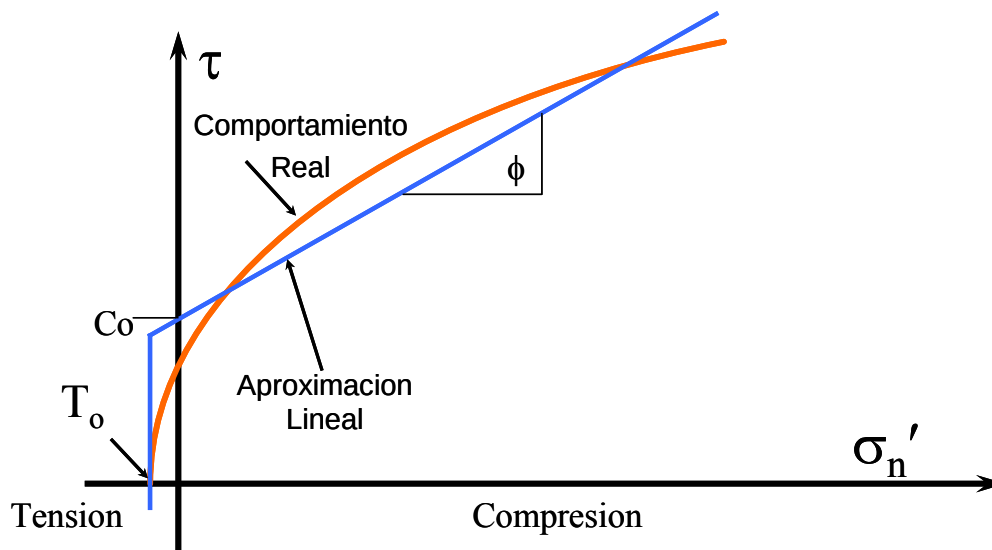


Figura 31. Modelo de falla M-C versus comportamiento real.

CAPITULO III

METODOLOGIA

El procedimiento que se detalla a continuación se realizará para los núcleos y pozos correlacionados de los campos La Concepción (calizas del Cretáceo), Carito (Formación Naricual) y Oritupano (Formación Oficina):

1.- La parte inicial del trabajo consistirá en realizar una revisión bibliográfica de las publicaciones presentadas hasta los momentos en la caracterización de propiedades mecánicas del núcleo y AIA.

2.- Se revisará toda la información de núcleo disponible, descripción sedimentológica, análisis convencionales y especiales realizados en el laboratorio porosidad, permeabilidad, análisis geomecánicos previos información de producción e historias de pozos, entre otros.

3.- Se caracterizarán los parámetros petrofísicos y litológicos, se generará un modelo de porosidad, arcillosidad, saturación y litología a partir de registros basados en información de núcleo, necesarios para validar la consistencia del modelo de electrofacies y mecánico estratigráfico.

4.- Se caracterizarán las propiedades mecánicas de los núcleos por tecnología RSD en forma continua y no destructiva. Se medirán en los núcleos los parámetros de la resistencia mecánica de la roca como el UCS y el Angulo de Fricción interna (Φ), entre otros. Estos se correlacionarán con los parámetros elásticos, E, ν , G, disponibles. Todas las mediciones servirán para entender el comportamiento mecánico de la roca.

5.- Se generará un modelo de electrofacies en función de la información disponible de cada yacimiento. La clasificación de tipos de roca y/o electrofacies se hará en función de la información: núcleos (descripción de facies sedimentarias, facies litológicas, etc.), ripios, (descripciones de ripios, masterlog, etc.), o información petrofísica (porosidad,

permeabilidad, etc.), en caso de no disponer de ninguna de las dos fuentes anteriores. Estos grupos de roca representaran intervalos con tendencias características en cuanto a sus propiedades (propiedades petrofísicas, mecánicas, composición mineralógica, etc.).

Se realizaran los respectivos análisis de sensibilidades tanto al modelo de lógica difusa como a la arquitectura del modelo de redes neuronales, numero de capas, nodos y electrofacies a estimar, a fin de determinar el modelo óptimo en cuanto a precisión, significado, tiempo de ejecución, minimización del error, etc.

6.- Se generaran registros sintéticos de propiedades mecánicas UCS, Φ , y demás propiedades a partir de las mediciones RSD. Se utilizaran algoritmos de AIA condicionando las propiedades sintéticas al comportamiento esperado de las electrofacies, en intervalos donde no se tengan medidas RSD para validar. En este caso los grupos de roca identificados serán usados como el factor que permitirá garantizar la coherencia del modelo de propiedades sintéticas generado y la correcta interrelación entre todas las propiedades calculadas.

7.- Con el modelo de evaluación generado para los pozos piloto, se evaluaran algunos pozos con el propósito de correlación y revisar la validez del modelo. Durante la generación en cada uno de los pozos se validaron los resultados, pozo a pozo y por intervalo, tomando en cuenta que la distribución de propiedades medidas y estimadas en todos los pozos sean coherentes, de manera que el modelo tenga sentido petrofísico, geológico y geomecánico.

Todo esto permitirá el desarrollo de un modelo mecánico estratigráfico que integrará el entendimiento del comportamiento mecánico petrofísico, geológico y mecánico de las diferentes unidades de los yacimientos. A la vez nos permitirá cuantificar el estado de esfuerzos en todo el yacimiento acorde a los tipos de roca. Para tal fin se formulará un modelo conceptual de estabilidad de hoyo en cada uno de los yacimientos, a fin de evaluar la competencia mecánica y hacer las respectivas comparaciones, así como una estimación cualitativa del estado de esfuerzos en los pozos.

La evaluación de todos los parámetros geomecánicos y petrofísicos determinados en este proyecto podrán ser usados en simuladores geomecánicos a fin de resolver cualquier tipo de problema geomecánico como los mencionados anteriormente, que se presente en los yacimientos evaluados.

3.1 - PREPROCESAMIENTO DE LA DATA.

Los registros, que constituyen la herramienta de extrapolación de las observaciones, fueron previamente preprocesados con el objetivo de eliminar información errónea, relacionada a las limitantes, principios de medición y condiciones del hoyo.

Por ejemplo se encontró muchos pozos con resistividades iguales a 20000 ohm-m, a partir de registros de conductividad, CILD, que no es un valor de la formación, sino un indicativo de que la herramienta esta leyendo resistividades superiores a su resolución, recordemos que el registro a diferencia del resistividad, RT, lo que mide son conductividades que luego son transformadas a resistividades.

Igualmente se hizo un preprocesamiento con una rutina de Matlab de MathWorks Inc., que consistió en eliminar de la data información, entre 1 y 3% que se desvían estadísticamente del conjunto de datos, aquí se incluyen por ejemplo, altas medidas de resistividad, bajos valores de RHOB por derrumbe de hoyo, pega de la herramienta, condiciones ambientales, etc.

También debido a la misma naturaleza del crudo de la formación (liviano) en uno de los yacimientos, se observa un efecto en los registros RHOB-NPHI, que se puede interpretar como gas si se usa como patrón el cruce de dichos registros y que alteran en algunos intervalos los cálculos de porosidad, esto se observo principalmente en el yacimiento más profundo del Norte de Monagas.

3.2 - METODOLOGIA EVALUACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS.

Se crearon las curvas volumen de arcilla, VSH, y Porosidad Efectiva, PHIE, de acuerdo a modelos tradicionales (Schlumberger, 1996 y Halliburton, 1991). Estas curvas son necesarias discriminar litologías, calidad de intervalos de yacimiento, contrastes de impedancia acústica y competencia mecánica.

Se estimo también el registro sonido de corte, DTS, el cual no estaba prácticamente en ninguno de los pozos, a partir de AIA. Se utilizo la metodología propuesta por Tixier 1973, y Winkler y Murphi, (1995), donde se estima DTS a partir del registro sónico compresional, DTC y arcillosidad, este valor calculado de DTS se compara con el obtenido por AIA para chequear que las estimaciones sean coherentes. Se efectúa el siguiente procedimiento:

1) Se calcula un indicador de arcillosidad (Tix_q), al comparar las porosidades del sónico, ϕ_D y la del densidad total, ϕ_D :

$$Tix_q = \frac{\phi_s - \phi_D}{\phi_s} \quad (27)$$

2) Se estima el valor de la relación de Poisson, ν , por la ecuación 28. Cabe mencionar que debido a que el valor de ν se calcula por independientemente por AIA en el proyecto, este cálculo sirve para corroborar si los valores obtenidos son lógicos:

$$\nu = 0.125 \, Tix_q + 0.27 \quad (28)$$

3) Finalmente y como al menos se conoce ν y DTC (inverso de la velocidad sónica o $1/VP$), se despeja DTC o ($1/Vs$), de la misma formula de elasticidad (ecuación 19).

$$Vs^2 = \left[\frac{2\nu Vp^2 - Vp^2}{2\nu - 2} \right] \quad (29)$$

En este caso los autores se fundamentan en que los registros DTC y DTS están relacionados por litologías y por arcillosidad. Por ejemplo de acuerdo a Winkler y Murphi, 1995 la correlación entre mineralogía y Vp y Vs en una amplia gama de rocas consolidadas es la siguiente, ver tabla 6.

Tabla 6. Tiempos de tránsito de vs. mineralogía. Tomado de Winkler y Murphi, 1995.

REGISTRO	ARENISCA	CALIZA	DOLOMITA	LUTITAS
Vp/Vs o DTS/DTC	1.6-1.7	1.9	1.7-1.8	> 1.9

3.2.1 Cálculo del volumen de arcilla.

Se calculó el volumen de arcilla, VSH, para cada pozo utilizando la ecuación lineal del Gamma Ray (ecuación 30). Se hizo la sensibilidad con otros indicadores de arcillosidad a partir del GR como Steiber, Clavier o Power Law, encontrándose que para evaluar el comportamiento de los AIA mejor el primero el cual es básicamente una normalización lineal del registro Gamma Ray. Aunque se está consciente de la relación tiende a sobreestimar la arcillosidad no se disponen de medidas de laboratorio, como mineralogía de arcillas por XRD o registros especiales como el SGR o GR Espectral para cuantificar el error.

Los valores de GR máximo (GRMIN) y GR mínimo (GRMAX) en °API oscilaron entre 15 y 75, respectivamente, para el yacimiento del Norte de Monagas, dependiendo de los intervalos en que tuvo que ser dividida la formación para cada pozo en estudio.

$$VSH = VSH = \frac{GR_{log} - GR_{MIN}}{GR_{MAX} - GR_{MIN}} \quad (30)$$

	GRMIN (°API)	GRMAX (°API)
ARENISCAS PROFUNDAS	15	75
NO CONSOLIDADAS	20	120
CARBONATOS	8	200

En el caso de los **yacimientos de arenas no consolidadas**, por ser estos yacimientos más “jóvenes”, los valores mínimos y máximos son más altos, alrededor de 20 (GRMIN) y 120 (GRMAX), lo cual es de esperarse, por tratarse de yacimientos de historia más “recientes” es sabido que la radiactividad natural va disminuyendo en función de la edad de las rocas.

Incluso la radiactividad puede variar en función de la densidad de la roca, formaciones “menos densas” como el caso de las arenas no consolidadas tienden a aparecer con mayores radiactividades (Schlumberger, 1996).

Para el caso de **yacimientos de carbonatos** los extremos fueron mas pronunciados, entre 8 (GRMIN) y 200 (GRMAX) lo cual es de esperarse debido a lo siguiente:

1) En intervalos donde tenemos casi un 100% de carbonatos su matriz es muy “limpia” casi libre de arcillosidad, por lo que el valor de 8 es aceptable (recordemos que los carbonatos incluso se pueden formar por procesos químicos en sitio), lo que no ocurre en los yacimientos de areniscas, donde es realmente difícil encontrar un yacimiento 100% cuarzo, se espera siempre algún valor de arcillosidad debido a los procesos depositacionales relacionados, procesos de transporte y como consecuencia una mezcla obligatoria de diferentes granulometrías y litologías.

2) La diferencia más apreciable ocurre con el (GRMAX), en las zonas erróneamente interpretadas como arcillosas hay valores muy superiores a los 200. Al observar las interpretaciones del núcleo y registro hay un importante porcentaje de arcilla interpretado con registros, que no es característico de esta formación, mientras que en la descripción sedimentológica se observa una litología carbonatica limpia. Esta inconsistencia se debe a que en la evaluación de los registros de radiactividad hay un incremento que es interpretado como un incremento de arcillosidad de la formación, siendo en realidad una consecuencia del aumento del contenido de Uranio asociado al tipo de carbonatos ricos en materia orgánica del yacimiento en estudio. Esta inconsistencia se pudiera solucionar al restar la contribución del Uranio a partir del registro GR Espectral, pero no fue corrido en los pozos con núcleo y tiene una disposición muy limitada en todo el campo.

3.2.2 Cálculo de porosidad.

Para realizar este cálculo se utilizó el densidad total, RHOB, se trato de hacer el promedio con el registro Neutrón, NPHI, pero debido a los altos valores de porosidades neutrónicas asociadas a los altos índices de hidrógeno en las arcillas no se encontró un comportamiento coherente de la porosidad para todo el intervalo, indispensable para el entrenamiento de los AIA. También ocurre en el Campo Carito, por ejemplo, debido a la presencia de crudo liviano y algunas veces gas libre, el registro NPHI es más afectado que el registro RHOB por los altos índices de hidrógeno, por lo que se le considera menos confiable.

Los valores de porosidad (ϕ) a partir del registro RHOB se calcularon a partir de la ecuación (31) utilizando un average de densidad de fluido (ρ_{fluido}) de 1 gr/cc y una densidad de matriz (ρ_{matriz}) de 2.66 gr/cc, tomado también de núcleos el cual es un valor característico para una matriz de cuarzo.

En el caso del yacimiento de carbonatos y debido a que se identificó que mayoritariamente una matriz caliza se utilizó como valor de densidad matriz (ρ_{matriz}) de 2.71 gr/cc, correspondiente a una matriz caliza, como se demostrara mas adelante, es el valor indicado.

$$PHIT = PHIT = \frac{\rho_{\text{matriz}} - \rho_{\text{leido}}}{\rho_{\text{matriz}} - \rho_{\text{fluido}}} \quad (31)$$

La porosidad efectiva, PHIE, se estimo utilizando un factor de corrección dependiendo del volumen de arcilla. PHIE también es un factor determinante para evaluar la calidad de las facies y los valores de propiedades mecánicas estimadas a partir de registros.

$$PHIE = PHIT - C * VSH \quad (32)$$

Donde: C varia entre 0.1 – 0.3 dependiendo de la porosidad estimada y tipo arcilla.

3.3.3 Modelo de saturación de agua.

A pesar de que la saturación de agua, SW, es un parámetro petrofísico fundamental, no afecta de una manera importante las estimaciones de propiedades mecánicas ya que no es una propiedad de la roca como tal. No se debe confundir el termino con la saturacion de agua irreducible, Swirr, la cual si es una función de capilaridad, redondez, escogimiento, garganta poral, porosidad, permeabilidad, características de la roca.

Sin embargo, es necesario calcular SW, como se mostrara mas adelante, es un parámetro de entrada la estimación de la compresibilidad de la mezcla de fluidos, parámetro clave en la escogencia del modelo de Biot y calculo de esfuerzos efectivos.

Se hizo una sensibilidad entre los modelos de Archie y Simandoux según Schlumberger (1996), y Halliburton (1991). El modelo de Archie o modelo de conductividad lineal no toma en consideración la conductividad del agua inmóvil asociada

a las arcillas por fuerzas electrostáticas (ecuación 33), mientras que el modelo de Simandoux asume una distribución laminar de las arcillas, toma en cuenta el aumento de conductividad en el sistema asociada a las arcillas (ver ecuación 34), básicamente asume un sistema de resistencias en paralelo entre el agua de formación y el agua asociada a las arcillas (ecuación 34).

$$1/R_t = \phi^m S_w^n / a * R_w \quad (33)$$

$$1/R_t = \phi^m S_w^n / a * R_w + VSH * S_w / RSH \quad (34)$$

Donde:

R_t =Resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

R_w =Resistividad de agua de formación (ohm-m)

S_w =Saturación de agua (fracción)

ϕ =Porosidad efectiva (fracción)

m = Exponentes de Cementación

n = Exponente de saturación.

RSH = Resistividad de la arcilla (ohm-m)

En las sensibilidades realizadas se observa una diferencia apreciable al comparar los valores de saturación en intervalos con alto porcentaje de arcillosidad (VSH mayor que 30%), donde el modelo de Archie sobreestima la saturación de agua debido a la reducción de resistividad (que en este caso no es una consecuencia de fluidos de menor resistividad como el agua). Esto es típico de yacimientos más lenticulares y arcillosos como el del Norte de Monagas, donde el modelo de Simandoux funciona mejor. Se decidió entonces trabajar entonces con este modelo ya que en el yacimiento de arena no consolidada y el de carbonatos (ambos con bajas arcillosidades), cuando el VSH tiende a 0 el segundo termino de la ecuación 34 se anula y el modelo de Simandoux se hace igual al de Archie.

Los valores obtenidos de S_w obtenidos en este trabajo se pueden considerar confiables por lo menos para el primer yacimiento en estudio por lo siguiente: (1) La porosidad, uno de los parámetros que se tiene mejor caracterizado mediante la utilización

de todos los registros en el modelo, sabemos que obedece principalmente al registro de densidad de matriz y la saturación de agua esta relacionada con porosidad. (2) La salinidad del agua de formación es alta para los tres yacimientos, mayor que: 6000 ppm, lo que genera un claro contraste entre los valores del registro resistividad, y permite diferenciar claramente intervalos de agua (baja resistividad) con intervalos de petróleo (alta resistividad), conocida la litología. Yacimientos que presentan mayor incertidumbre en cuanto a SW son los de aguas de formación “frescas” o “meteóricas”, que se pueden catalogar como de agua dulce, con resistividades eléctricas similares a los hidrocarburos ya que no contienen sales que permitan el paso de la corriente. Un ejemplo son los yacimientos de Guafita, en Apure.

También se puede tomar como guía el siguiente análisis: una saturación de agua, cercana a 0, es decir, 100% saturación de petróleo, no es probable, de resultar así (como efectivamente sucedió cuando se uso el modelo de Archie), quiere decir que el modelo no esta respetando las condiciones de saturación de agua irreducible que debe existir en toda yacimiento cuando la roca es preferencialmente mojada por agua.

Los parámetros usados en cada uno de los yacimientos se muestran en la siguiente tabla y fueron tomados tanto de núcleos como de análisis físico-químicos de agua de formación:

Tabla 7. Parámetros tomados para el cálculo de saturación de agua.

m	n	RW (ppm) a T yac (°F)	a	
1.8	1.8	13000 ppm a 280 °F	1	Carito
1.8-2.2	2 2.1	20983 ppm a 265 °F	1	La Concepción
1.7	1.85	10000 ppm a 250 °F	1	Oritupano

3.3 - POROSIDAD SECUNDARIA EN EL YACIMIENTO DE CARBONATOS.

Existen cuatro grupos de parámetros que influyen en la respuesta acústica de carbonatos (Marion y Lizba, 2000); (1) Propiedades petrofísicas: porosidad, compresibilidad, saturación y tipo de fluido en el medio poroso. (2) Parámetros litológicos, como mineralogía y arcillosidad; (3) Condiciones de yacimiento, temperatura, presión, etc.; (4) Factores geométricos, espesor de capas, anisotropía, etc.

La porosidad, por su parte, es el factor que más afecta dicha respuesta en carbonatos, por lo que se suele interpretar variaciones de velocidad como variaciones de porosidad. Sin embargo, es difícil encontrar una relación aceptable entre las dos variables debido a que la porosidad estimada a partir del registro sísmico tiende a ser menor que la real, debido a una que fracción se encuentra en microporos rodeando poros mayores como porosidad secundaria, con un efecto que es imperceptible en las medidas del registro (Winkler y Murphi 1995).

Teniendo esto en mente se calculó el Índice de Porosidad Secundaria a partir de la diferencia entre la porosidad total, ϕ_D o $\phi_{\text{crossplot}}$, (calculada a partir del registro RHOB y/o Neutrón) y la porosidad del registro sísmico, ϕ_S , la cual es siempre menor en la presencia de porosidad secundaria ya que para el registro dicha porosidad (vugas, fracturas, etc.), es imperceptible. Para los objetivos del proyecto se calculó con la ecuación:

$$(\phi_D - \phi_S) \text{ o } (\phi_{\text{crossplot}} - \phi_S) \quad (35)$$

Otro hecho ampliamente conocido es que los minerales comúnmente encontrados en carbonatos, cuarzo, calcita y dolomía, tienen una amplia gamma de propiedades elásticas, inferidas en nuestro caso a partir de registros sísmicos. Esta gamma se hace mayor al considerar el yacimiento en estudio como una mezcla heterogénea de minerales (Marion y Lizba, 2000).

Además los cambios diagenéticos en carbonatos generan procesos de cementación, disolución y recristalización. Esto origina complejos sistemas porosos y velocidades que son el resultado de variaciones composicionales y geometría del sistema poroso, que no son bien explicados por modelos convencionales de porosidad-velocidad (Anselmetti y Eberli, 2000). Incluso los cementos de carbonatos producen mayores velocidades que los cementos de arcilla que hacen imposible el uso de modelos tradicionales de yacimientos de areniscas.

De lo anterior se desprende que es necesario caracterizar estos cambios de velocidades y relacionarlos a otras propiedades petrofísicas (porosidades), mineralogía y procesos diagenéticos, implícitos en el análisis de electrofacies. A la vez se pueden identificar grupos característicos de litologías para posteriores calibraciones núcleo-registro-sísmica y mejorar la aproximación de porosidad en base a velocidad.

En el presente trabajo se demostrará la correlación de los registros, incluyendo el sísmico, con porosidad y propiedades mecánicas. Se demostrara que grupos de rocas tienen un patrón característico por lo que se pueden mejorar los aproximados de porosidad si se discrimina el cálculo por electrofacies. En este trabajo se verifico la dependencia que existe entre las relaciones VP/VS en función de litología (similar al observado en la tabla 6), implícita en el análisis de electrofacies.

3.4 - IDENTIFICACION DE UNIDADES PETROFISICAS.

Se caracterizó la calidad de la roca en términos de eficiencia de flujo utilizando como parámetro el tamaño de garganta de poro. Utilizando la correlación empírica desarrollada por Winland (1972) que relaciona la porosidad total (ϕ) y permeabilidad al aire (Kair) con el tamaño de garganta de poro donde se integran los atributos geológicos de la roca: textura, mineralogía, estructuras sedimentarias, ente otros. La correlación se muestra a continuación:

$$\text{Log}(r_{35}) = 0.732 + 0.588\text{Log}(K_{air}) - 0.864\text{Log}(\phi) \quad (36)$$

Utilizando los radios de tamaños de garganta de poro se establecieron tipos de poros a saber: Mayor que 10 micrones (MEGA), entre 2 y 10 micrones (MACRO), entre 0.5 y 2 micrones (MESO), entre 0.1 y 0.5 micrones (MICRO) y menores que 0.1 micrón (NANO), los que son un indicativo de la capacidad hidráulica y/o flujo y calidad de yacimiento.

Aunque se esta conciente que el modelo de radio de garganta de poro se debe calibrar para cada yacimiento, y que el r_{35} fue definido originalmente para un yacimiento donde a un 35% de saturación se reflejaban las condiciones del flujo, en nuestro caso simplemente será usado como un indicador cualitativo para comparar calidad de roca, por lo que no se requiere de un estudio mas preciso.

3.5 - METODOLOGIA EN LAS MEDICIONES RSD.

Para determinar experimentalmente valores las propiedades mecánicas, UCS, y Φ se requirió representar gráficamente el modelo de corte de la roca. Se utilizo el diagrama E-S, donde E es la energía específica y S es la resistencia a la perforación o perforabilidad. En

este diagrama se muestran tres elementos: a) la línea de corte, b) el punto de corte, y c) la línea de fricción. La línea de corte se obtuvo el cortador Sharp, el punto de corte, que depende del tipo de cortador, se obtuvo también el Sharp y la línea de fricción que representa la transformación de la respuesta de la cuchilla en 2D (E-S), se obtuvo con el cortador Blunt. Este modelo fue definido por Detournay y Defourny, 1992.

En la figura 32 se puede observar la representación del diagrama E-S, el cual fue utilizado para determinar cada uno de los elementos. Las variables están definidas por la relaciones de fuerzas horizontales, F_h , y verticales, F_v , entre el área de corte, wd , de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$E = \frac{F_h}{wd} \quad (37) \quad S = \frac{F_v}{wd} \quad (38)$$

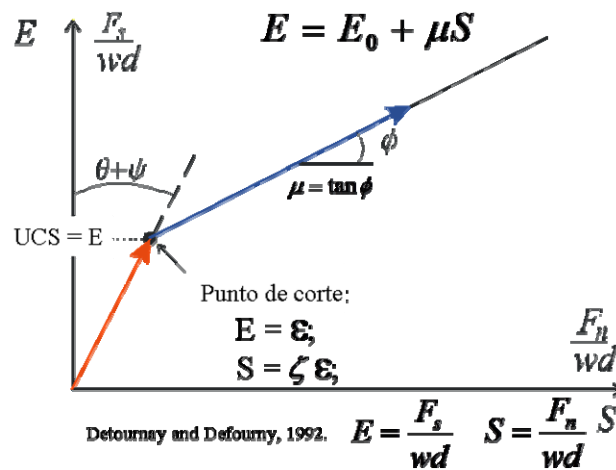


Figura 32. Diagrama E-S para estimación de UCS.

Las ecuaciones mostradas en el grafico son programadas algorítmicamente de manera de obtener de una manera precisa y automática los valores de UCS, Φ y demás parámetros. El siguiente grafico es un ejemplo de la estimación de dichas propiedades para uno de los pozos medidos en el campo Carito.

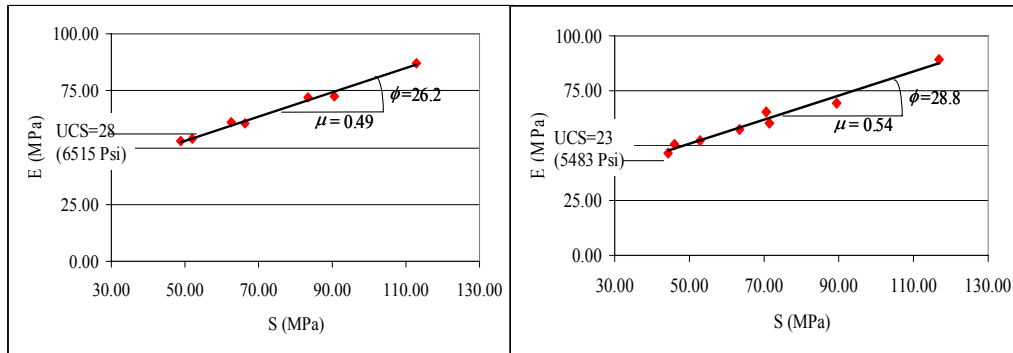


Figura 33. Diagrama E-S pozo N, prof. (14200 - 14203) secciones 1 y 3.

El siguiente grafico es un ejemplo de la estimación de dichas propiedades para el pozo del campo Oritupano, yacimiento de arenas no consolidadas.

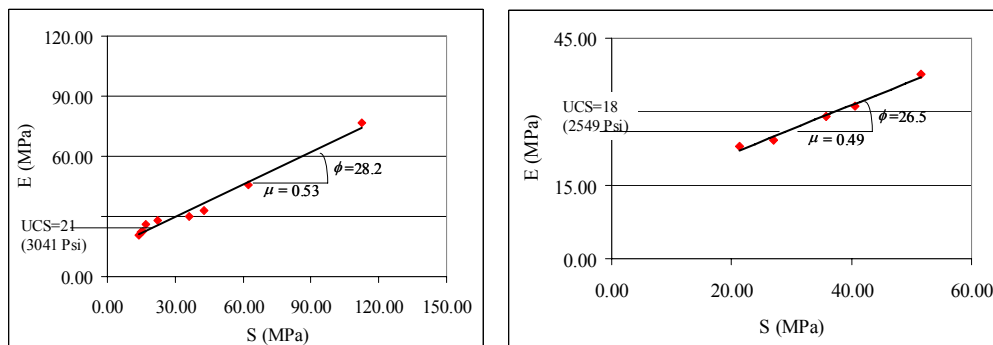


Figura 34. Diagrama E-S pozo K, prof. (5530 - 5531'6") secciones 2 y 4.

La próxima figura es un ejemplo de la estimación de dichas propiedades para el pozo del campo La Concepción de Carbonatos.

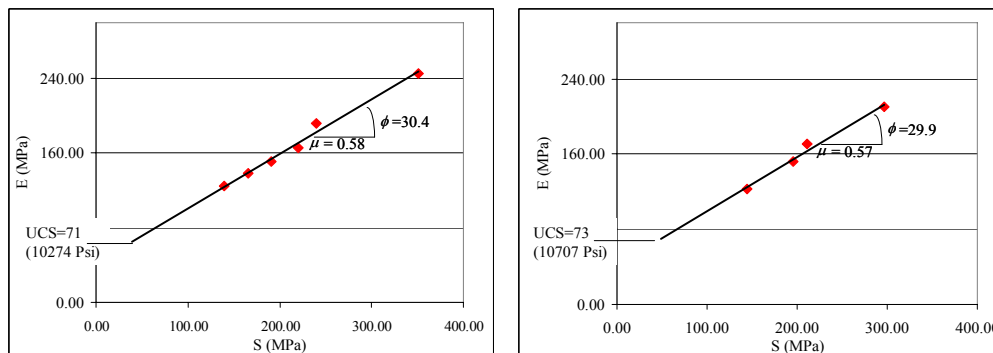


Figura 35. Diagrama E-S pozo M, prof. (10468 - 10471'6") secciones 2 y 4.

Vale la pena destacar que no se necesita una preparación especial de la muestra antes de realizar las medidas RSD, tampoco es necesario que tenga dimensiones o tamaños específicos, a diferencia de los tapones de núcleo que deben ser cortados con ciertas geometrías y dimensiones para realizar los ensayos de compresión. Esto puede ser de gran ayuda para la toma de decisiones operacionales donde se necesiten con el menor tiempo posible los valores de UCS.

En la siguiente figura se muestra el segmento del núcleo del yacimiento de areniscas profundas, por ambos lados, donde se puede observar el estado de la cara del segmento medido por RSD.



Figura 36. Segmento de núcleo K, Prof. (5530 - 5531'6 pies) Sección 4.

En la siguiente figura se muestra el segmento del núcleo del yacimiento de arenas no consolidadas.



Figura 37. Segmento de núcleo L, Prof. (6604 – 6607 pies) Sección 5.

En la siguiente figura se muestra un segmento del núcleo de carbonatos después de realizar la medición RSD.



Figura 38. Segmento de núcleo M, sección 8, 10500-10503.

En este trabajo se determinó experimentalmente profundidad de corte crítica, d^* , en que el modelo de corte pasa de dúctil a frágil (no válido para la formulación matemática y cálculo del UCS), con un valor de 0.55 mm. Esto se debe a que los planos de sedimentación de las muestras (producto del proceso de deposición), se encuentran perpendiculares al eje central del núcleo (que se comportan como planos de debilidad), y ceden a la aplicación de fuerzas de corte en la muestra, originando la pérdida de material. Adicionalmente a una profundidad de corte de 0,55 mm el material removido durante el proceso de corte o rayado con la cuchilla PDC no es continuo. Con esta profundidad se presentaron cambios en la lectura de las fuerzas de corte lo que puede ser traducido a la presencia de modo de falla frágil.

3.6 - MODELO DE REDES NEURONALES.

En nuestro caso se trabajó con un modelo de perceptrón multicapa entrenado para propósitos de clasificación, reconocimiento de electrofacies. Se utilizaron 2 capas escondidas (intermedias) con 10 neuronas en cada capa. La capa de entrada está conformada en la mayoría de los modelos por cinco nodos, los registros, GR, RT, NPHI, DT, RHOB, con una salida, una curva numerada del 1 al 7 identificando cada grupo o electrofacies, ver figura 39.

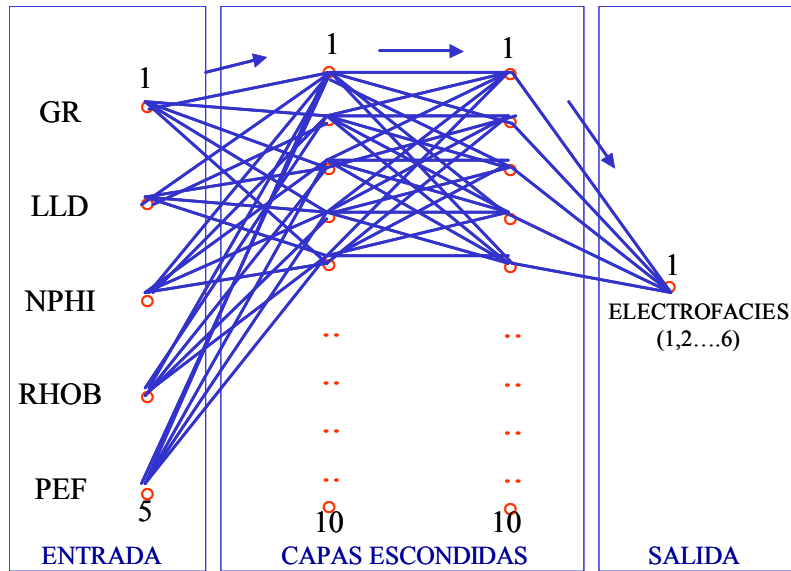


Figura 39. Arquitectura de la red neuronal utilizada.

El modelo de red neuronal utilizado, es el resultado de un largo proceso de ensayo y error. Las sensibilidades iniciales consistieron en selección de los registros a utilizar, condicionada por dos factores: (1) Que el mismo set de registros utilizados para entrenar la red este presente en todos los pozos a evaluar, para efectos de generalización y extrapolación del modelo y (2) Que los registros utilizados en realidad representen características litológicas y de porosidad. Los registros calibrador del hoyo (caliper), corrección del densidad ($\Delta\rho$), potencial espontáneo (SP), por ejemplo, aunque son de gran utilidad para ciertos análisis, no aportan información importante sobre mineralogía y porosidad para realizar la clasificación (Serra y Leveret, 1985), pudiendo introducir ambigüedades en la red neuronal. Nuevamente es necesario destacar que el conocimiento geológico y petrofísico es uno de los parámetros clave para la definición del modelo de redes neuronales y el mismo no se debe realizar como un análisis numérico aislado sin entender el significado de los datos con que se está trabajando, en este caso los registros. No se utilizó tampoco la curva de resistividad somera (RS) debido a que la misma puede estar afectada por invasión de fluidos hacia la formación, y representa un nodo más a procesar que en los análisis de sensibilidad no mejoró apreciablemente el comportamiento de la red.

Posteriormente se realizaron sensibilidades en cuanto al número de capas escondidas y el de nodos, determinando la estructura de la red. Sin embargo, las sensibilidades que tuvieron mayor peso fueron los intervalos donde se definieron las electrofacies, relacionadas con características en el núcleo. En la figura 40, se muestra el set inicial de electrofacies, cada una con un color escogido arbitrariamente; en la figura se puede observar que las electrofacies simuladas reproducen adecuadamente el set de datos de entrada.

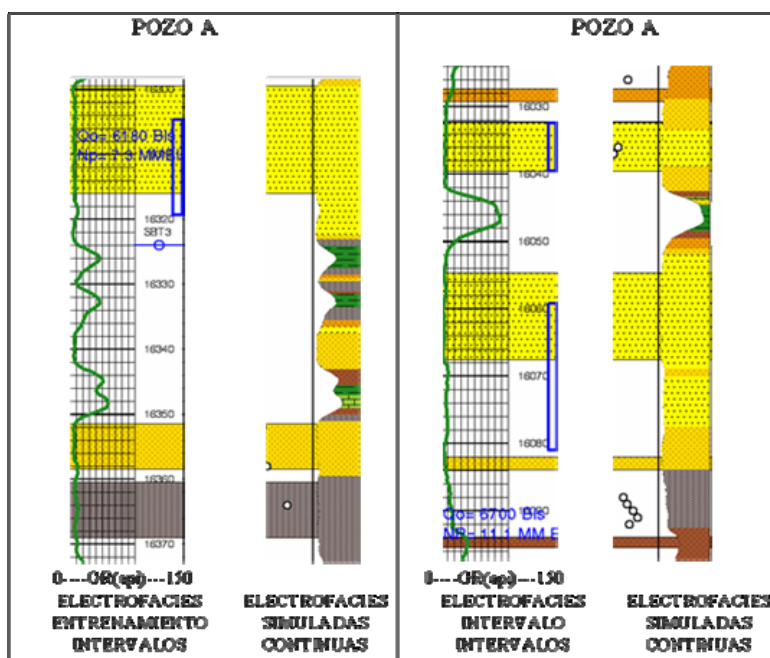


Figura 40. Data final de entrada utilizada para la carga de la red Neuronal.

En la mayoría de los casos se redimensionó el set de entrada disminuyendo la proporción de grupos a identificar, con el propósito de no forzar la red a reproducir intervalos que por su respuesta en los registros no son diferenciables de otros grupos.

Uno de los problemas más comunes en la aplicación de redes neuronales es el sobreentrenamiento de la red, donde la misma aprende a reproducir tan bien los ejemplos suministrados en la etapa de entrenamiento que no es capaz de interpolar satisfactoriamente cuando se le presenta un set de datos nuevos, un nuevo pozo, por ejemplo. Para solventar el problema se utiliza una rutina con un set de data adicional para “validación cruzada” (cross validation), donde la data de entrada se divide en dos partes iguales, una para el

entrenamiento de la red y otra que simultáneamente se usa de prueba o validación (Schlumberger, 1999). Mientras que el error (diferencia entre valor simulado y valor de entrada) de entrenamiento es calculado, también es calculado el error de la data asociado a validación cruzada, escogiéndose como red optima la que presente el error mínimo asociado a la validación cruzada.

Tradicionalmente en estas aplicaciones se utiliza como parámetro de entrenamiento de la red el error asociado a la data de entrenamiento, pero el mismo algunas veces puede alcanzar valores tan bajos que prácticamente se establece una correspondencia entre la data de entrada y salida del tipo $y=f(x)$ perdiendo la red las capacidades de generalizar ante un set de datos nuevo. Con este algoritmo lo que se observa es el comportamiento de ambos errores, entrenamiento y validación cruzada, los que tienden a disminuir rápidamente y en la practica con un comportamiento muy similar. Sin embargo llega un momento en que el error asociado a la validación llega a su mínimo (que es el utilizado) y comienza a aumentar, mientras que el error asociado a la data de entrenamiento continua disminuyendo, en este momento la red comienza a ser sobre entrenada.

En la figura 41 se muestra el comportamiento inicial de la red (sin refinar) cuando se simularon más electrofacies, incluso las que no pudieron ser reproducidas. En figura se observa que el error para entrenamiento y validación permanecen separados para 100 iteraciones, interpretándose que la red no aprendió a reconocer data nueva de validación o sencillamente no hay consistencia en los datos de entrada.

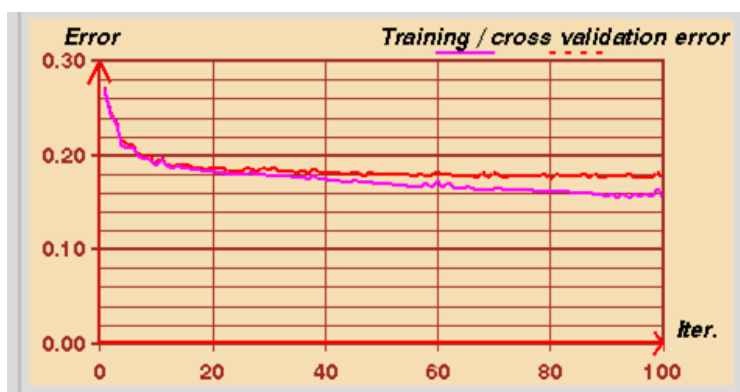


Figura 41. Error asociado al entrenamiento y validación versus Iteraciones. (Inicial).

En la figura 42 se muestra el comportamiento del modelo final de red neuronal asociado a la figura 40, donde se redimensionaron los grupos de electrofacies a ser identificados. Se observa como ambos errores se solapan con un error que desciende de manera importante en las primeras iteraciones pero con una tendencia a la estabilidad en las últimas, por lo que 100 iteraciones son suficientes para converger a una solución aceptable.

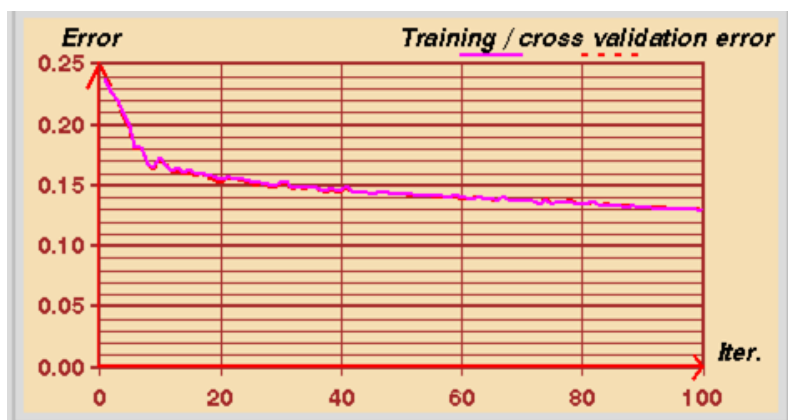


Figura 42. Error asociado al entrenamiento y validación versus Iteraciones (Final).

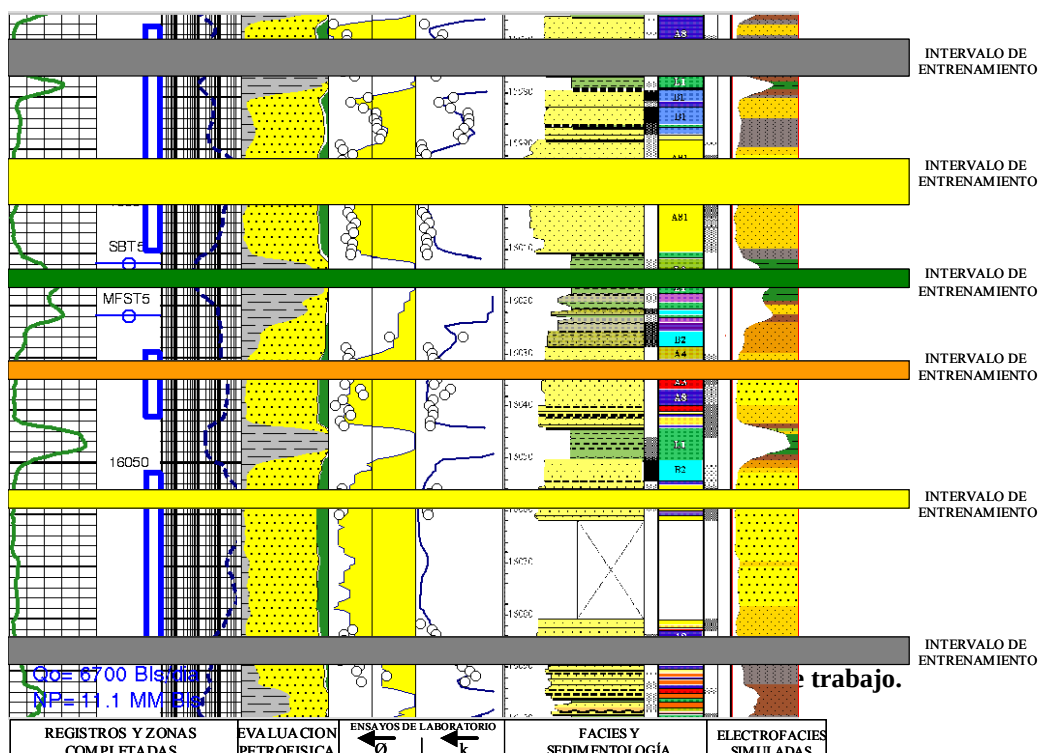
En cada intervalo donde se simulaban las electrofacies de manera continua se validaron, pozo a pozo, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Distribución de propiedades petrofísicas y litológicas medidas en todos los pozos con núcleo en función de grupos de electrofacies identificadas.
- Cotejo del modelo de electrofacies con cualquier otro tipo de información disponible, registros de Imágenes y Resonancia Magnética, en pozos sin núcleo.
- Análisis cualitativo del comportamiento de producción de todo el campo, relacionado a los grupos de electrofacies identificadas por pozo.

En la figura 43 se representa esquemáticamente la metodología de trabajo, donde se revisa toda la información disponible, de registros, núcleo y producción. Los pozos donde se define el modelo tienen que disponer de información de núcleo, ripios o al menos algún estimado de propiedades petrofísicas.

Una vez desplegada toda la información los pasos a seguir son: Se analiza el comportamiento de los registros (en cuanto a calidad y características), y la producción reportada de los intervalos (pistas 1, 2 y 3). Se chequea si hay consistencia con la evaluación petrofísica (pista 4). Los análisis de laboratorio disponibles son puestos en profundidad, para el ejemplo, porosidad y permeabilidad (pistas 5 y 6), deben ser consistentes con la petrofísica y la vez con la descripción sedimentológica y facies interpretadas (pista 7). Del análisis de toda la información en conjunto, el analista comienza a crear grupos o intervalos de entrenamiento, asignando a los mismos diferentes niveles de calidad como roca productora, para ser reproducidos de manera continúa en todo el yacimiento (pista 8).

Al trabajar con varios núcleos el analista puede identificar si los grupos se reproducen de una manera lógica en diferentes áreas, y se determina si el modelo representa adecuadamente todo el yacimiento. Si este no es el caso, el analista redefine los intervalos y grupos de entrenamiento hasta llegar a una solución satisfactoria. Como el modelo se va a extrapolar a todo el campo, el modelo se valida de nuevo, en los demás pozos sin núcleo, con la información disponible en cada pozo (registros especiales, producción, etc.).



3.7 - GENERACIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS DE PROPIEDADES MECÁNICAS CON LÓGICA DIFUSA.

Como se mencionó anteriormente la utilidad de los algoritmos de lógica difusa en el siguiente trabajo es que permite incorporar variables que tienen que ver con el conocimiento y características generales de las facies identificadas en cada yacimiento.

Para visualizar esto se van a mostrar algunas situaciones:

- 1) En facies que se encuentren fuertemente cementadas se debe esperar altos valores de UCS y Φ , ya que la cementación con minerales como carbonatos tiende a aumentar drásticamente la resistencia mecánica de la roca (Marion y Lizba, 2000).
- 2) En facies con propiedades petrofísicas marginales podemos encontrar porosidades y permeabilidades bajas, y se pueden esperar también altos UCS y Φ . Esto es debido a que en rocas muy “apretadas” ocurre una reducción importante del espacio poral y como consecuencia una hay mayor proporción de granos y cementos que aumentan la capacidad de la roca para soportar carga mecánica.
- 3) En facies arcillosas y debido al grado de ductilidad que presentan se deben esperar bajos valores de UCS y Φ , siempre y cuando las condiciones de profundidad, presión y temperatura en el yacimiento, no sean extremas (Horsrud, 2001).

Una vez las funciones de membresía son definidas para el conjunto de data de entrada y de salida se procede a la construcción del sistema de inferencia de lógica difusa, que consiste simplemente en identificar las reglas que debe aprender el sistema para llegar a una solución.

Como uno de los objetivos del proyecto es la estimación de propiedades mecánicas utilizado como herramienta de extrapolación registros de pozos, el conocimiento a priori al menos de las tendencias en el comportamiento de las Facies/Electrofacies se podría formular de la siguiente manera:

If (Electrofacies son arenas apretadas) and (DT es bajo) and (RHOB es alto) and (GR es bajo) and (Neutrón es bajo) then (UCS es alto)

If (Electrofacies son no consolidadas) and (DT es alto) and (RHOB es bajo) and (GR es bajo) and (Neutrón es alto) then (UCS es bajo)

If (Electrofacies son calizas) and (DT es bajo) and (RHOB es alto) and (GR es bajo) and (Neutrón es bajo) then (UCS es alto)

If (Electrofacies son arenas porosas) and (DT es medio) and (RHOB es medio) and (GR es bajo) and (Neutrón es medio) then (UCS es medio)

If (Electrofacies son arcillas) and (DT es alto) and (RHOB es bajo) and (GR es alto) and (Neutrón es alto) then (UCS es bajo)

If (Electrofacies son arcillas apretadas) and (DT es bajo) and (RHOB es bajo) and (GR es alto) and (Neutrón es alto) then (UCS es bajo).....

Y así sucesivamente se fue generando el sistema de inferencia del UCS y de cualquier propiedad mecánica de los yacimientos. Este sistema garantiza una estimación coherente de las mismas, recordemos que en los estudios integrados de yacimientos casi no hay interés en realizar mediciones mecánicas, razones de tiempo y dinero, resultando muy difícil caracterizar mecánicamente todas las facies o unidades de roca en el núcleo. Caso contrario ocurre en la petrofísica donde si hay de mayor disposición de muestras y ensayos, donde son mejor conocidas las relaciones entre porosidad y permeabilidad. Sin embargo, a partir del conocimiento geológico, petrofísico y geomecánico se puede acotar hacia que dirección se van a mover la estimación de las propiedades mecánicas.

El mero conocimiento o inferencia de las facies del núcleo estimadas en registros (electrofacies), las cuales si están suficientemente caracterizadas (ya que esta es la información mas abundante y predecible del yacimiento) permite utilizando lógica difusa condicionar la estimación de las propiedades mecánicas. La clasificación de una facies de núcleo, permitiría (en el peor de los casos) saber si se trata al menos de una roca rígida, frágil, no consolidada, y nos puede dar una idea al menos cualitativa de su competencia mecánica. De esta manera el sistema representa adecuadamente la variabilidad de propiedades mecánicas, petrofísicas y sedimentológicas del yacimiento.

Si se hubieran utilizado redes neuronales solamente (muy usadas en aplicaciones petrofísicas), en facies sin caracterización geomecánica del núcleo, las redes buscarían la mejor estimación matemática, pero esta solución se podría mover en cualquier dirección, hacia valores muy extremos porque sencillamente no reconocen un patrón nuevo, o en data donde no fueron entrenadas.

La utilización de lógica difusa permite en este caso la correcta integración de datos de diferentes disciplinas y es la razón por la cual su creciente demanda en la caracterización de yacimientos.

En el siguiente grafico se representa el condicionamiento de las propiedades mecánicas a partir de las electrofacies inferidas del núcleo y la correcta interrelación entre todas las propiedades.

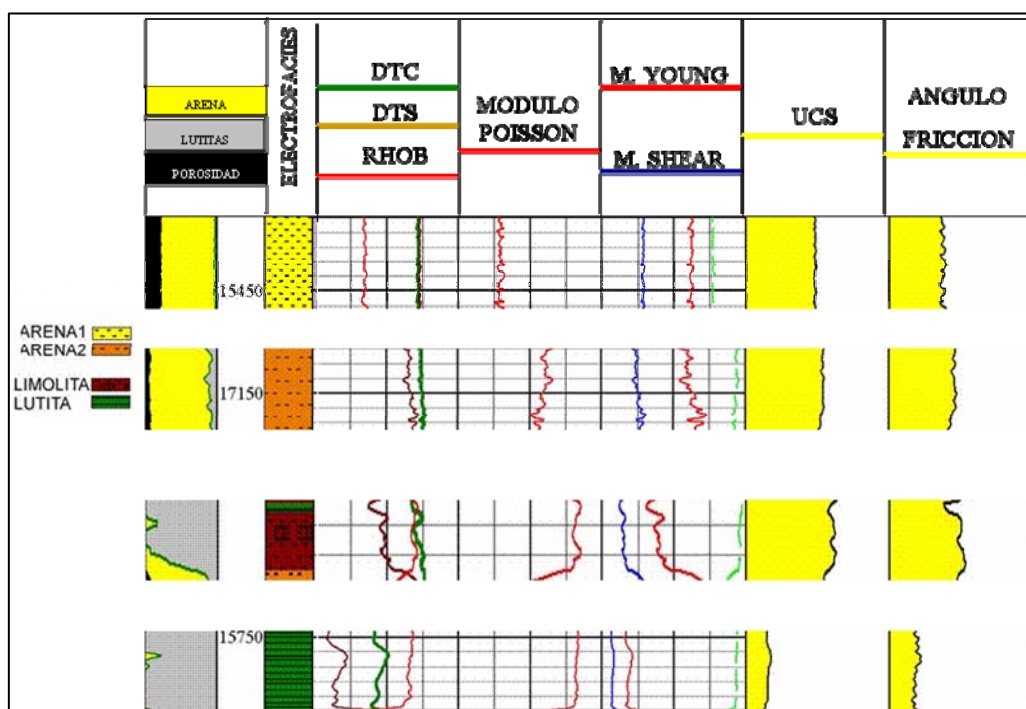


Figura 44. Propiedades mecánicas estimadas en función de las propiedades del yacimiento.

3.8 - METODOLOGIA PARA LA EVALUACION DE UN MODELO DE ESTABILIDAD DE HOYO.

3.8.1 Criterios de falla de la roca.

Para que se entienda suficientemente la importancia de herramienta RSD se muestra la siguiente ecuación, tomada de Chang, 2004:

$$\sigma_1 = UCS + \sigma_3 \tan^2(45 + \Phi/2) \quad (39)$$

Donde:

UCS: Unconfined Compressive Strength (Psi)

Φ : Angulo de Fricción Interna del material (grados).

σ_1 : Esfuerzo principal máximo (Psi)

σ_3 : Esfuerzo Normal (Psi).

La ecuación anterior es el criterio o envolvente de falla Mohr-Coulomb, M-C (utilizado en el presente trabajo), mostrado anteriormente para dos dimensiones, utilizado para modelar el estado de esfuerzos en el yacimiento básicamente en función del UCS y Φ .

3.8.2 Evaluación geomecánica de estabilidad de hoyo.

Como se explico antes, para la realización del modelo mecánico-estratigráfico propuesto en el presente proyecto, fue necesario calcular para cada de uno de los yacimientos las siguientes propiedades petrofísicas, módulos elásticos y propiedades mecánicas

Petrofísicas: SW, SO, PHI, PHIE, VSH, VARENA, VCARBONATO.

Mecánicas: G, ν , E, Kb, Biot, UCS, Φ , Co.

Geológicas: Electrofacies y/o clasificación tipos de rocas.

3.8.3 Esfuerzos en sitio.

Los esfuerzos en sitio de un yacimiento se encuentran inicialmente en equilibrio, pero si por alguna razón las fuerzas cambian o se distorsiona ese equilibrio, tendrá lugar una corrección natural en el entorno para restaurar la estabilidad. Los factores que controlan el fallamiento mecánico de la roca, son aquellos inherentes a la resistencia mecánica de la

roca, al estado de esfuerzo regional y al nuevo régimen de esfuerzos introducido en los pozos durante la perforación y producción.

Los esfuerzos en el yacimiento pueden representarse en tres direcciones principales, verticalmente por sobrecarga de los sedimentos (σ_v) y horizontalmente en dos direcciones ortogonales entre sí. Estos dos esfuerzos horizontales generalmente no son iguales y por convención el máximo y mínimo esfuerzo se denota con σ_H y σ_h respectivamente. (Poquioma y Santana, 2002).

Para compensar este desequilibrio producto de la perforación del pozo se utiliza la presión hidrostática, con la cual se trata de equilibrar los esfuerzos ejercidos desde el yacimiento hacia el pozo. Dado que la presión del fluido de perforación es uniforme en todas las direcciones, no es posible balancear completamente los esfuerzos y en consecuencia, la roca alrededor del pozo se distorsiona y puede fallar si la redistribución de esfuerzos excede su resistencia (figura 45) (Poquioma y Santana, 2002)

Alternativamente, la formación puede fallar por los esfuerzos de tensión y compresión. Los esfuerzos de tensión dan lugar a un mecanismo de falla que ocurre cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo excede la resistencia de la roca, esto provoca fracturas a lo largo de un plano perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo en sitio, produciendo elongaciones, lo que puede venir acompañado de una pérdida de circulación. (Poquioma y Santana, 2002).

Uno de los criterios en la escogencia de los pozos fue el emplear localizaciones que se encontraran mas alejados de las fallas, tomando como punto de partida a los pozos que se encontraran cercanos al centro del área. Aunque se esta conciente que las fallas afectan principalmente la dirección de los esfuerzos máximos y mínimos que se estudian con los Breakouts, para efectos de comparación entre los tres yacimientos se tratar de eliminar cualquier otro efecto de carácter muy local que pudiera alterar las comparaciones y ver como se comporta cada una de las litologías.

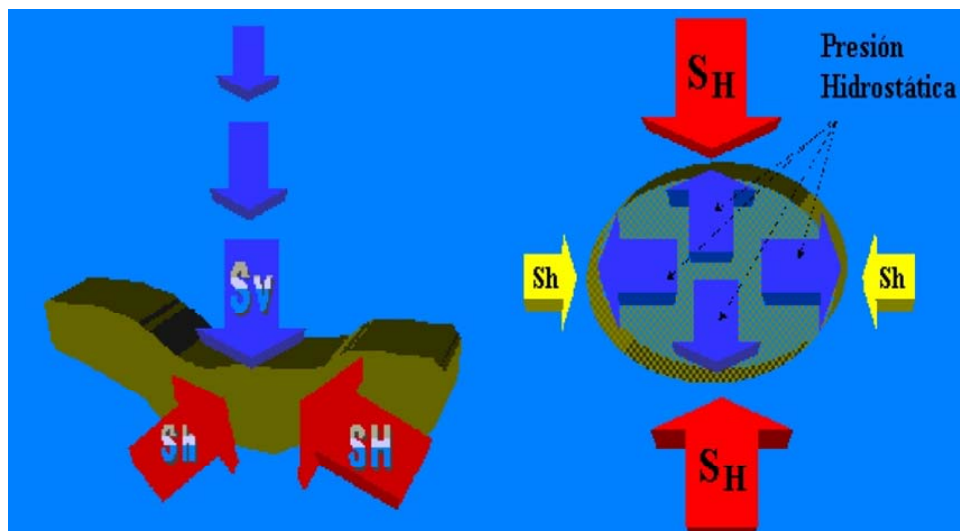


Figura 45. Representación del estado de esfuerzos en el pozo. Tomado de Poquioma y Santana, 2002.

Para simplicidad de los cálculos, se supuso que las tres componentes principales del tensor de esfuerzos coinciden con la dirección vertical y las direcciones horizontales, también se supone que las deformaciones en las direcciones horizontales a cualquier profundidad son iguales a cero:

$$\varepsilon_x(z) = \varepsilon_y(z) = 0. \text{ (Ruiz, 2006)}$$

3.8.4 Esfuerzos verticales.

Presión de Poro: Es la presión que ejercen los fluidos dentro del espacio poroso. Bajo condiciones normales es igual a la presión hidrostática que ejercen los fluidos. Se asume para condiciones hidrostáticas un gradiente de 0.432 Psi/pie. (Ruiz, 2006).

En condiciones diferentes se dice que la formación tiene presiones anormales (zona de lutitas sobrepresurizadas o una arena depletadas). Esto es de vital importancia para la estimación de los esfuerzos horizontales en el Yacimiento. P_p , σ_v , Presión de Sobrecarga son afectados por el nivel de depletación del yacimiento. P_p se obtiene generalmente de un MDT, Modular Formation Dynamics Tester, donde se aísla una sección del pozo y un dispositivo mide la presión en las paredes del mismo. Sin embargo, debido a la ausencia de mediciones se aproxima a la presión hidrostática con la siguiente formula para cualquier profundidad (z) en pies (Ruiz, 2006):

$$Ph(z) = P(z = 0) + (\Delta p * Z) \quad (40)$$

La cual se puede reescribir como:

$$Ph(z) = 14.69 \text{ PSI} + (0.432 \text{ Psi / pie} * Z) \quad (41)$$

Para $P(z=0)$ se utiliza el valor de la presión atmosférica, 14.7 Psi.

Presión litostática o de sobrecarga: Que para los efectos prácticos se utiliza como σ_v , obtenido a partir de la integración del registro densidad, RHOB, en función de la profundidad (z) (Ruiz, 2006). En algunos casos, donde formaciones someras no son registradas es necesario hacer una extrapolación (lineal, exponencial, etc.) del registro RHOB para obtener σ_v .

Esta aproximación tiene sentido físico ya que en este registro se puede observar como va aumentando la densidad de formación con profundidad, producto del aumento de la presión de sobrecarga o peso de la columna litostática. Utilizando el gradiente de presión de una columna de agua, 0.432 Psi/ft, y un factor de conversión de 0.5 para transformar la gravedad (9.8mts/seg) en unidades de esfuerzo en Psi:

$$\sigma_v(z) = g \int_0^z \rho_b(z) dz \quad (42)$$

$$\sigma_v(z) = g \sum_0^n \rho_b(z) \Delta z \quad (43)$$

$$\sigma_v(z) = 0.432 * 0.5 \sum_0^n \rho_b * z_n \quad (44)$$

σ_v = Esfuerzo Vertical.

ρ_b , registro densidad, gr/cc

Z, profundidad.(pies)

g, gravedad, 9.8 m/seg.

Orientación de los esfuerzos horizontales: Debido a que no se cuenta con suficiente información no se realizó esta parte del estudio geomecánico. Esta información

resulta fundamental para establecer las mejores condiciones de estabilidad en pozos horizontales y desviados, determinación de la orientación de las fracturas naturales y optimizar las operaciones de cañoneo orientado y fracturamiento hidráulico, entre otros. Vale la pena destacar que todos los pozos estudiados en el presente proyecto son verticales. La ausencia de esta información, no limita la comparación de competencia y comportamiento mecánico de los diferentes yacimientos evaluados y condiciones de estabilidad.

3.8.5 Esfuerzo horizontal.

Para la determinación de σ_h , se utilizan frecuentemente pruebas de fracturamiento hidráulico, Minifrac o Leak-off Test. Son pruebas a hoyo entubado, donde se aísla una sección del pozo y se presuriza bombeando un fluido de gran densidad hasta que se fractura la formación, obteniendo la presión de ruptura, “Pb”, luego se sigue bombeando por un periodo corto de tiempo para abrir una fractura pequeña (presión de propagación) y por ultimo se detiene el bombeo y se observa la curva de declinación para obtener la curva de σ_h . Por su parte, σ_H , no se calcula de manera directa sino a partir de σ_h , y dependiendo del modelo que se escoja, como por ejemplo el M-C para relacionar ambos esfuerzos (mostrado anteriormente).

Para ninguno de los yacimientos evaluados se disponía de la información mencionada por lo que se tuvo que trabajar con un modelo mecánico sencillo, ya que no es posible a partir sólo de registros de pozo, obtener suficientes datos como para estimar las magnitudes de los dos esfuerzos horizontales, σ_H y σ_h independientemente (Ruiz, 2006).

Lo que se hizo fue utilizar un modelo donde se suponen iguales en magnitud, también se supone que las deformaciones horizontales en las paredes del pozo, a cualquier profundidad, son iguales a cero. Obteniendo la relación de Turcotte y Schubert (Ruiz, 2006). Para esto se debe asumir un modelo de yacimiento infinito, isotrópico y elástico, donde la única carga aplicada es la gravitacional (Ruiz, 2006).

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_V - \alpha P_p) \quad (45)$$

Donde:

σ_h : Esfuerzos Horizontal Mínimo

ν : Relación de Poisson

σ_v : Esfuerzo Vertical

α : Factor de Biot

P_p : Presión de Poro.

A pesar del margen de error que conlleva esta aproximación (La mera existencia de brakouts es indicativo de un régimen compresivo donde σ_H y σ_h son diferentes), hay que recordar que la evaluación cuantitativa del estado de esfuerzos no es el objetivo principal, y esta se puede realizar de manera muy sencilla con un simulador geomecánico. Al hacer la misma suposición para los tres yacimientos, el modelo cuantifica las diferencias en el comportamiento mecánico basado exclusivamente en las propiedades estimadas.

3.8.6 Esfuerzos efectivos.

Se utilizo el modelo propuesto por Biot:

$$\sigma_{efec} = \sigma_T - \alpha P_p \quad (46)$$

Donde:

σ_{efec} : Esfuerzos Efectivo (Mpa)

σ_T : Esfuerzo Total (Mpa)

α : Factor de Biot (adim)

P_p : Presión de Poro (Mpa)

Debido a la carencia de mediciones de α para el presente proyecto se hicieron sensibilidades con diferentes modelos matemáticos, para calcular α a partir de registros:

- a) Modelos Empíricos que relacionan α y Porosidad, como el de Krief et al, 1990:

$$\alpha = \left[1 - \frac{(1 - \phi)^3}{1 - \phi} \right] \quad (47)$$

- b) Modelos que tratan de relacionar indirectamente α con los módulos volumétricos del esqueleto, K_{esq} y de los granos, K_{sol} , que forman parte de la roca:

$$\alpha = 1 - \frac{K_{esq}}{K_{sol}} \quad (48)$$

- c) Modelos mas robustos como el que propone Ruiz 2006 que relacionan α con el cambio de volumen de poro, ΔV_p , y el cambio de volumen total, ΔV a presión de poro constante.

$$\alpha = \frac{\Delta V_p}{\Delta V} (esqueleto) \quad (49)$$

Esta ecuación se puede reescribir en función de los modulos de volumen del esqueleto de la roca, K_{dry} , y del volumen de cada mineral presente en la roca, K_o . Resultando la siguiente ecuación:

$$\alpha = 1 - \frac{K_{dry}}{K_o} \quad (50)$$

K_{dry} se puede calcular a partir de la ecuación de Gassman y K_o a partir del promedio (dependiendo del modelo) de los modulos de cada mineral.

En el apéndice se muestra en detalle el modelo propuesto por Ruiz, 2006.

Sin embargo estos modelos utilizados presentaron grandes inestabilidades y tienden a dar valores nulos en las arcillas o zonas de baja porosidad. Se decidió utilizar el modelo sugerido por (Benito y Caverio, 2002) observando resultados más estables y con una mejor correspondencia cuando se comparan α y Porosidad:

De acuerdo a los autores α se puede calcular a partir de registros por la siguiente expresión:

FACTOR DE BIOT, α

$$\alpha = 1 - \frac{C_r}{C} \quad (51)$$

Donde:

Cr: Compresibilidad de roca (matriz) (Mpa)

C: Compresibilidad total (poros+matriz) (Mpa)

ν : Relación de Poisson (adim)

Utilizando las ecuaciones de elasticidad, que permite relacionar cada modulo elástico en función de otros dos, calculamos la compresibilidad total, Cr, en función de, ν y E, que fueron calculados en este proyecto a partir de data de núcleo. Esto representa una disminución del error acumulativo, se utilizo la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{Cr}{\frac{3(1-2\nu)}{E}} \quad (52)$$

Donde:

Cr: Compresibilidad de roca (matriz) (Mpa)

C: Compresibilidad total (poros+matriz) (Mpa)

ν : Relación de Poisson (adim)

E: Módulo de Young (Mpa)

Para el calculo de la compresibilidad de la roca, Cr, conociendo la composición mineralógica de pie a pie, y asumiendo las compresibilidades, K, de los componentes minerales mayoritarios iguales a los de sus litologias correspondientes: (1) Cuarzo como areniscas, (2) Calcita como Carbonatos, (3) Arcillas como lutitas, es posible calcular la compresibilidad de la mezcla litológica ya que de la evaluación petrofísica pie a pie se obtienen la fracción de cada litología, arenisca, carbonatos, lutitas, etc. Esta composicion litológica se multiplica por los valores teóricos de compresibilidades (ver tabla 8).

Tabla 8 Compresibilidad teórica en Mpa.

Cuarzo	5.51
Calcita	10.4
Feldespatos	11.02
Arcilla	3.06
Mica	9

Conociendo la composición mineralógica de la muestra a partir de la petrofísica, y K de los diferentes minerales constituyentes, tabla 8, es posible calcular Cr aplicando el método de Reuss-Voigt-Hill.

Reuss, consideró que los esfuerzos se distribuyen uniformemente en la masa de la roca, y expresó la compresibilidad (Cr) como:

$$Cr[Reuss] = \sum x_i \cdot K_i \quad (53)$$

Voigt, por su parte, consideró que son las deformaciones las que se distribuyen uniformemente en la masa de la roca, por lo que la compresibilidad debería expresarse como:

$$Cr[Voigt]^{-1} = \sum [x_i \cdot K_i]^{-1} \quad (54)$$

Donde:

Cr: Compresibilidad de la matriz

x_i : Concentración teórica del mineral i

K_i : Módulo bulk del mineral i

Posteriormente, Hill probó que los valores de Reuss y Voigt eran los límites superior e inferior de la compresibilidad de la roca; luego promediando ambos obtuvo un resultado más representativo de las propiedades del medio.

3.8.7 Cálculo de la ventana del peso del lodo de perforación.

Una de las aplicaciones mas directas de las propiedades estudiadas en el presente proyecto es en la identificación de la los pesos de lodo de perforación o ventana operacional segura, ver figura 46.

La falla por cizalla ocurre cuando la presión ejercida por el lodo contra la formación es inferior a la necesaria para prevenir la formación de breakouts, Ruiz, 2006, (los cuales están orientados en la dirección de σ_h). Ver figura 46.

El peso de lodo máximo para una perforación segura es obtenido por el gradiente de fractura al realizar las pruebas de pozos antes mencionadas, Ruiz, 2006. La presión ejercida por el lodo (que en el pozo se manifiesta como radial), es superior a la suma de la resistencia a la tensión de la formación y al esfuerzo tangencial (ejercido en las paredes del pozo producto del esfuerzo regional).

A pesar de que teóricamente la ventana de peso de lodo segura se encuentra en el rango de la presión de brakouts y la de fractura hay que establecer adicionalmente un margen de seguridad debido a que la densidad del lodo que perfora la formación es siempre mayor al formulado en superficie, en el fondo del pozo el lodo se combina con los ripios de perforación. En perforaciones de pozos es necesario convertir el peso del lodo formulado en superficie a un peso de lodo equivalente o de circulación a condiciones de yacimiento.

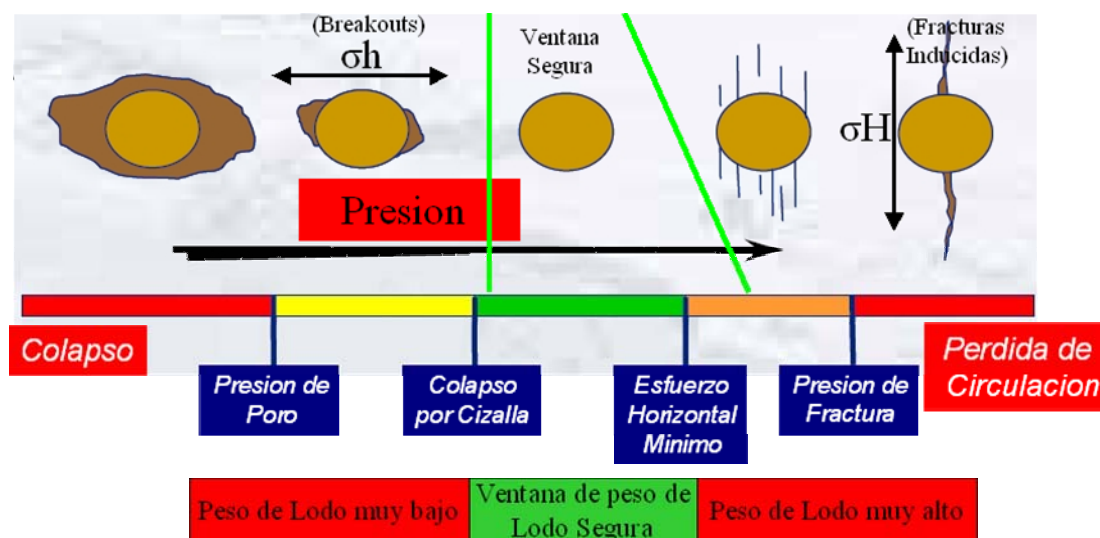


Figura 46. Pesos de lodo durante la perforación de pozos.

En el presente trabajo no se cuenta con el detalle de los pesos de lodo ni pesos de lodo corregidos por lo que se trabajara exclusivamente para establecer la ventana operacional en base a dos límites:

a) El límite superior es la presión que causa la falla de tensión.

b) El límite inferior es la presión de confinamiento previene las fallas de cizalla.

En nuestro caso se tomara solo el colapso por cizalla, observado mayoritariamente en los yacimientos evaluados. No se tiene conocimiento de la presencia de arcillas como la montmorillonita y esmectita en el yacimiento que tienden a fallar por deformación plástica.

Igualmente el criterio utilizado en este estudio para caracterizar las fallas y calcular las presiones para la estabilidad de hoyo es el de M-C, mencionado anteriormente, aproximación lineal que relaciona la resistencia de la roca con los esfuerzos y el ángulo de fractura. Se obtienen entonces relaciones que representan las presiones según el modelo mecánico considerado, si se habla de colapso por cizalla, deformación plástica o fracturamiento.

Los modelos utilizados son los siguientes:

3.8.7.1 Colapso por cizalla.

Tiene lugar en un régimen compresivo con esfuerzos horizontales ortogonales, σ_H y σ_h , muy diferentes que tratan de forzar los granos a estar juntos. La falla por cizalla ocurre cuando el esfuerzo tangencial ejercido sobre las paredes del pozo es el máximo (producto del esfuerzo regional) y el esfuerzo radial que ejerce el peso del lodo es el mínimo. Los dos esfuerzos actúan en el plano horizontal originando los derrumbes orientados con σ_h o Breakouts.

Al suponer estabilidad se obtiene la relación para prevenir el colapso por cizalla se puede representar la presión y el peso de lodo para el colapso por cizalla con la siguiente ecuación (Ruiz, 2006):

$$PWs = \frac{3\sigma H' \max - \sigma H' \min - UCS}{\frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi}} + Pp \quad (55)$$

$$pws = \frac{PWs(z)}{0.052Z} \quad (56)$$

Donde:

PWs: Presion para colapso por cizalla (Psi)

pws: peso de lodo para colapso por cizalla (gal)

$\sigma H' \max$: Esfuerzo Horizontal Máximo Efectivo (Psi)

$\sigma H' \min$: Esfuerzo Horizontal Minimo Efectivo (Psi)

UCS: Unconfined Compressive Stress (Psi)

Φ : Angulo de Fricción Interna (grados)

Pp: Presion de Poro (Psi)

3.8.7.2 Fracturamiento.

Ocurre bajo un único esfuerzo de tensión, que en este caso trata de separar los granos por un exceso de peso de lodo. Puede ocurrir bajo dos escenarios:

- a) Fracturas verticales: Cuando el peso de lodo es el que ejerce el esfuerzo tangencial que excede el esfuerzo de tensión de la formación, muy usado en el fracturamiento hidráulico.
- b) El esfuerzo axial generado por el alto peso de lodo excede el esfuerzo de tensión de la formación, en este caso la fractura es horizontal.

El esfuerzo necesario para iniciar una fractura en las paredes del pozo, llamado breakdown pressure, se puede calcular por la siguiente ecuación, Ruiz, 2006:

$$Pbd = 3\sigma h - \sigma H + T - \alpha Pp \quad (57)$$

$$pbd = \frac{Pbd(z)}{0.052Z} \quad (58)$$

Pbd: Presion para fracturar la formación (Psi)

pbd: peso de lodo para fracturar la formación (gal)

σ_H : Esfuerzo Horizontal Máximo (Psi)

σ_h : Esfuerzo Horizontal Mínimo (Psi)

α : Factor de Biot (Adim)

T: Cohesión, (psi) usualmente estimada como una fracción del UCS (UCS/12)

CAPITULO IV

RESULTADOS

4.1 - MEDICIONES RSD.

Se obtuvo el UCS y Φ por tecnología RSD para los tres yacimientos. En el apéndice se encuentran los registros a escala de pulgadas de los valores medidos.

Adicionalmente para cada uno de los yacimientos se utilizaron mediciones preexistentes de compresión uniaxial para la determinación de los parámetros elásticos de la roca, E, ν , parámetros necesarios en conjunto con las mediciones RSD para caracterizar la envolvente de falla de la roca y evaluación geomecánica.

4.1.1 En el yacimiento del Norte de Monagas, núcleos del pozo D y pozo E, se analizaron los intervalos de núcleo:

Tabla 9. Profundidades de los núcleos medidos con RSD, Norte de Monagas.

POZO D prof (pies)		POZO E prof (pies)	
17051	17054	15000	15003
17092	17095	15003	15006
17118	17121	15018	15021
17243	17246	15163	15166
		15166	15169
		15666	15669

Los valores obtenidos a través de los análisis se encuentran dentro de los siguientes rangos.

Tabla 10. Promedio de propiedades medidas con RSD pozos D y E.

	UCS Prom.(Lpc)	UCS máx.(Lpc)	UCS mín. (Lpc)	Φ Prom.	Φ máx.	Φ mín.
Pozo D	13168	16423	5168	27.8°	34.6°	18.3 °
Pozo E	8431	15376	5051	20.5°	29.0°	10.5°

Un ejemplo de los registros de propiedades mecánicas obtenidos a la escala de medición de la herramienta RSD (mm), se muestra a continuación para los mismos pozos.

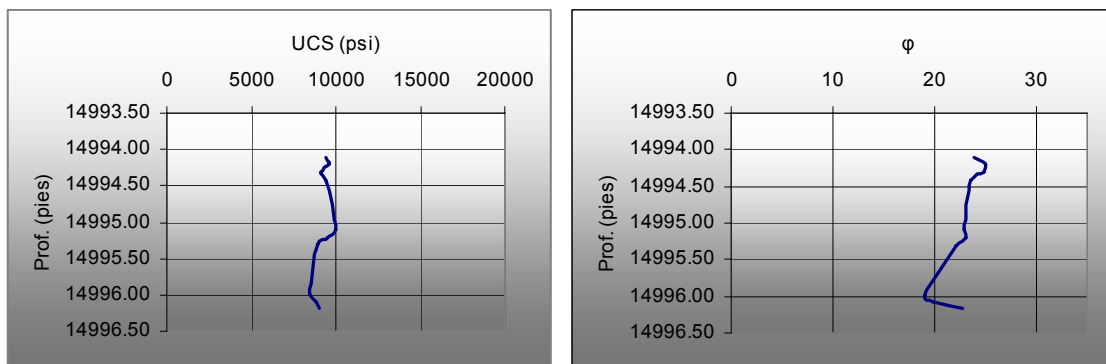


Figura 47. Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD, pozo E.

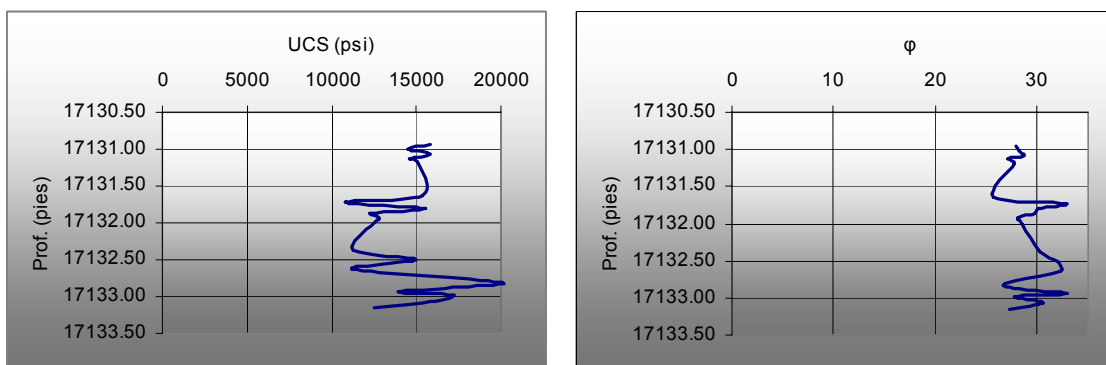


Figura 48. Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD, pozo D.

En los dos gráficos anteriores se puede demostrar la diferencia entre las propiedades mecánicas de ambos pozos, el pozo más profundo (pozo D), como es de esperarse, las propiedades mecánicas son mayores o aumenta la resistencia mecánica de la roca, y esto es una consecuencia de la reducción de porosidad y degradación de las facies, como se demostrará más adelante.

En la siguiente figura se muestran completos los pozos D y E, en conjunto con otros pozos del Norte de Monagas que solamente fueron medidos por tecnología RSD, pero no fueron incorporados desde el punto de vista del análisis de registros para el presente trabajo. Se puede apreciar en una escala mayor y más cualitativa el cambio de propiedades mecánicas con profundidad.



Figura 49. Aumento de propiedades mecánicas con profundidad en el Norte de Monagas.

Otro cambio notorio fue el de porosidad en el área de estudio, donde las formaciones de interés están a mayores profundidades y atraviesan una columna más amplia de sedimentos. Se observa un patrón de reducción de porosidad con profundidad, lo cual es de esperarse los yacimientos mas importantes de la Formación Naricual, la estructura buza al sur: en el norte está a una profundidad promedio de 14200 pies mientras que hacia el sur está a 17000 pies.

Otro aspecto interesante fue la mayor compactación en las lutitas por lo que a nivel de registros se llegaron a observar densidades de 2.68 gr/cc (mayor aun que la densidad de arenisca). Estas litologías por su baja resistencia mecánica (mayor ductilidad), se reacomodan e incluso puede ocurrir una deshidratación parcial por efecto de la carga litostática a profundidades mayores a 15000 pies (según las observaciones para este yacimiento).

Estas reducciones de porosidad con profundidad tienen especial connotación con referente al modelo de propiedades geomecánicas, se espera también una degradación de propiedades con profundidad y un aumento del UCS, como la observada en la figura anterior.

En la siguiente figura se muestran en conjunto como va disminuyendo la porosidad de diferentes pozos del área, mientras que simultáneamente aumenta la resistencia mecánica de la roca. Se observa también el recuadro izquierdo cómo las electrofacies de mejor calidad (amarillas) van degradando a electrofacies de menor calidad y más

“apretadas” (naranja y marrón) con profundidad, lo cual es consistente con el cambio en sus propiedades mecánicas y porosidades.

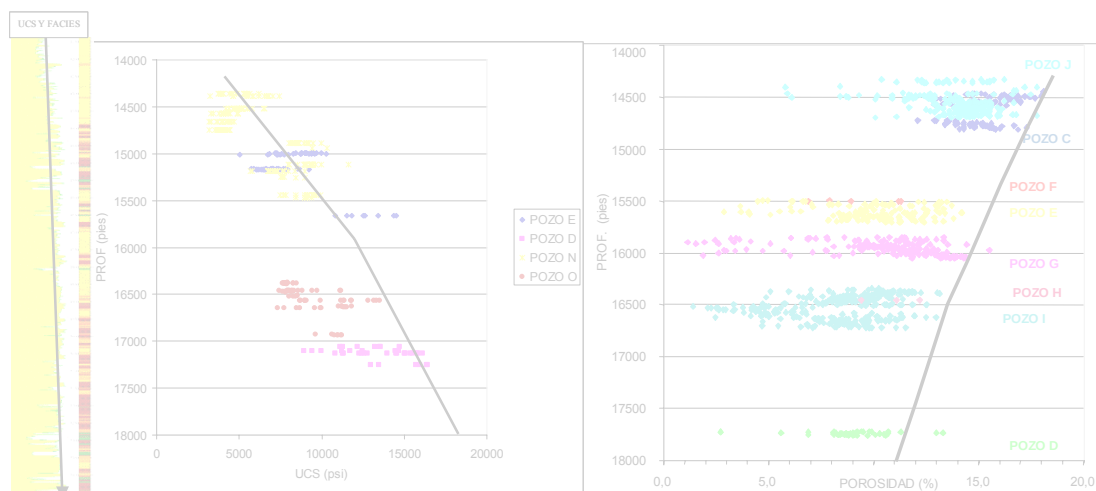


Figura 50 Reducción de porosidad y aumento del UCS en función de profundidad en el campo Carito.

En las siguientes figuras se muestra un ejemplo de cómo al utilizar diferentes mediciones se le puede encontrar un mayor sentido a las correlaciones entre propiedades mecánicas, lo cual siempre ha representado un problema ante la escasez de data de esta categoría. Las medidas realizadas en el laboratorio de densidad de grano, por ejemplo, generalmente realizadas a priori antes de mediciones de porosidad (método de la pesada), o para los mismos ensayos geomecánicos, sin ninguna otra utilidad aparente, en este trabajo pueden ser utilizadas de dos maneras:

- 1) Para la calibración del registro RHOB y mejorar las estimaciones de porosidad a partir del registro, como se mostrará más adelante.
- 2) Para mejorar las correlaciones de propiedades mecánicas como se muestra en la siguiente figura.

La densidad de la formación va aumentando con profundidad como consecuencia de los mismos factores que alteran la porosidad y la resistencia mecánica de la roca, teniendo esto en mente se podría utilizar este parámetro para buscar mejores correlaciones entre las propiedades.

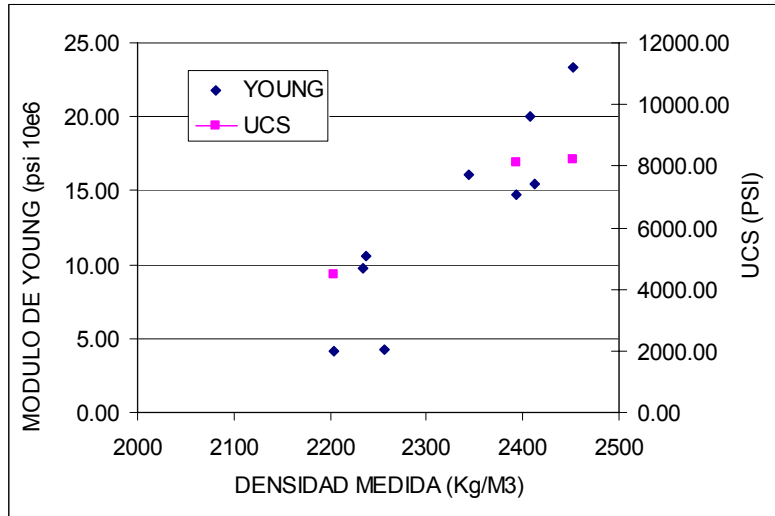


Figura 51. Mediciones de E en función de las mediciones de densidad, pozos D, E, P y Q

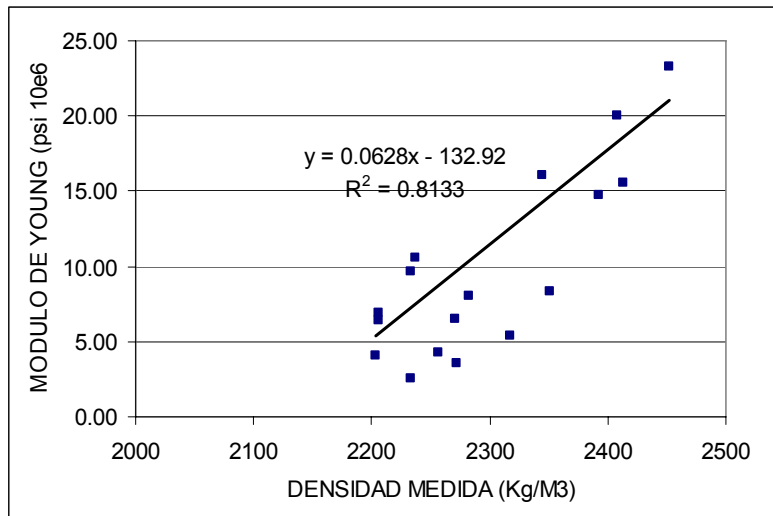


Figura 52. Propiedades mecánicas en función de las mediciones de densidad, pozos D y E.

De toda la revisión bibliográfica encontrada en la literatura no se encontró una correlación entre la densidad de la roca y sus propiedades mecánicas. Los preliminares presentados anteriormente pudieran dar “luces” a cerca de nuevos parámetros a tomar en cuenta para la estimación de propiedades mecánicas, vía regresiones matemáticas tradicionales.

4.1.2 En el yacimiento de Carbonatos, núcleo de pozo M, se analizaron los intervalos de núcleo:

Tabla 11. Profundidades de los Núcleos medidos con RSD, yacimiento de carbonatos.

POZO M prof (pies)	
10468	10471
10519	10522
10871	10874
10989	10992
11032	11035
11044	11047
11151	11154
11438	11441
11524	11527

Los valores obtenidos a través de los análisis se encuentran dentro de los siguientes rangos:

Tabla 12. Promedio de propiedades medidas con RSD pozo M.

	UCS prom.(Lpc)	UCS máx.Lpc)	UCS mín. (Lpc)	Φ Prom.	Φ máx.	Φ mín.
C276	11954.08	16269.77	8011.49	36.41 °	43.78 °	31.90°

Para el yacimiento de carbonatos, se muestra para el pozo M las mediciones continuas RSD, los demás registros se encuentran en el apéndice.

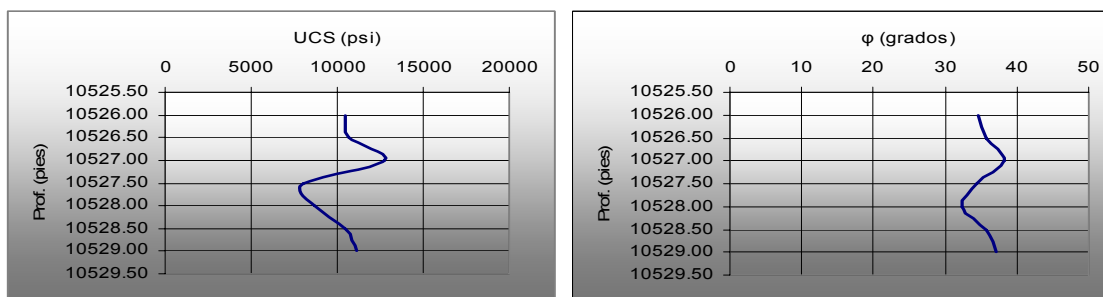


Figura 53. Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD, pozo M.

Es de hacer notar que si bien es cierto que en los carbonatos se debían esperar los mayores valores de UCS y Φ , (en este caso correspondientes al yacimiento de areniscas profundas), si se toma en cuenta la menor profundidad del yacimiento de carbonatos (10000 pies), los valores son coherentes puesto que hay menor peso de columna litostática, presión de sobrecarga y efectos en la reducción y compactación del espacio poroso. También hay que tomar en cuenta que la composición química de estos carbonatos es mayoritariamente mineral de calcita, encontrándose la dolomita ausente, el cual es un mineral de mayor densidad (2.87 gr/cc para la dolomita versus 2.71 gr/cc para la calcita), que aumenta sustancialmente la rigidez de la roca. Este hecho fue verificado con los valores de densidad de grano obtenidos de laboratorio

4.1.3 En el yacimiento de areniscas no consolidadas, núcleos de pozo K y pozo L, se analizaron los intervalos de núcleo:

Tabla 13. Profundidades de los núcleos medidos con RSD, yacimiento arenas no consolidadas.

POZO K prof (pies)			POZO L prof (pies)	
5508	5511		6468	6471
5511	5514		6589	6592
5525	5528		6601	6604
5530	5533		6604	6607
5534	5537		6640	6643

Los valores obtenidos a través de los análisis se encuentran dentro de los siguientes rangos:

Tabla 14. Promedio de propiedades medidas con RSD pozos K y L.

	UCS Prom.(Lpc)	UCS máx.(Lpc)	UCS mín. (Lpc)	Φ Prom.	Φ máx.	Φ mín.
Pozo K	2556.75	7580.63	891.40	28.84 °	36.70 °	22.56°
Pozo L	2936.19	6479.54	1386.01	25.49 °	30.71 °	20.84°

A continuación se muestra para el pozo K y pozo L, las mediciones continuas RSD.

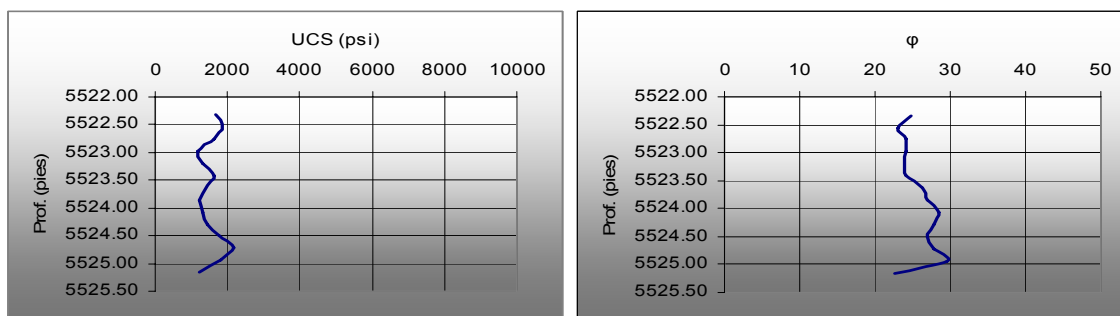


Figura 54. Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD pozo K.

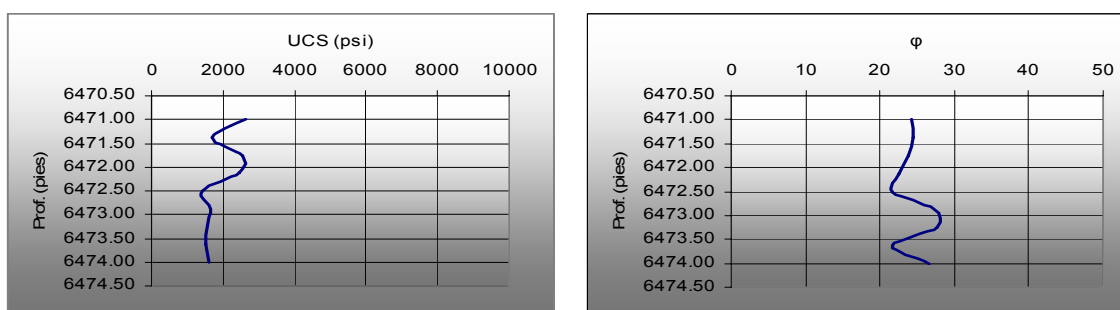


Figura 55. Registros de propiedades mecánicas obtenidos por tecnología RSD, pozo L.

En este yacimiento con una columna atravesada desde los 5000 hasta los 6000 pies aproximadamente, al igual que el yacimiento de carbonatos (10200 a 11500 pies), no es posible observar ni estudiar ninguno de los efectos en cuanto a degradación de propiedades con profundidad que se observó en el primer yacimiento.

Al estudiar los pozos K y L, no se observaron diferencias importantes, lo cual es de esperarse al tratarse de yacimientos de esta categoría, yacimientos someros, con cambios en las propiedades como consecuencia de la profundidad sin importancia. En estos yacimientos jóvenes, donde el material cementante es prácticamente el crudo, las arenas se encuentran casi disgregadas y esta falta de cementación y consolidación de los granos repercuten también en los bajos valores de propiedades mecánicas.

4.2 - MODELO DE ELECTROFACIES, PETROFÍSICA Y PROPIEDADES MECÁNICAS AREA NORTE DE MONAGAS.

Es importante destacar que la escogencia de los pozos piloto, se basa principalmente a la cantidad de información, estudios y análisis realizados, para facilitar la interacción e integración de información.

Para explicar los resultados en la metodología de análisis electrofacies se utilizará el campo del Norte de Monagas, donde se dispone de más información de núcleos, en cuanto a cantidad de núcleos descritos, diversidad de análisis convencionales y especiales, e información de producción. Otro factor determinante para la escogencia de este yacimiento es que el mismo atraviesa una columna completa de sedimentos, desde los 14000 pies hasta los 18000 pies, donde se puede reconocer los cambios de propiedades y electrofacies con profundidad.

El principal problema encontrado al hacer la equivalencia con las facies sedimentarias es la duplicidad de las respuestas en los registros de algunas, habiendo además, ciertos rasgos de las facies que no pueden ser identificados por los registros.

Dichas heterogeneidades pudieran ser identificadas en mejor grado a partir de registros especiales como resonancia magnética e imágenes, sónico bipolar, sin embargo, su utilización imposibilitaría la generalización del modelo en pozos, donde solo se disponga el set básico de registros. La premisa fue el de utilizar un set “básico” de registros que fuera común en la mayoría de los pozos. Como se explicó antes, las agrupaciones fueron relacionadas con parámetros petrofísicos y litológicos, inferidos de una manera indirecta en los registros, consecuencia de facies sedimentarias y procesos diagenéticos.

Después de un proceso de sensibilidades se encontraron en diferentes métodos de graficación, se identificaron 7 grupos interpretados con AIA. En la figura 56 se muestra la representación del análisis de electrofacies en los diferentes registros para el campo Carito, donde se identificaron 5 familias que se clasifican como areniscas, con diferentes grados de calidad de yacimiento y 2 grupos de lutitas, diferenciadas por sus rangos de densidades.

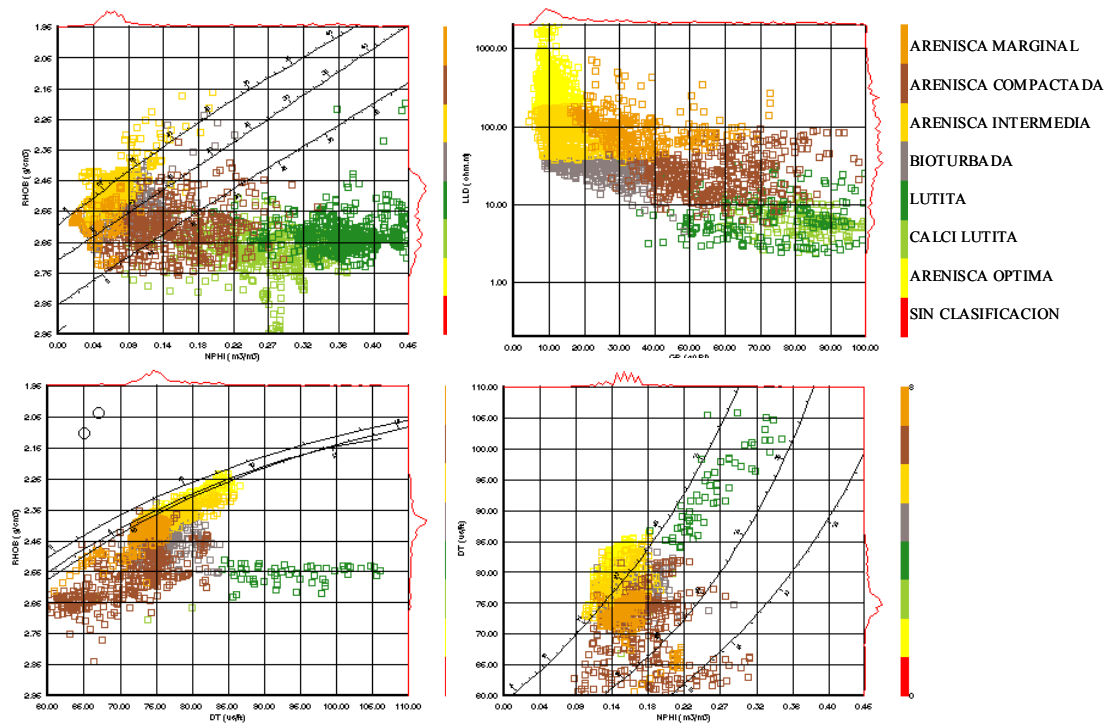


Figura 56. Representación en el espacio de los diferentes registros de las Electrofacies.

Para cada uno de los yacimientos estudiados se pudo observar un grupo característico de electrofacies, las cuales ocupan regiones bien específicas en el espacio multidimensional de los registros, lo que garantiza la validez del modelo en cuanto a la heterogeneidad representada de los yacimientos y que no existe repetición o ambigüedad de ciertas electrofacies.

4.2.1 Electrofacies encontradas.

Como un aporte adicional para el Campo Carito, se utilizó un método de graficación de coordenadas paralelas, ver figura 57, lo que permitió acotar de una manera relativamente aceptable las regiones de los grupos más importantes (en caso de que no se disponga del conocimiento en el manejo de AIA). Se programó un algoritmo para la identificación de las regiones, en función del rango de los datos para cada registro, el mismo se muestra en el apéndice. El cálculo puede ser realizado sencillamente en hojas de cálculo como Excel.

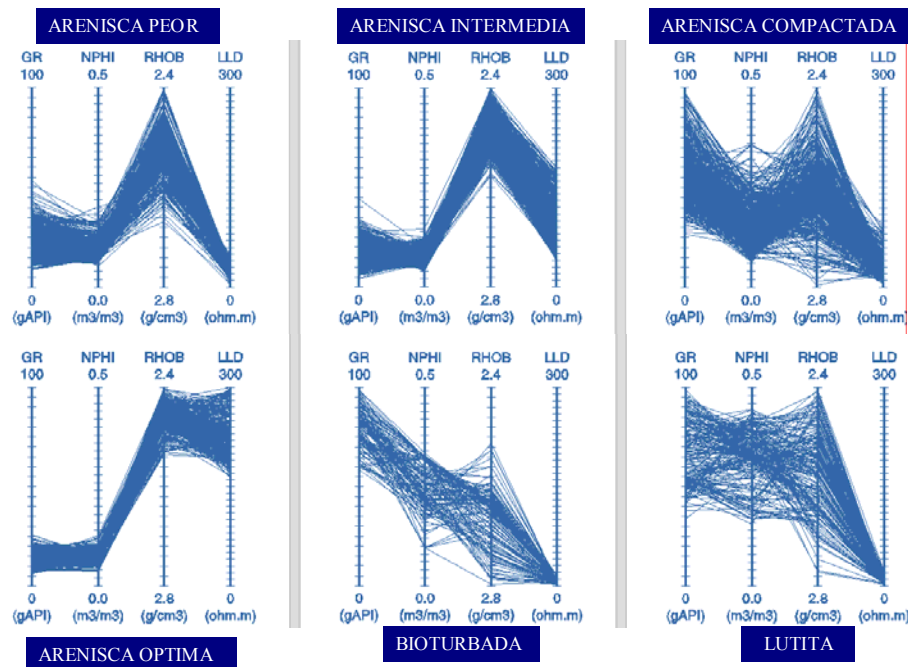


Figura 57. Representación de las electrofacies en coordenadas paralelas

4.2.2 Relaciones entre electrofacies y facies sedimentarias.

El enfoque que se le da al análisis de electrofacies propuesto en este trabajo permite la interrelación de tres elementos fundamentales con las facies del yacimiento: (1) litologías básicas del yacimiento, (2) propiedades petrofísicas y geológicas (3) mediciones de registros de pozos.

Esto tiene importantes implicaciones:

1.- El análisis debe ser basado en litologías reconocibles y específicas, no sobre la base de modelos depositacionales con un criterio interpretativo. Electrofacies basadas en función de litologías es preferido en este trabajo, el método es atractivo porque establece relaciones directas entre las propiedades, y éstas pueden ser cuantificadas repetidamente. El método de interpretación tradicional con un criterio subjetivo (ambientes depositacionales), no tiene una aplicación importante para los objetivos del presente estudio.

2.- El análisis debe permitir representar el comportamiento del yacimiento en parámetros que permitan describirlo, predecirlo y manejarlo. Debe subdividir el yacimiento en grupos de rocas que generen patrones de característicos de propiedades.

3.- Características físicas como tamaño de grano, escogimiento, contenido de arcillas, factores que controlan las propiedades del yacimiento, deben estar representadas en este análisis.

4.- El objetivo de la definición de electrofacies de yacimiento es que debe ser lo suficientemente cuantitativo y a la vez suficientemente flexible, de manera que las facies puedan ser aplicadas litológicamente y genéticamente en diferentes áreas de un mismo yacimiento.

5.- La clasificación debe ser estandarizada, de manera que permita una mejor comunicación entre los técnicos o profesionales geocientíficos.

En ejercicios preliminares se encontró que ciertas facies sedimentarias tienen respuestas similares en los registros, (lo cual es de esperarse puesto que se trata de dos escalas de trabajo, registros, en pies, versus sedimentólogo en pulgadas), otra de las razones por las que el objetivo del estudio no fue el de identificar exclusivamente facies sedimentarias. Más bien son usadas como una guía, observándolas en conjunto con las propiedades petrofísicas y litológicas que son un criterio más objetivo. En la siguiente tabla se resume la correspondencia entre electrofacies y facies sedimentarias para la Formación Naricual, adicionalmente se comparan los resultados con la clasificación en base a radio de garganta de poro estimada también a partir de registros.

Tabla 15. Relación entre electrofacies, facies sedimentarias y petrofacies.

		POZO A	POZO C
ARENA MEJOR	FACIES PREDOMINATES	A81, A8	A81, A8
	FACIES MENORES	A41, A3, A2	A71, A41
	PETROFACIES	9, 8	9
ARENA INTERMEDIA	FACIES PREDOMINATES	A81, A8, A41	A71, A41, A1
	FACIES MENORES	A7, A3, A2, A1	A2
	PETROFACIES	7, 6, 5	9, 7, 5
ARENA PEOR	FACIES PREDOMINATES	A71, A41, A1	A71, A1
	FACIES MENORES	A6, A5, A4, H	B1, A2
	PETROFACIES	7, 5, 3	5, 4, 3
BIOTURBADA	FACIES PREDOMINATES	B2, B1, H	B1, A1
	FACIES MENORES	A81, A4	A4, A2
	PETROFACIES	5, 4, 3, 2	5, 4, 3, 2
LIMOLITA	FACIES PREDOMINATES	A6, L1, L13	A6, L3
	FACIES MENORES	A2, H, P	A2, H
	PETROFACIES	3, 2, 1	3, 1
LUTITA DURA	FACIES PREDOMINATES	L2, L13, L1	L13
	FACIES MENORES	L5, P	L5, L4, HB, H
	PETROFACIES	1	2, 1
LUTITA	FACIES PREDOMINATES	L1, L2	L3, L2
	FACIES MENORES	L13	L13, HB
	PETROFACIES	1	1

Producto de la correlación entre las variables mostradas en la tabla anterior se pueden resaltar los siguientes aspectos:

La relación más notoria y casi directa fue encontrada entre granulometría, descrita en las facies sedimentarias y electrofacies. Las facies de grano grueso A81, A8, A7 son caracterizadas en las familias de electrofacies 1 o ARENISCA OPTIMA. Esto se puede observar en la figura 58, pozo A. En esta figura se puede apreciar como tanto los intervalos de entrenamiento como de estimación de las electrofacies 1 se corresponden con:

- Los intervalos de las mejores facies (A81), y las mejores porosidades y permeabilidades (tanto medidas en el núcleo como estimadas a partir de registros), canales 5 y 6.
- Hay una correspondencia también con los intervalos que fueron completados y que presentaron mayores producciones, canal 2.
- Con los mayores volúmenes de arenisca y saturaciones de petróleo (area verde), canal 4 de evaluación petrofísica.

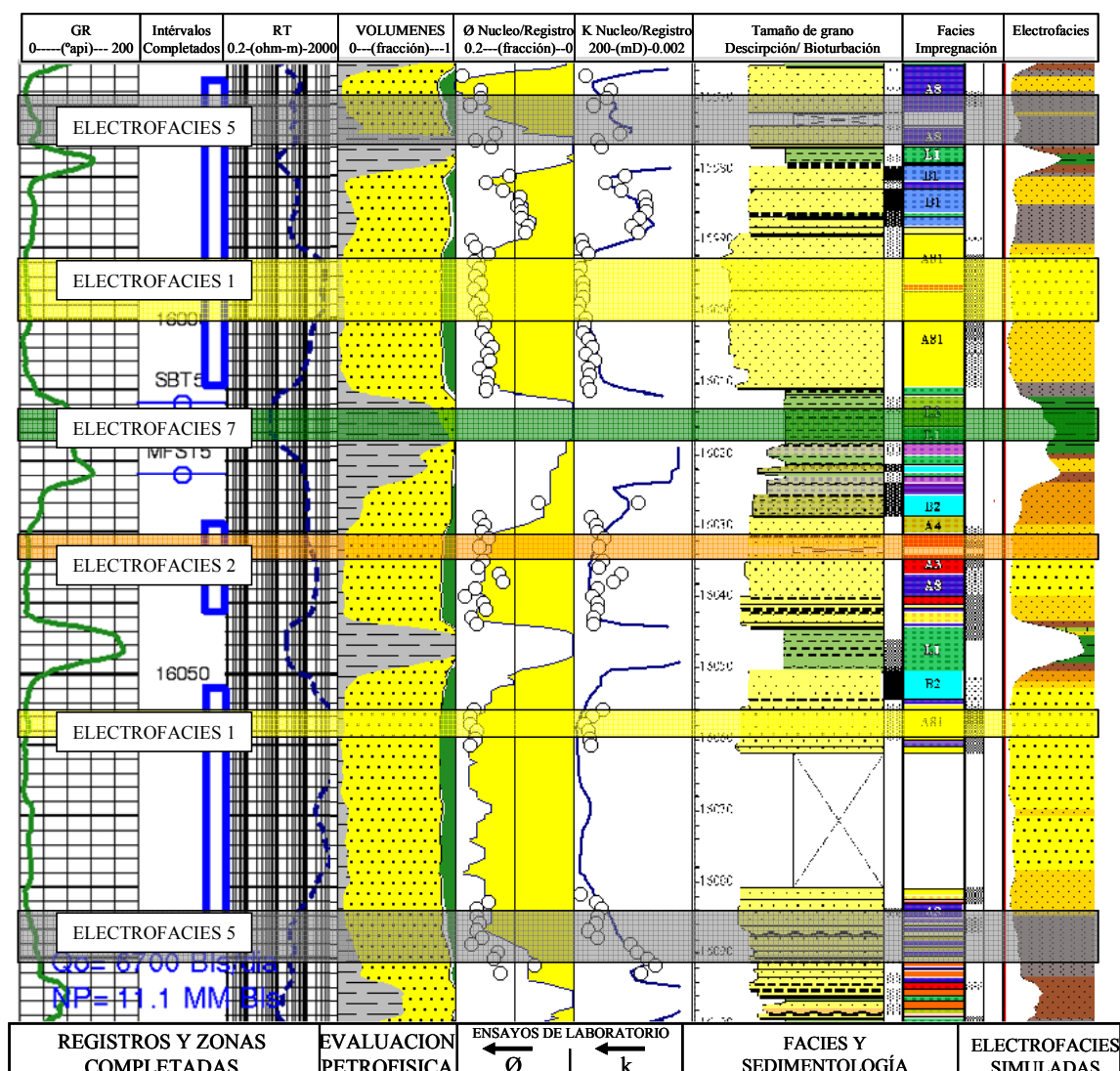


Figura 58. Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 1.

Estas correspondencias entre las zonas de de mayores porosidades y permeabilidades medidas en laboratorio y las familias de ARENISCA OPTIMA, pueden ayudar a disminuir la incertidumbre en el cálculo de las propiedades petrofísicas al agruparlas en función de electrofacies, en lugar de la tradicional correlación de permeabilidad en función de porosidad.

También se encontró una relación entre petrofacies de mayor radio de garganta de poro y las ARENISCA OPTIMA, como se mostrará más adelante.

Las mayores saturaciones de petróleo interpretadas en la petrofísica (canal 4), también se pueden verificar en el núcleo, canal 8 (facies e impregnación), verificándose la

relación entre las arenas con mayor impregnación de hidrocarburos descritas en los núcleos y las electrofacies 1 o ARENISCA OPTIMA.

La correcta discriminación de las saturaciones de fluidos, garantiza que el modelo de electrofacies generado este trabajando exclusivamente en función de las propiedades de la roca, objetivo del estudio. La clasificación realizada tiene mayor validez porque los pozos analizados están todos en la columna de petróleo, no se observan los efectos de cambios de fluidos (agua y/o gas), que alteren las medidas del registro resistividad y demás registros, pudiéndose interpretar erróneamente como un cambio de litología. Se puede afirmar que el modelo está respondiendo a características de la roca como unidad de flujo, la cual debe estar relacionada con su comportamiento mecánico, como se demostrará posteriormente.

En las siguientes figuras se puede observar algo bien significativo del análisis de electrofacies utilizando AIA, en intervalos donde no se recuperó el núcleo. En la profundidad comprendida entre 16070 y 16080 pies (figura 59), hay un tramo faltante. Sin embargo, en los registros y en la petrofísica se observa una arena bastante homogénea, porosa y saturada de crudo (altas medidas del registro resistividad), por lo que no hay razón para pensar que el núcleo no recuperado sea diferente. Todo el intervalo es clasificado como las electrofacies 1.



137

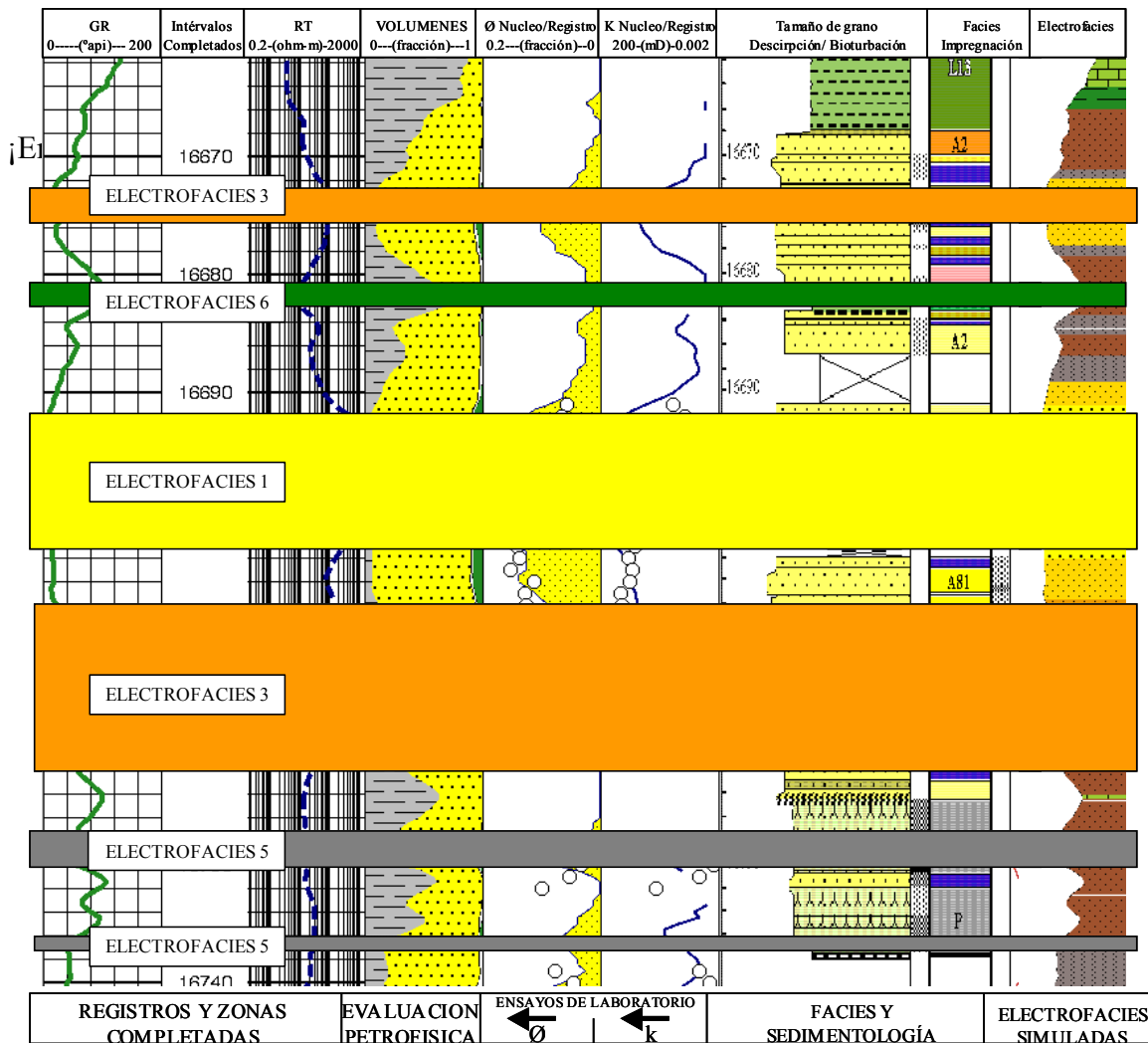


Figura 61. Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 3.

De todas las litologías y facies a caracterizar las que presentan el comportamiento más particular son las facies de arcillas, por su tradicional comportamiento en los registros: mayores porosidades neutrónicas observadas en el registro Neutrón, altas radiactividades detectadas en el registro GR, bajas resistividades y densidades. Para este campo se pudieron detectar dos tipos de Lutitas, las “tradicionales”, electrofacies 7 y las denominadas como Calcilutitas, electrofacies 6 diferenciadas, porque las segundas lucen más “compactas”, mayores densidades y menores porosidades neutrónicas en los registros. En la figura 62 se puede observar la excelente correspondencia entre la interpretación de arcillosidad de los núcleos, petrofísica/registros y electrofacies. También se identifican las facies bioturbadas B2 (electrofacies 5), explicadas más adelante.



139

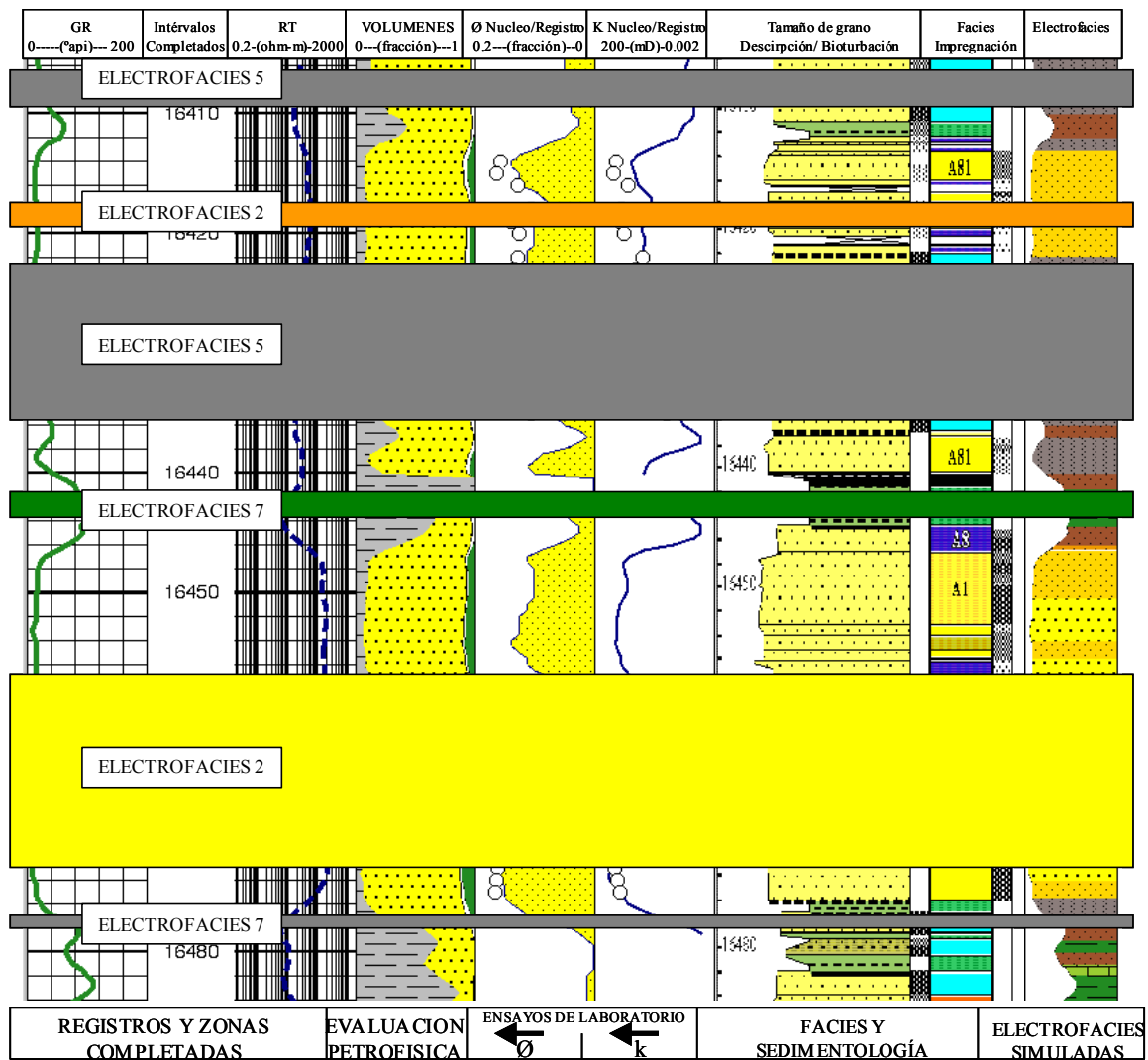


Figura 63. Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 5.

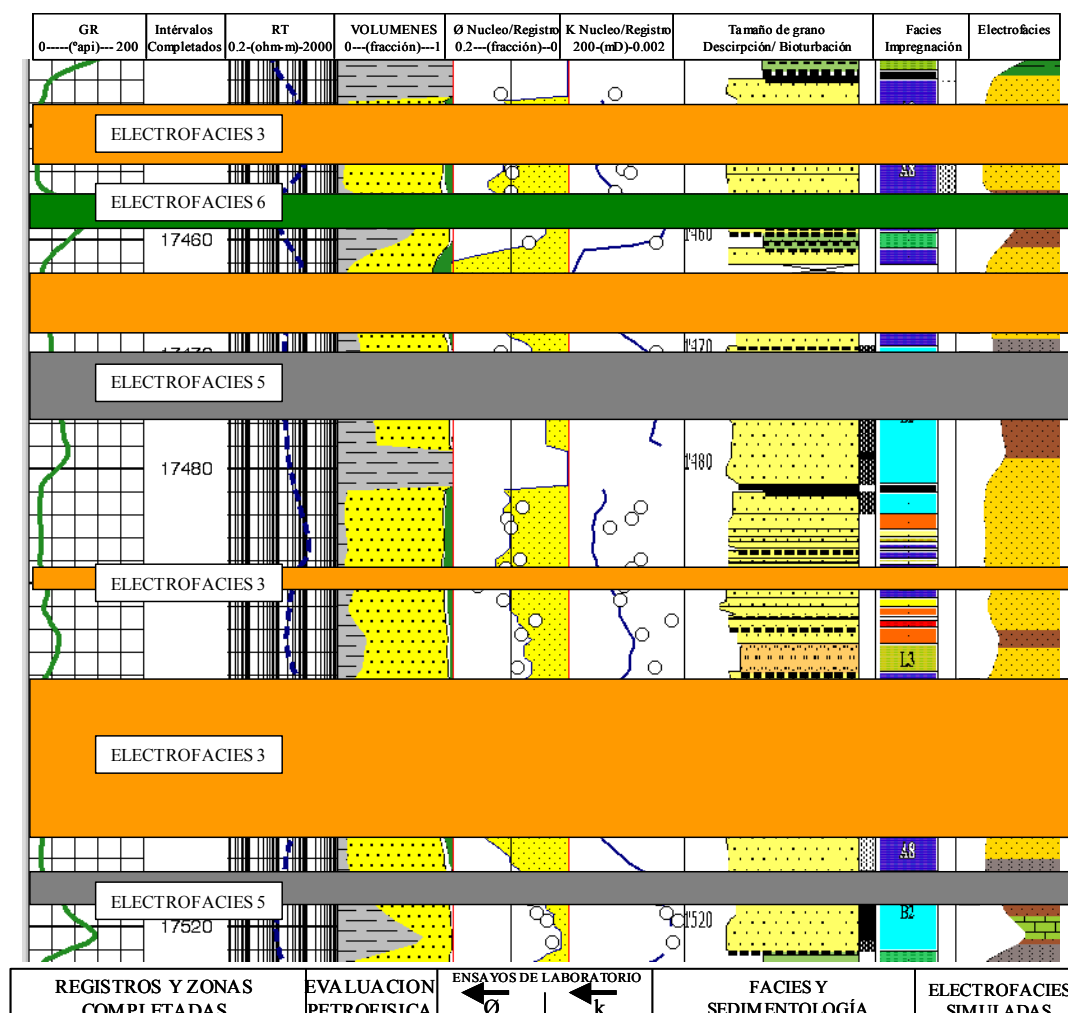


Figura 64. Análisis integrado de Electrofacies para el pozo B intervalo 2.

Como se puede observar el modelo de electrofacies para el campo Carito responde también a intensidad de procesos diagenéticos. Se observa en la clasificación una degradación de las propiedades de grupos con profundidad, en la figura 64, a una mayor profundidad (17500 pies), se observa una mayor degradación de las facies (mayor proporción de electrofacies 3 o ARENISCAS COMPACTADAS, cuando se compara con cualquiera de las otras figuras a menores profundidades.

Estos cambios se corresponden con una pérdida de porosidad, reducción que fue caracterizada tanto por análisis de laboratorio como por análisis de registros indicadores de porosidad, RHOB, Neutron, DTC. De acuerdo al conocimiento del campo se asume que

otro factor reductor de porosidad es al incremento de cementos de cuarzo, lamentablemente no se dispone de esta información de manera cuantitativa.

4.2.3 Unidades petrofísicas.

Utilizando un pozo somero (E), y uno mas profundo (D), donde se observó la reducción de las propiedades, se puede apreciar no sólo a partir de la porosidad sino también de la permeabilidad y de la estimación de radio de garganta de poro, cómo las propiedades se van degradando con profundidad, incluyendo la capacidad de flujo y/o radios de garganta de poro. En la siguiente figura 65 se observa como en el pozo E (derecha), los radios de garganta de poro estimados se encuentran hasta la categoría de megaporosos (mayor radio de garganta y como consecuencia de mayor capacidad de flujo), mientras que en el pozo más profundo, D (izquierda), son substancialmente menores, mayoritariamente de nanoporosos a mesoporoso, como consecuencia de sus menores porosidades y permeabilidades. Esta clasificación en base a radio de gargantas de poro es denominada por algunos autores como “Petrofacies”.

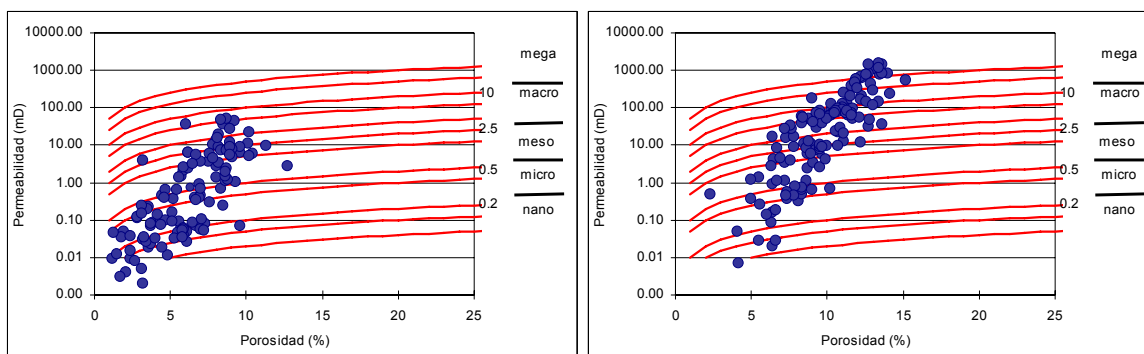


Figura 65. Radios de garganta de poro en el campo Carito pozo profundo (D) y pozo somero (E).

Como es de esperarse las mejores unidades petrofísicas están relacionadas con las electrofacies de mejor calidad de yacimiento, análogamente los menores radios de garganta de poro están relacionados con las arenas mas “apretadas”, incluso con los mayores UCS como se mostrará más adelante.

La disminución de proporción de la calidad de las facies y como consecuencia de las electrofacies, está relacionada con el cambio mineralógico y porosidad (principales

rasgos que los registros pueden inferir), que ocurre en dicha formación y a mayores profundidades.

En la siguiente figura se puede observar la relación encontrada entre la mayoría de las facies, propiedades petrofísicas, petrofacies (gargantas de poro) y electrofacies, ver figura 66.

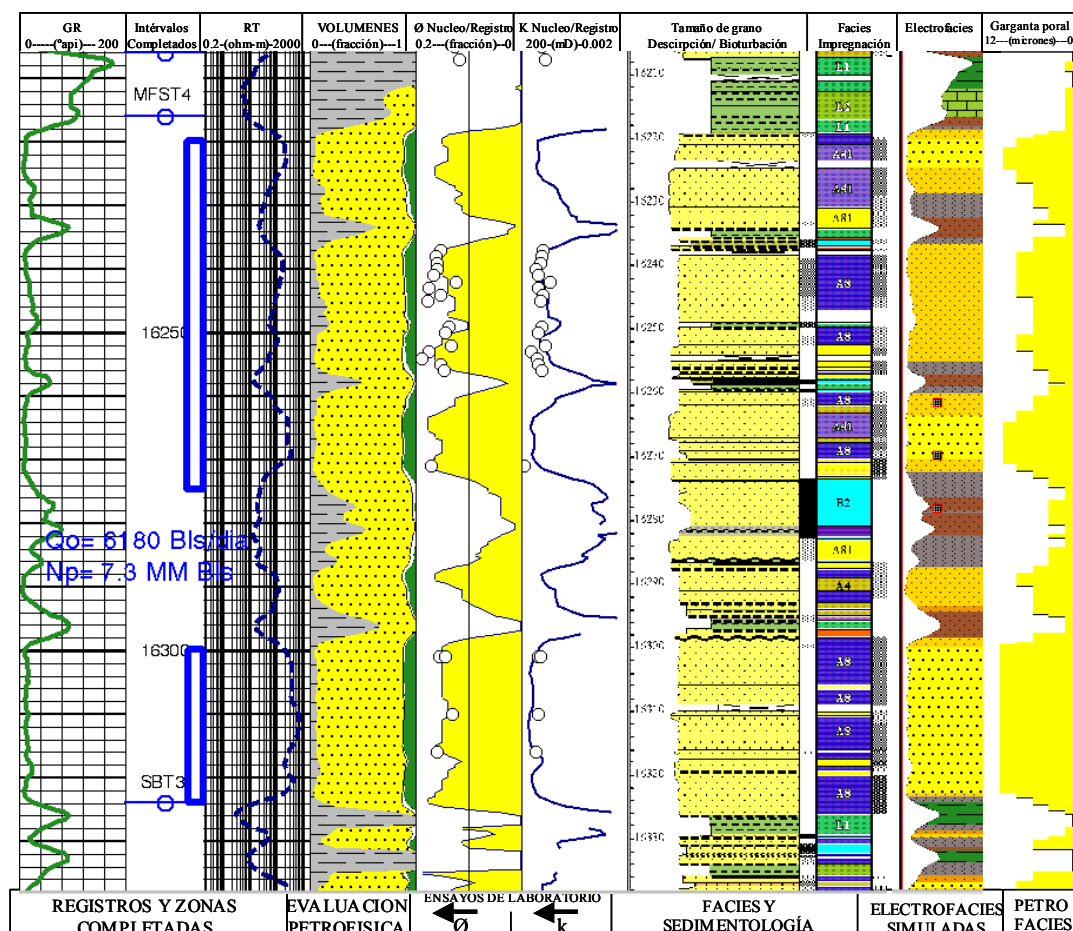


Figura 66. Análisis integrado de Electrofacies para el pozo A intervalo 6.

4.2.3 Análisis cualitativo del comportamiento de producción.

Como un aporte adicional del presente trabajo, paralelamente a la creación del modelo mecánico estratigráfico que utiliza las facies como un factor discriminante del comportamiento geomecánico, también se realizó un análisis cualitativo de la productividad de las electrofacies. El estudio que relaciona la clasificación de electrofacies con intervalos

que presentaron mayores producciones se podría profundizar registros de producción, PLT, lamentablemente los mismos no fueron corridos en los pozos con núcleo estudiados.

Se utilizó la producción asociada a los intervalos con núcleo recuperado como un criterio para asociar propiedades como roca con calidad de yacimiento. Lo que se persigue, desde el punto de vista de producción, es la identificación de zonas de mayor calidad de yacimiento, que puedan ser identificadas automáticamente a partir de registros para operaciones de recañoneo, selección de intervalos para procesos de recuperación secundaria, etc., pero quizás, uno de los mayores potenciales representa la identificación automática de zonas a completar en pozos nuevos, una vez caracterizadas las respuestas de los registros. Se persigue también reducir la incertidumbre de un modelo de evaluación petrofísica convencional a partir de esta información geológica invaluable. Generalmente los modelos petrofísicos no toman en cuenta el comportamiento de las facies de una manera tan “directa” y deben ser calibrados pozo a pozo y en caso de no disponer de núcleo ser evaluados con parámetros estándar, con tiempos de respuesta mayores.

En la figura 67 se muestra para el pozo A una zona cañoneada la cual tiene una alta producción asociada, se puede relacionar con la interpretación de la electrofacies de ARENISCAS OPTIMAS (color amarillo, ultimo canal), y se correlaciona perfectamente con las arenas interpretadas a partir de la evaluación petrofísica convencional como las más limpias, de mayor porosidad, saturadas de hidrocarburos. Obviamente el intervalo está relacionado con las mejores facies del yacimiento.

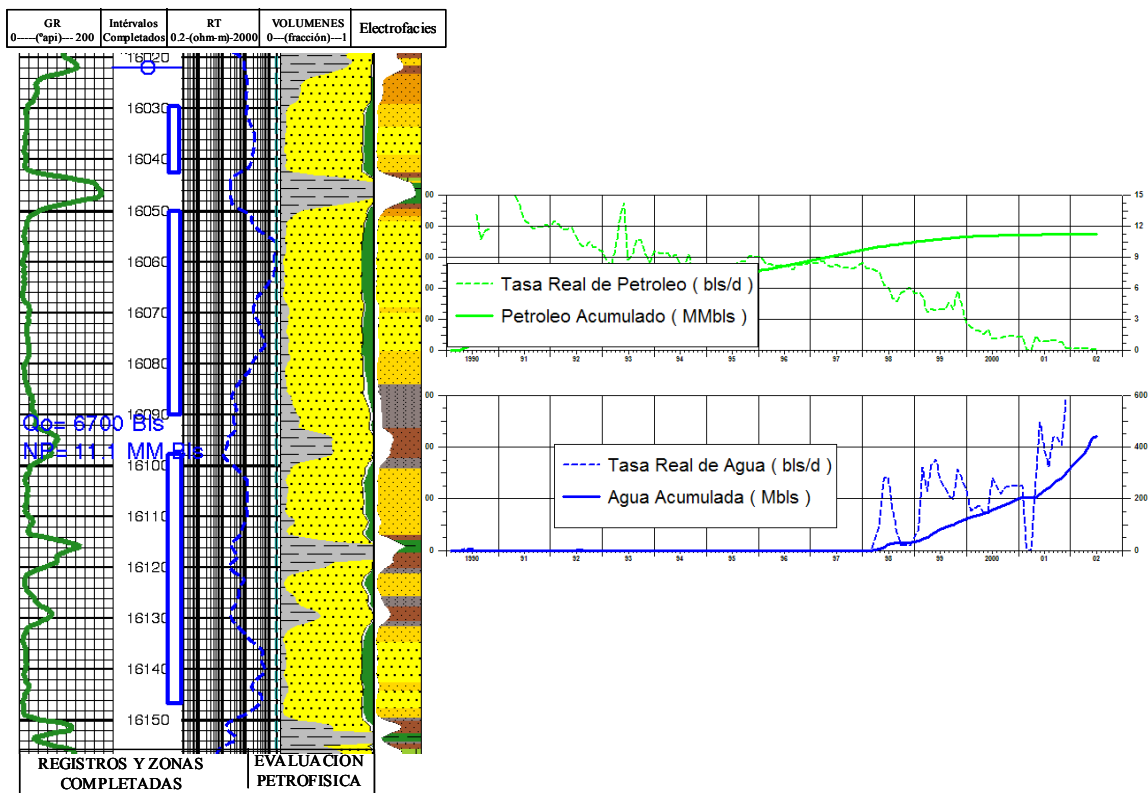


Figura 67 Relación entre de Electrofacies en intervalos productores Pozo A.

El caso contrario se muestra para el mismo pozo A, figura 68, un intervalo que resultó no productor, asociado esta vez a electrofacies de ARENISCAS COMPACTADAS (encontradas a mayores profundidades), mientras que en las evaluaciones petrofísicas se observa como una arena limpia que cumple con los cortes de porosidad(8%), arcillosidad (30%) y saturación de hidrocarburo (50%). Otro aspecto resaltante es que esta arena que resultó no productora sería contabilizada como arena neta petrolífera, con las consecuentes sobreestimaciones en el POES.

El problema en este caso es el cálculo de saturación y porosidad, afectados por litología. Los parámetros que podrían corregir este efecto en el modelo de saturación de agua, m y n, son habitualmente tomados en la petrofísica como constantes (e igual a 1.8 en este caso), debido a la falta de mediciones por litología. Con el análisis de electrofacies el intervalo sería contabilizado de manera apropiada como una arena “apretada” sin capacidad de flujo.

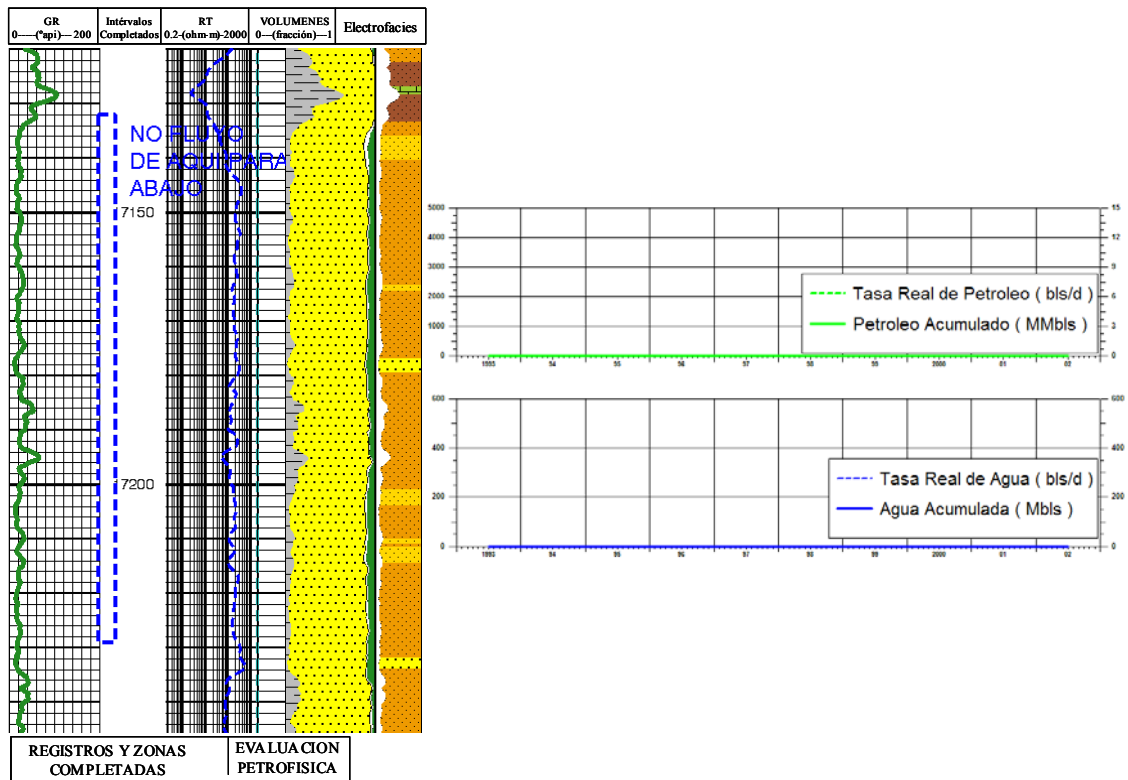


Figura 68. Relación entre de Electrofacies en intervalos no productores Pozo A.

4.2.4 Respuestas características en los registros e identificación automática de los intervalos de mejor calidad de yacimiento.

Se utilizaron los gráficos cruzados tradicionales de litología y porosidad de Schlumberger (1996) y otros de GR-Rt, para observar la distribución de electrofacies. Ver figura 69.

Se observaron interesantes relaciones referentes a la ubicación de los grupos, es importante resaltar lo siguiente:

- 1) Las ARENISCAS OPTIMAS se encontraron en todos los casos en una región interpretada tradicionalmente sobre la línea de matriz arenisca, además presentan los mayores Rt y menores GR.
- 2) Las ARENISCAS DE CALIDAD INTERMEDIA tienden a sobreponerse en la misma línea pero en la región de porosidades menores, las resistividades son menores y lucen de mayor arcillosidad a partir del registro GR.

- 3) Las ARENISCAS BIOTURBADAS y MARGINALES se ubican en la región tradicionalmente interpretada como caliza, interpretándose porosidades menores en las arenas de MARGINALES. A pesar de que las resistividades son menores para las BIOTURBADAS, lucen con menor arcillosidad en comparación con las arenas MARGINALES, por lo que las menores resistividades se deben a la ausencia de crudo, intensidad de bioturbación.
- 4) Las LIMOLITAS tienden a colocarse sobre la línea de matriz dolomita
- 5) Las LUTITAS, y CALCI LUTITA siguen el patrón tradicional por las altas porosidades neutrónicas y altas radiactividades, sin embargo, las CALCI LUTITAS se pueden diferenciar por sus mayores densidades y resistividades en comparación con LUTITAS tradicionales.

A partir del ejercicio anterior fue posible identificar de los registros las diferentes unidades o grupos que representan a su vez la heterogeneidad propia del yacimiento, una vez demostrada su correspondencia con toda la información anterior propia del yacimiento, núcleo, registros, facies, producción, entre otros.

Esta información permitirá apoyar la definición del modelo petrofísico, no a partir de propiedades promedio, α , m n , modelos empíricos de porosidad, permeabilidad, litología, etc., será entonces a partir de toda la información disponible del yacimiento, tanto de naturaleza estática como dinámica, una vez caracterizada la respuesta de los registros.

En la siguiente figura, 69, se muestran los intervalos con mejores propiedades de yacimiento, cuya tendencia fue observada en todos los pozos, lo que garantiza la posibilidad de generalización del modelo. De igual manera se identifican los intervalos sin interés para cualquier otro fin, correlaciones, modelaje, etc.

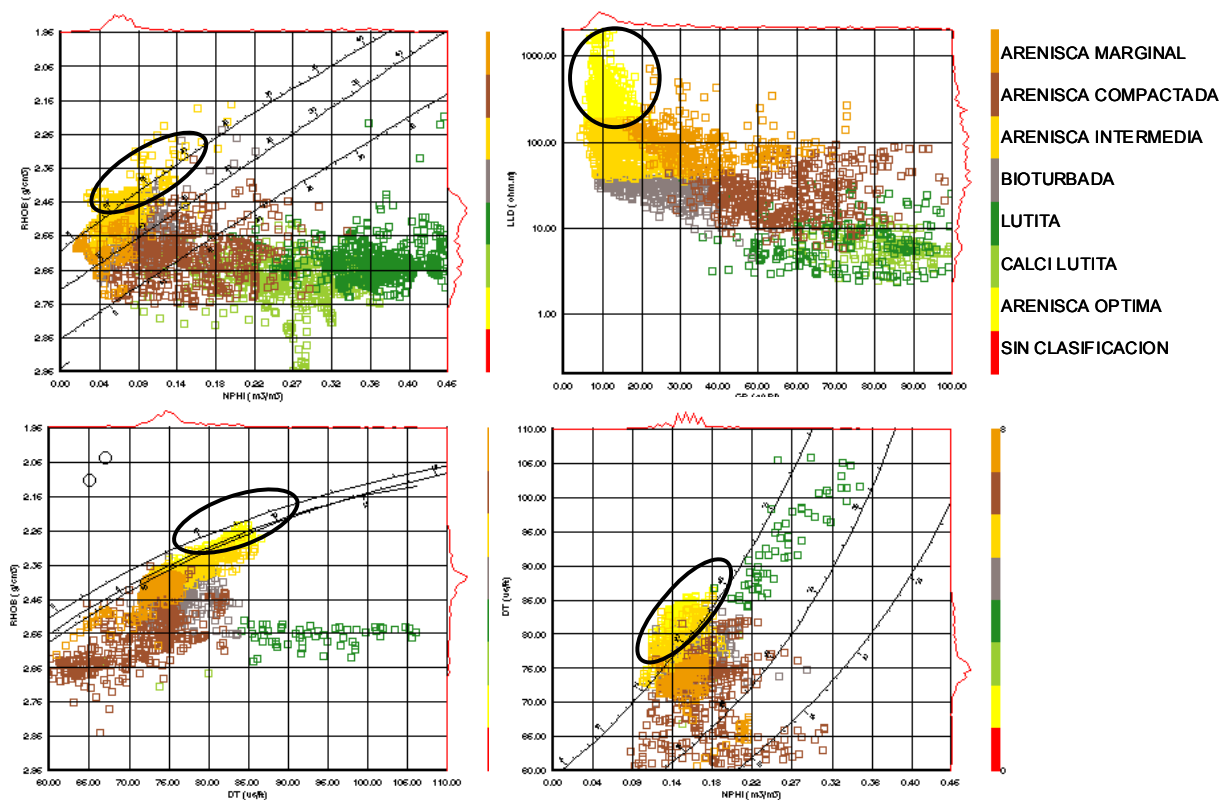


Figura 69. Identificación automática de los intervalos con mejor calidad de yacimiento, Campo Carito.

En pozos nuevos se podrán identificar los mejores intervalos simplemente proyectando el set de registros básicos en sus correspondientes ejes, chequeando si están dentro las regiones, a su vez dando cierto margen de tolerancia, debido a posibles problemas de calibración y error intrínseco de cada registro. Esto representará ahorros substanciales de tiempo en la ejecución de los proyectos de caracterización del yacimiento y un apoyo en toma de decisiones operacionales e identificación de intervalos prospectivos.

4.2.5 Reconstrucción de registros faltantes.

En los casos donde faltase una de las curvas se procedía a generar un registro sintético, basado en el comportamiento de dicho registro en el pozo más próximo. En la siguiente figura 70 se muestra como el registro DTC, indispensable para realizar la evaluación geomecánica, se reconstruyó a partir de los registros GR, NPHI y RHOB, para uno de los pozos en el estudio.

Al igual que para realizar cualquier evaluación de registros se debe chequear, que en los intervalos donde se requiera reconstruir el registro no exista un efecto de cambio de fluidos, capa de gas y/o agua, de manera de garantizar que los registros estén respondiendo básicamente a litología, porosidad y tipo de roca.

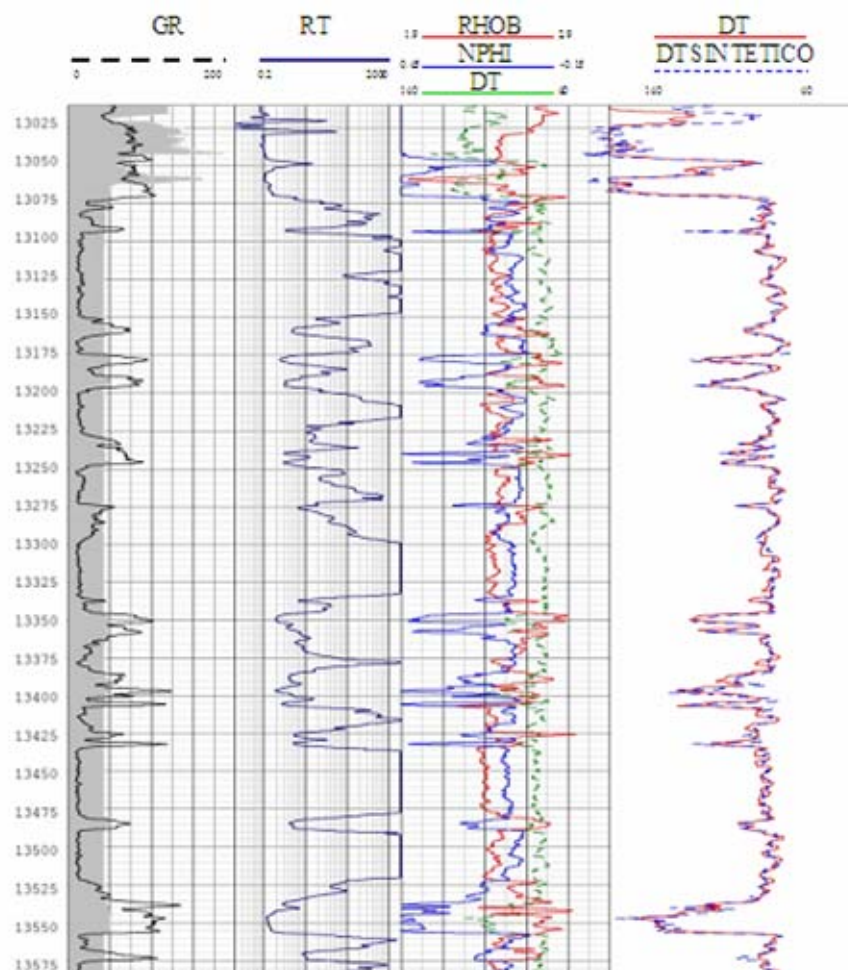


Figura 70. Ejemplo de reconstrucción del registro DTC a partir AIA pozo Y.

En la siguiente figura 71 se puede apreciar el error asociado a tres grupos de datos usados para la reconstrucción del registro DTC. El set de datos de entrada se divide y se evalúa para cada iteración en tres grupos: 1) Error asociado al entrenamiento de la red. 2) Error asociado a la data de validación. 3) Error asociado a la data de prueba, la cual es escogida aleatoriamente entre el set de datos.

La red esta formulada para buscar la mejor solución en la medida que el error asociado a cada uno de los conjuntos de datos disminuya simultáneamente. La iteración en la que termina el entrenamiento es cuando el error asociado al entrenamiento sigue disminuyendo, pero en la data de prueba y validación aumenta. En este punto se dice que la red comienza a ser sobrenetrenada. Si el entrenamiento continuara, lo que sucedería es que la red ha llagado a reconocer tan exactamente el set de datos de entrenamiento, que no es capaz de generar una estimación confiable, cuando se le presenta un set de datos diferente (prueba y/o validación), es decir ha perdido sus capacidades de generalización. En el siguiente ejemplo esto ocurre después de la iteración (Epochs) numero 10, a partir de ésta se detiene el entrenamiento.

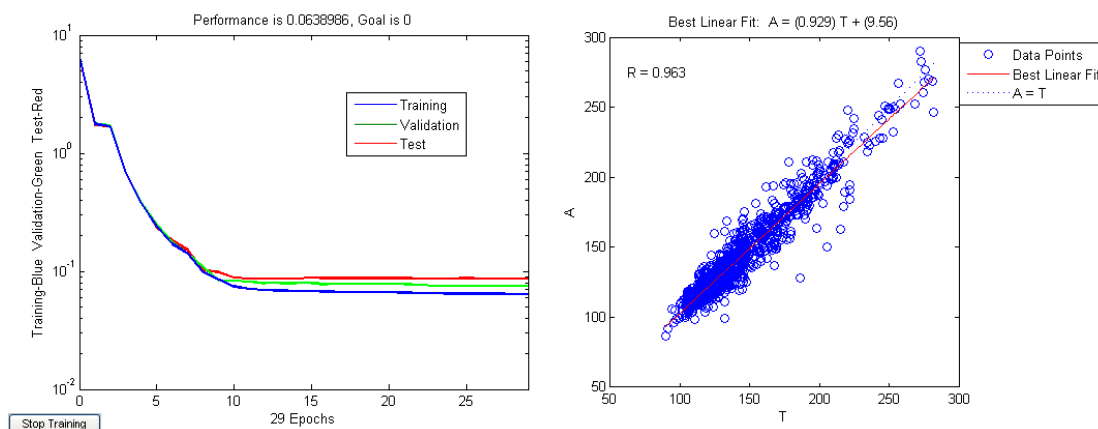


Figura 71. Graficación del entrenamiento y el error asociado a la red neuronal registro DT pozo Y.

En el siguiente ejemplo se muestra la reconstrucción del registro RHOB a partir de AIA para el mismo pozo (Figura 72).

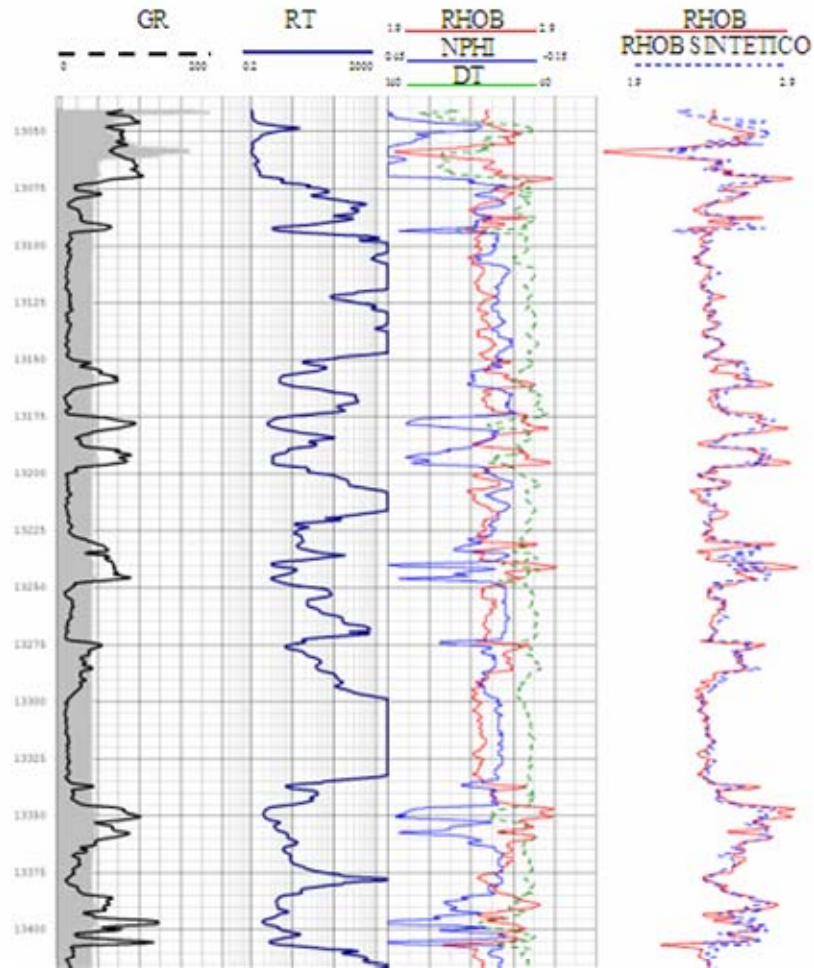


Figura 72. Ejemplo de reconstrucción del registro RHOB a partir de AIA pozo Y.

Para ambos casos se puede apreciar que los coeficientes de correlación se encuentran entre un 85% y 96% (figuras 71 y 73).

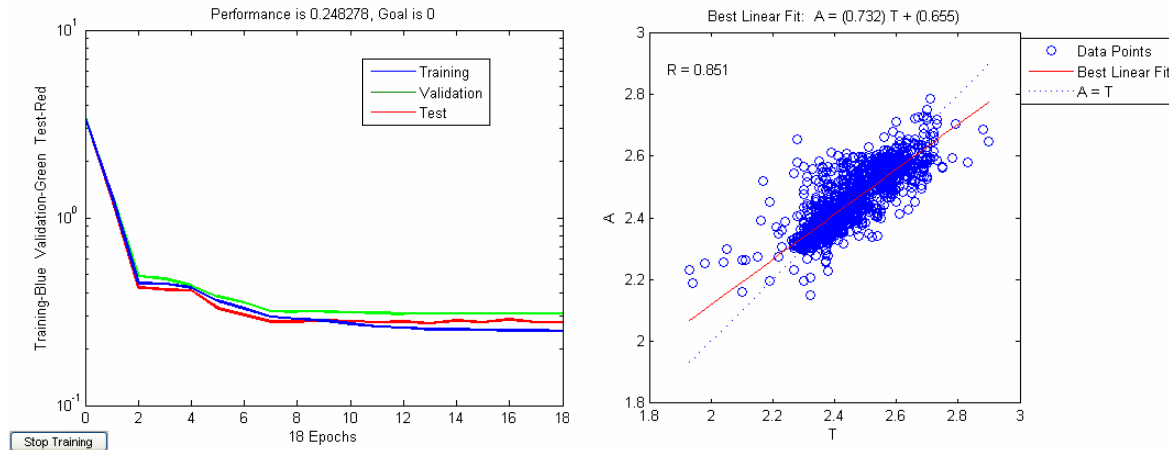


Figura 73. Graficación del entrenamiento y el error asociado a la red neuronal registro DT pozo Y.

4.2.6 Generación de propiedades mecánicas usando AIA.

De acuerdo a Aguilera (1995) las propiedades mecánicas están determinadas por la interacción de factores intrínsecos y ambientales. Las propiedades intrínsecas incluyen las referentes a composición, tamaño de grano, porosidad y permeabilidad de la matriz, espesor de la capa y discontinuidades mecánicas previas. Las propiedades externas o ambientales como presión de poro, efectiva, confinante, temperatura, tasa de deformación, esfuerzos diferenciales (tectonismo regional) y composición del fluido de los poros.

Según (Schon, 1996) las propiedades mecánicas de la roca dependen de varios factores:

- El tipo de material confinante y la calidad de las partículas sólidas, cristales en el caso de rocas ígneas, cementación para sedimentos consolidados, cohesión para el caso de las arcillas y fricción para el caso arenas no consolidadas como arenas y gravas.
- El tipo de cemento y su localización (alrededor de los granos o llenando los poros), generan un patrón no uniforme en la resistencia mecánica de la roca.
- El empaque, la estructura interna y distribución del esqueleto de la roca.
- Las condiciones de almacenamiento e interconexión dentro de la roca como porosidad, permeabilidad, fluidos, entre otros.
- Profundidad y como consecuencia la presión y temperatura y procesos diagenéticos.

La heterogeneidad en las propiedades mecánicas es una propiedad intrínseca de la roca como lo es la porosidad y permeabilidad. Las variaciones en la porosidad y en la diagénesis alteran la fábrica de la roca, de manera que modifican su habilidad de soportar carga, y por ende de sus propiedades mecánicas. También se ha observado que la mecánica de la roca está fuertemente afectada por procesos puntuales, como la inclusión de otros minerales y por el patrón de fracturamiento regional y local.

Toda esta complejidad y alternancia de factores sugieren que la estimación de propiedades mecánicas de la roca no es una tarea fácil.

Sin embargo, se puede observar que muchos de estos parámetros son los mismos que controlan las facies sedimentarias, incluso las litofacies.

La identificación de las litofacies es importante para muchas disciplinas de ingeniería y geología y están más relacionadas (en escala) con los registros de pozos que las facies sedimentarias (de mayor escala). Pueden ser usadas para correlacionar importantes características de las unidades geológicas como mineralogía, fábrica, textura, incluso contenido fósil, por lo que debiera significar una de las primeras tareas en la caracterización de yacimientos.

Los resultados obtenidos en este proyecto indican que la heterogeneidad mecánica de los núcleos está muy relacionada con las litofacies y con propiedades que se pueden estimar a partir de registros como porosidad, permeabilidad y composición litológica.

El análisis de electrofacies es una herramienta que permite acotar una o varias propiedades del núcleo en un área específica del espacio multidimensional de los registros. El hecho de utilizar varios registros simultáneamente y como tienen diferentes principios físicos de medición, pueden describir mejor el comportamiento y heterogeneidad, cualquiera que sea la propiedad de interés, mecánica, petrofísica, etc.

Si se compara este análisis con regresiones univariantes en base a registros tenemos:

a) Supongamos disponemos del registro sísmico, DTC, cuya relación con el UCS es reconocida tanto en la literatura (Chang, 2004), como en las sensibilidades realizadas en este proyecto. Esto se debe a que el registro es afectado en un buen grado por estructura porosa, esqueleto mineral y rigidez de la roca. Sin embargo, esta observación da resultado

cuando se tiene un yacimiento homogéneo y mayoritariamente con un sólo tipo de litología. Cuando se trata de varios tipos o una mezcla compleja el problema se complica, la sola presencia de otras litologías, como por ejemplo la arcilla, atenúa considerablemente la velocidad sónica y la correlación pierde validez. Una posible solución sería identificar patrones de resistencia mecánicas por litología o litofacies y hacer su respectiva correlación con el sónico (mostrado más adelante figura 85).

b) El registro GR, y la arcillosidad (función del registro), también se suele utilizar para la correlación con el UCS en conjunto con la relación de Poisson, ν . Sin embargo, en los análisis preliminares realizados no se han observado muy buenas correlaciones, como se demostrara más adelante (figura 86). Por ejemplo, en una correlación preliminar realizada entre el UCS con la arcillosidad, es necesario asumir que todas las zonas arcillosas tienen bajos UCS, lo cual no es descabellado considerando el alto grado de ductilidad de las arcillas. Sin embargo, a grandes profundidades (mayores que 17000 pies), las arcillas pueden tener un nivel de compactación y consolidación que pueden llegar a ser tan competentes mecánicamente como las areniscas por lo que la correlación de proporcionalidad entre el UCS y arcillosidad ya no sería aplicable.

El registro RHOB ayudaría en este caso a identificar a este otro tipo de litologías o arcilla más “compacta” con alto grado de deshidratación.

Como se puede observar, en ambos ejemplos el problema se solucionaría añadiendo a la correlación (cualquiera que sea) más información de otros registros que permitan discriminar por litología, porosidad, etc. En el fondo lo que se está reconociendo es que se trata de un problema multidimensional, donde se deben involucrar diferentes propiedades de la roca que son inferidas indirectamente por un conjunto de registros, lo cual está implícito en el análisis de electrofacies.

Una vez realizado el análisis de electrofacies, petrofísica y mediciones RSD en pozos con núcleo, se procede a la estimación de las propiedades mecánicas RSD, UCS y Φ , adicionalmente se generan las demás constantes y módulos elásticos a partir de mediciones preexistente de núcleo.

En los siguientes ejemplos (Figura 74 y 75), pozo Q, se muestra como se relacionan las medidas de los mayores UCS (medidas y estimadas), primer canal color amarillo, con las electrofacies de mejor calidad (amarillas), segundo canal, con las mejores facies, cuarto

canal, e incluso con las mayores capacidades de flujo medidas a partir de los análisis de garganta de poro (ultimo canal, megaporoso y macroporoso). Un comportamiento totalmente consistente e invertido se observa en los menores UCS en las lutitas (de mayores valores del registro GR en este caso), correspondientes a las electrofacies de lutitas verdes (segundo canal), facies de lutitas y los menores valores de garganta de poro, nano y microporoso (ultimo canal). Es importante aclarar que cuando se refiere a los mayores UCS relacionados a las mejores facies, es para este ejemplo en particular, y para hacer la comparación con las arcillas. Pero en intervalos más heterolíticos la connotación de altos UCS (y en general), esta relacionado a areniscas menos porosas, más cementadas, compactas, e incluso las limolitas.

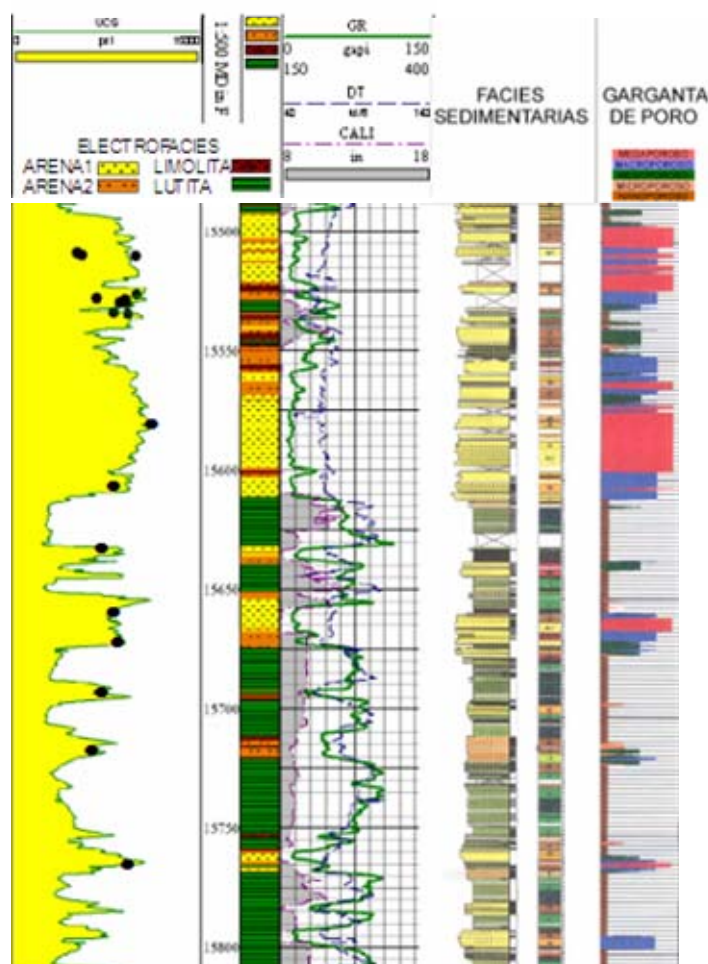


Figura 74. Estimacion continua del UCS a partir de mediciones RSD pozo Q.

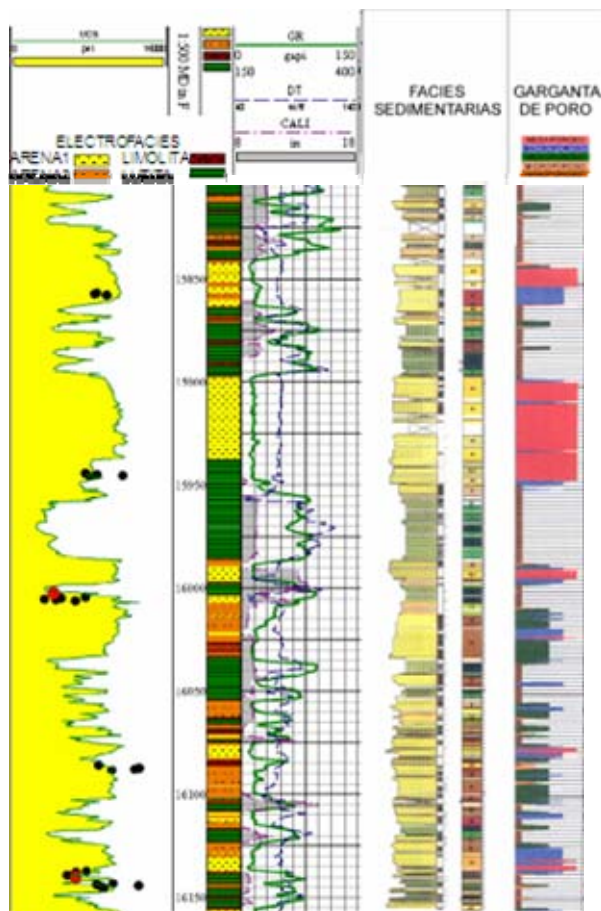


Figura 75 Estimación continua del UCS a partir de mediciones RSD pozo Q.

En las siguientes figuras, 76, 77 y 78, se puede apreciar como se identificaron todas propiedades mecánicas los pozos E y N. En el primer canal se observan las propiedades petrofísicas, porosidad y arcillosidad, en el tercero las electrofacies estimadas del núcleo, en el cuarto canal se observa el registro sintético DTS, en los siguientes canales, ν , E y G, el UCS, Φ , respectivamente (todos basados en mediciones del núcleo). Es importante resaltar que como medida de verificación de la herramienta RSD se hacen mediciones de UCS adicionales a tapones (plugs) de núcleo de manera convencional a partir de ensayos de compresión uniaxial (color rojo, penúltimo canal).

Se puede observar como todas las propiedades mecánicas estimadas tienen un comportamiento característico en función de las propiedades petrofísicas, registros de pozos agrupadas en función de electrofacies:

Las lutitas presentan los menores valores de UCS y Φ (menor resistencia mecánica), mayores valores de ν (las arcillas se deforman lateralmente con mayor facilidad), y

menores valores de E y G (también indicadores de su menor competencia mecánica). Ver figuras 76 a 78.

En las areniscas que son más competentes mecánicamente el comportamiento es opuesto, mayores UCS y Φ , menores valores de ν y mayores valores E y G. Sin embargo, es interesante destacar que el análisis de electrofacies permite hacer esta clasificación más específica, ya que se identifica un tipo de arenisca más compacta o apretada y de mayor competencia mecánica que la arenisca porosa y con potencial de yacimiento.

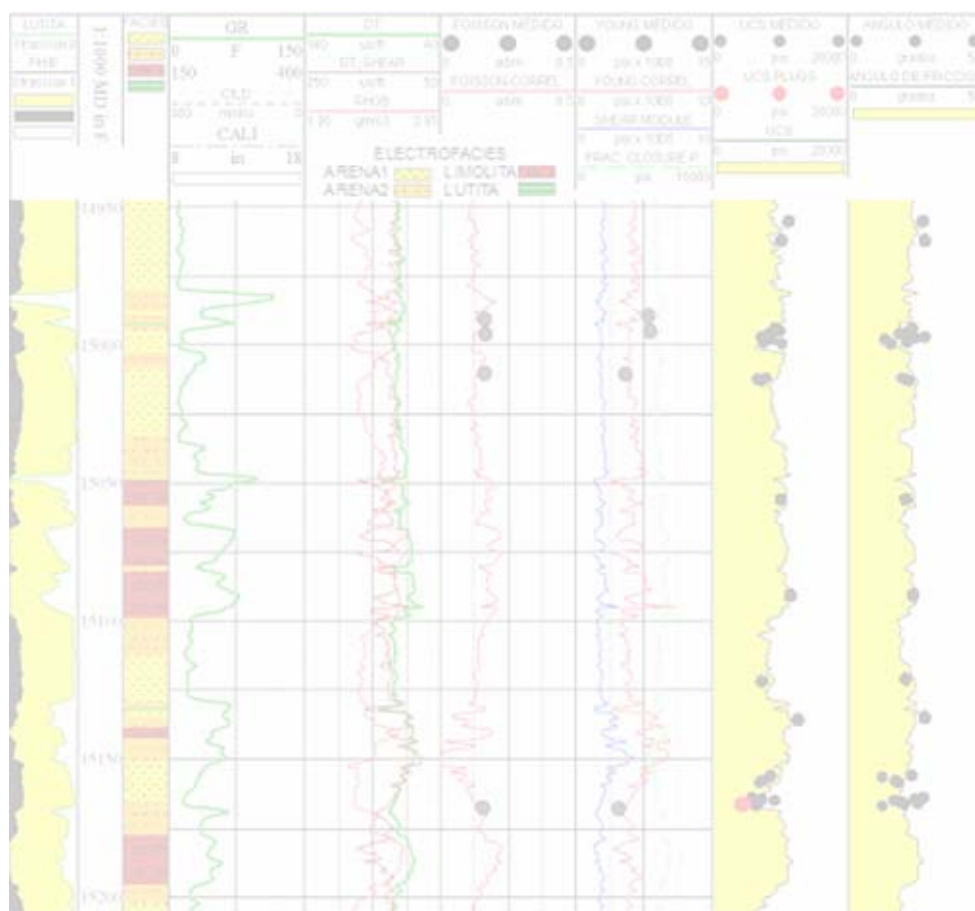


Figura 76. Generación de propiedades petrofísicas, mecánicas y electrofacies, pozo E.

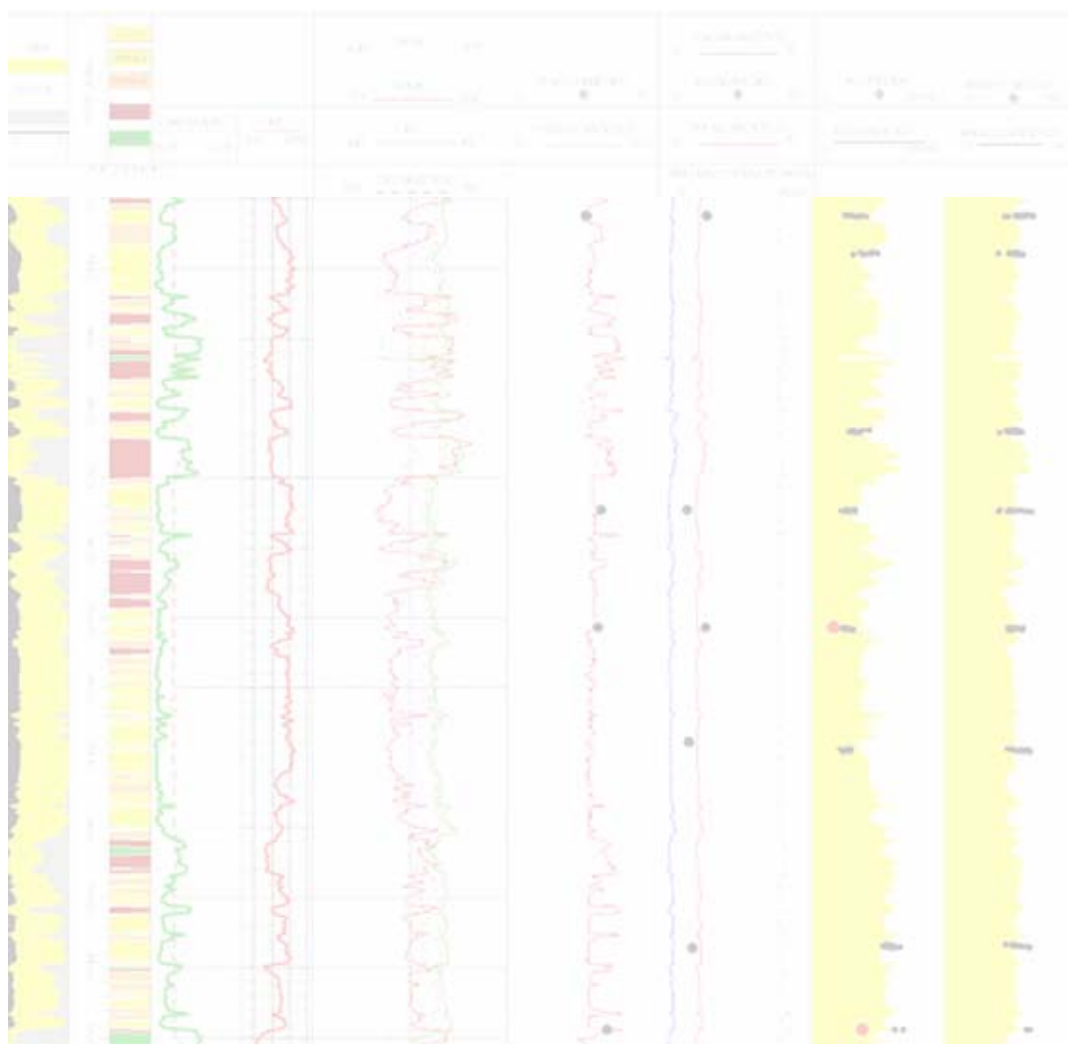


Figura 77. Generación de propiedades petrofísicas, mecánicas y electrofacies, pozo N, parte superior.

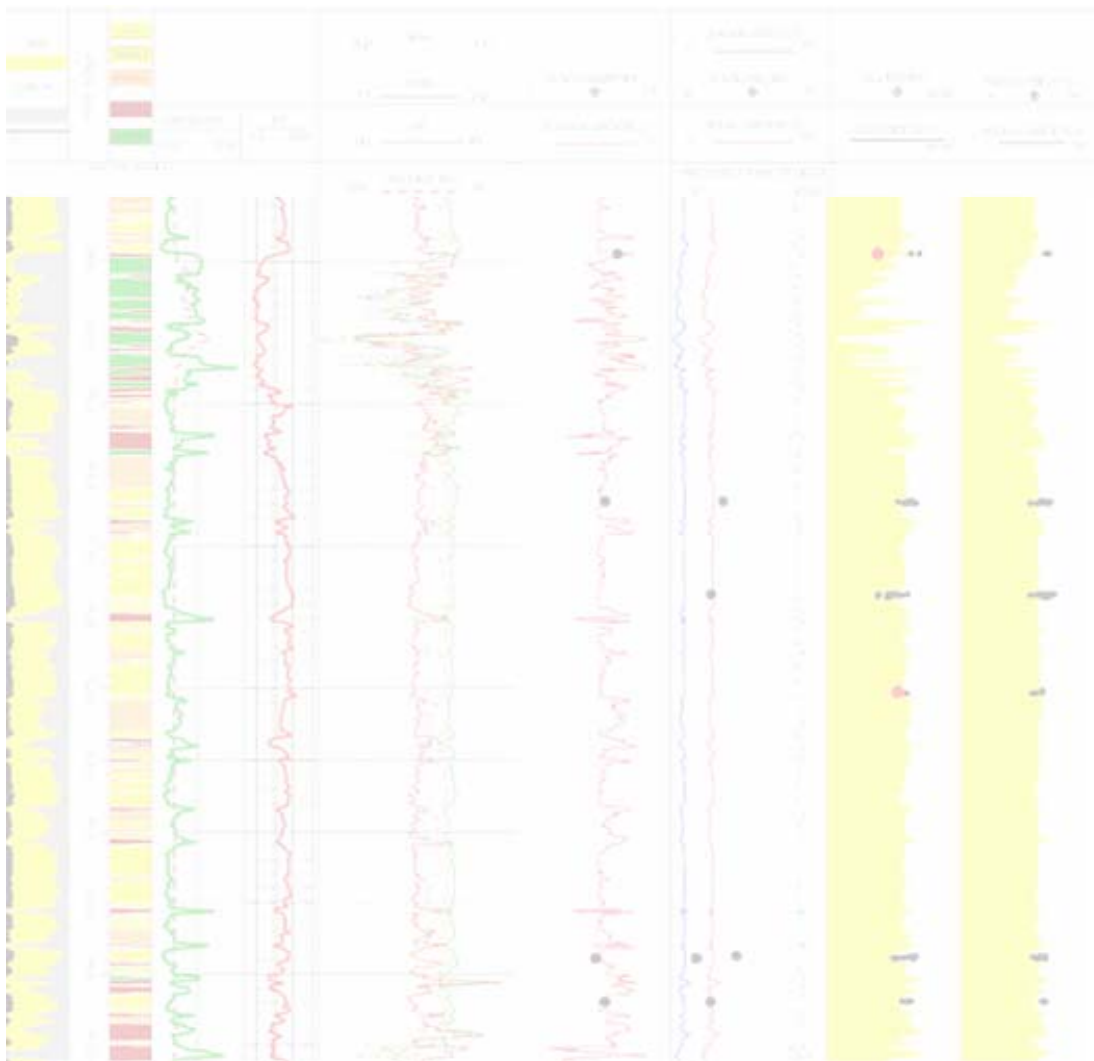


Figura 78. Generación de propiedades petrofísicas, mecánicas y electrofacies, pozo N, parte inferior.

4.2.7 Observaciones de los UCS estimados en el Norte de Monagas.

En todos los pozos evaluados en el Campo Carito hay una diferencia bien marcada en el comportamiento del UCS con profundidad, a los 14000 pies, UCS menores que 5000 Lpc en las electrofacies de arena de mejor calidad de yacimiento que corresponden a las mejores facies y unidades de flujo, con arenas de mayor tamaño de grano.

Entre los 14000 y 15000 pies, los UCS son mayores, se corresponden con electrofacies más apretadas (de menor calidad de yacimiento que las electrofacies 1 o arenas 1). Esto indica que la calidad de roca de yacimiento disminuye, confirmado con la interpretación de las propiedades petrofísicas, mayores arcillosidades y menores porosidades para cada pozo.

Análogamente se observa una tendencia para las lutitas litologías y facies de grano más fino que representan las unidades de flujo marginales con los menores valores de UCS y Φ estimados con registros.

Como es de esperarse todas las propiedades estimadas y electrofacies están relacionadas con las propiedades petrofísicas (primer canal), que se utiliza también para validar el modelo.

La electrofacies de limolitas lucen más “apretadas” y por consiguiente con mayores UCS. Las limolitas presentan mayores valores de UCS y Φ . Esta es una de las diferencias más importantes respecto a las tradicionales correlaciones, cuando se hacía la correlación con el volumen de arcilla solamente. Estos intervalos limolíticos o litologías de grano fino “apretadas” serían pronosticados como típicos de las arcillas que incluso se pronosticarían como “derrumbables”, cuando son perforadas a partir de una regresión convencional arcillosidad-UCS.

4.2.8 Consistencia geológica del modelo de propiedades mecánicas.

En las siguientes figuras se observan dos secciones donde se chequea la validez geológica del modelo: Como el UCS es una propiedad intrínseca de la roca debe ser correlacionable por arenas y debe ser consistente con litologías, en este caso, agrupadas por electrofacies en tres pozos cercanos, Q, R y S, ver figuras 79 y 80.

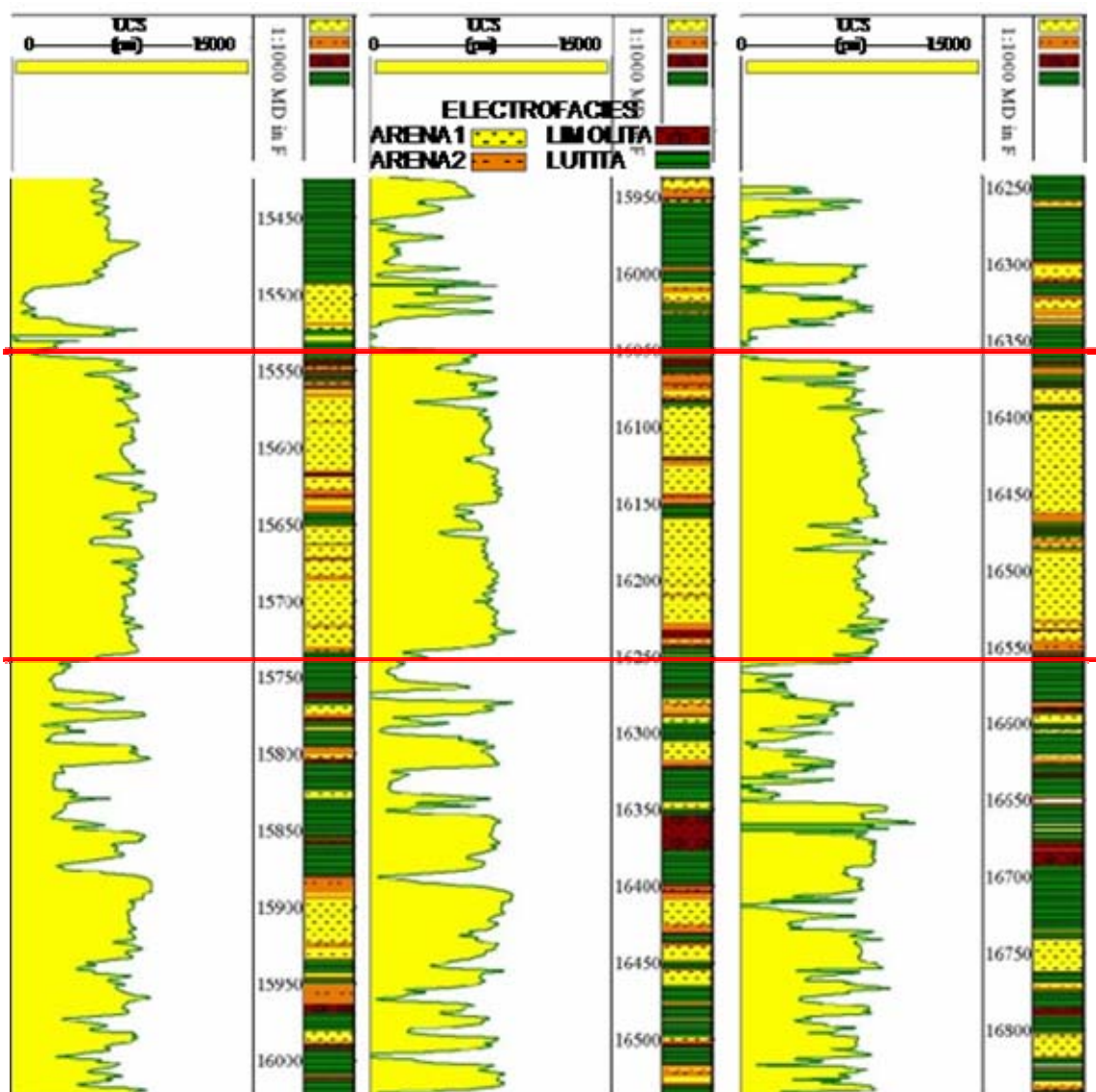


Figura 79. Correspondencia de UCS entre pozos vecinos, Q, R y S.

En estas figuras se observa la consistencia entre los valores de UCS y propiedades mecánicas por litologías. Con el UCS se podría hacer una correlación litológica similar o más precisa incluso que la obtenida con el registro GR, fácilmente visualmente se podría confundir la figura 80 como una correlación hecha con el GR.

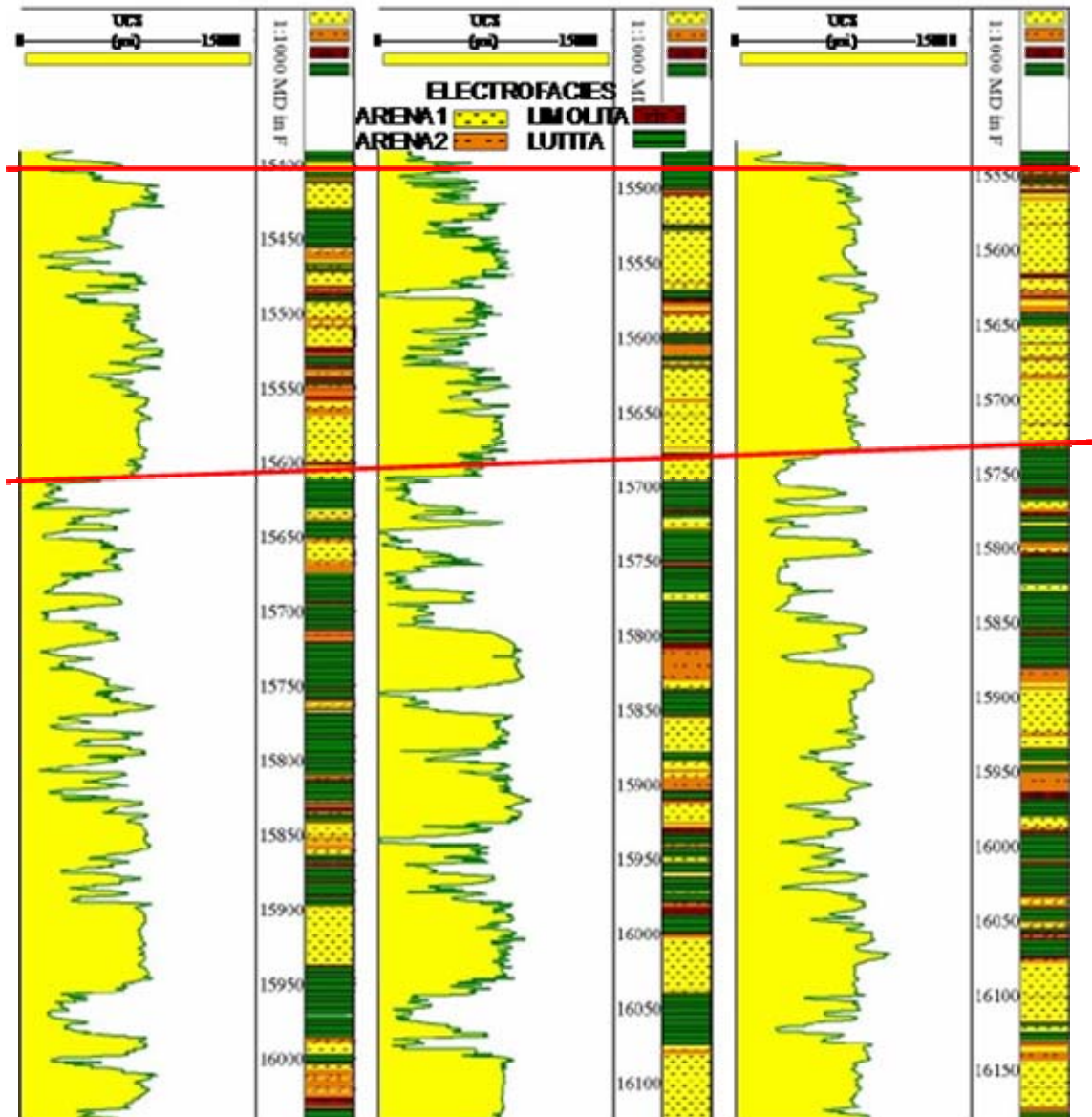


Figura 80. Correlación de UCS entre pozos vecinos, S, T y U.

4.2.9 Verificación del UCS en lutitas.

Las siguientes figuras son la validación geomecánica del modelo en intervalos arcillosos. Debido a que los UCS son menores (prácticamente nulos en las arcillas), debe haber correspondencia entre los menores valores de UCS – Φ , y las zonas de debilidad en el pozo, bien sea Breakouts (derrumbes de hoyo orientados respecto al régimen de esfuerzos), o Washouts (sin orientación preferencial), ambos detectados a partir del registro Calibre del Hoyo o registro Cáliper. Lo interesante de esta asociación es que el registro Caliper no es usado en el entrenamiento de los AIA, ya que el mismo no tiene validez ni como registro de litología y/o porosidad, sin embargo es una excelente herramienta para chequear independientemente y con otro principio de medición el modelo.

La observación de derrumbes en las arcillas más dúctiles es válida para las arenas suprayacentes, a profundidades menores de 14500 – 15000 pies, aproximadamente (área gris figuras 81 a la 84). A mayor profundidad se puede apreciar un mayor efecto de la presión de sobrecarga y la temperatura sobre las arcillas, por lo que en los registros se observan las arcillas con mayor competencia mecaniza: mayores densidades, menores porosidades neutrónicas, menores tiempos de transito y por lo tanto, con mayores UCS. Tampoco se observó derrumbe en las limolitas y en las arcillas “apretadas”.

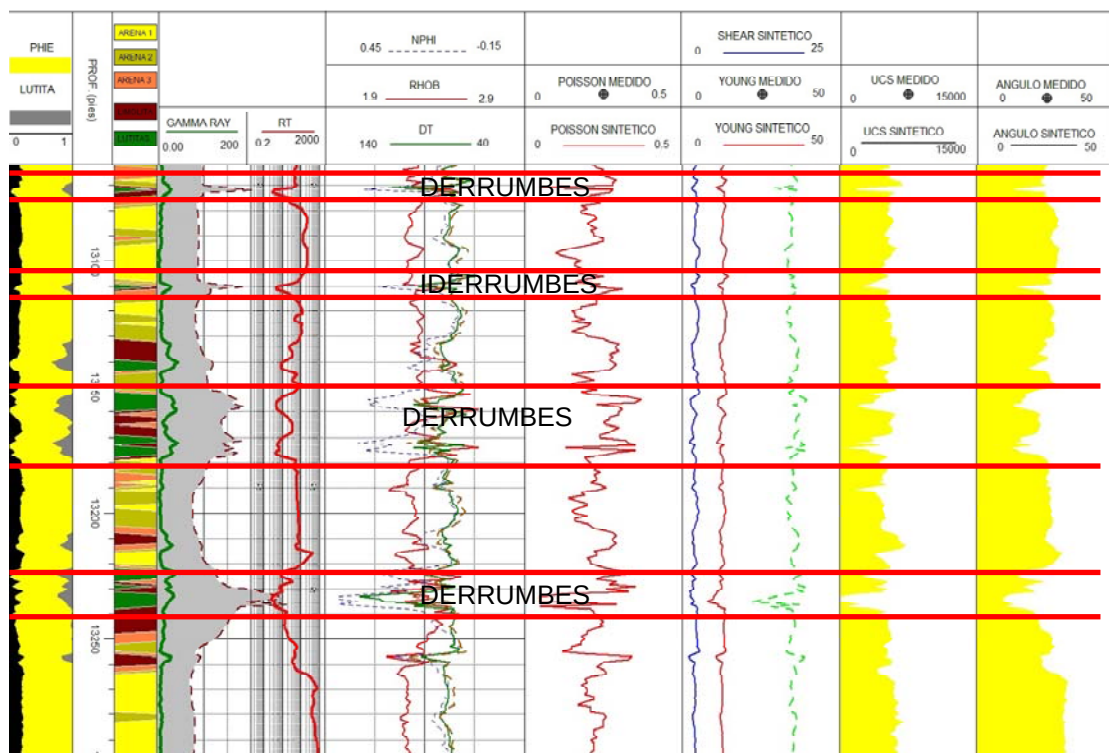


Figura 81. Generación del UCS en zonas de arcilla, pozo V.

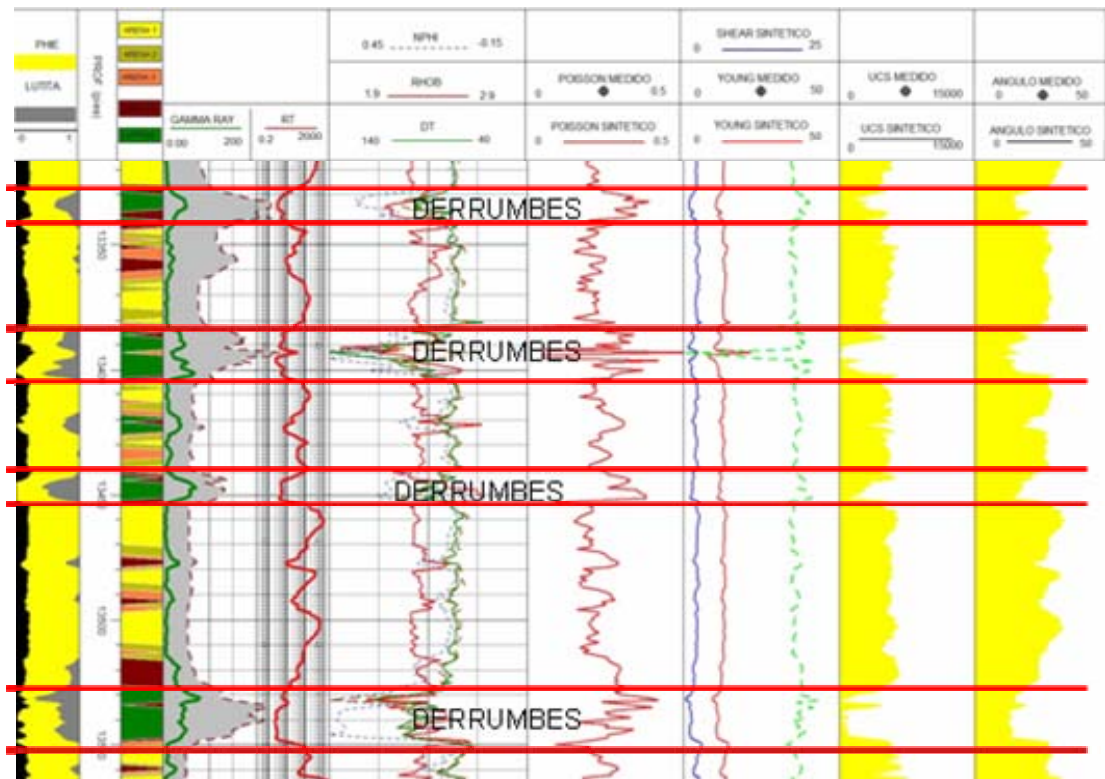


Figura 82. Generación del UCS en zonas de arcilla, pozo V.

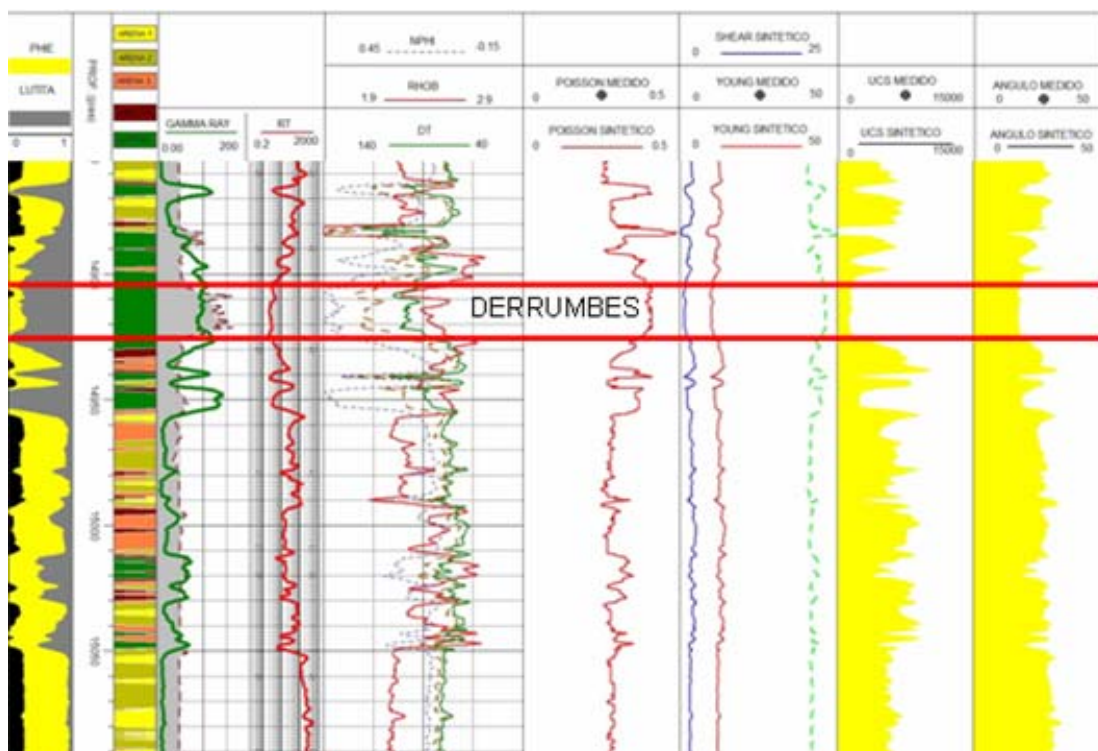


Figura 83. Generación del UCS en zonas de arcilla, pozo W.

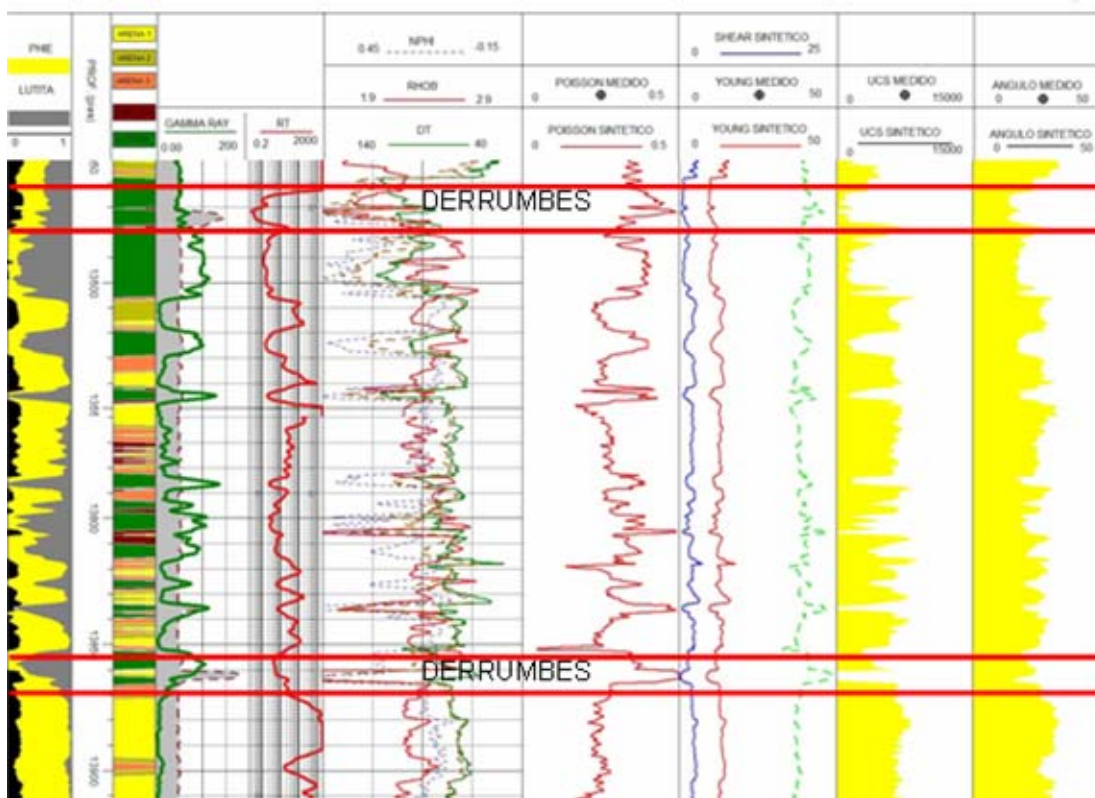


Figura 84. Generación del UCS en zonas de arcilla, pozo X.

4.2.10 Relaciones entre propiedades mecánicas, registros y electrofacies.

En las siguientes figuras 85 y 86, al graficar las propiedades de núcleo y los registros individualmente entre si, se puede apreciar lo siguiente:

1) Un registro individualmente no puede reproducir propiedades mecánicas, como se puede observar en la figura 85.

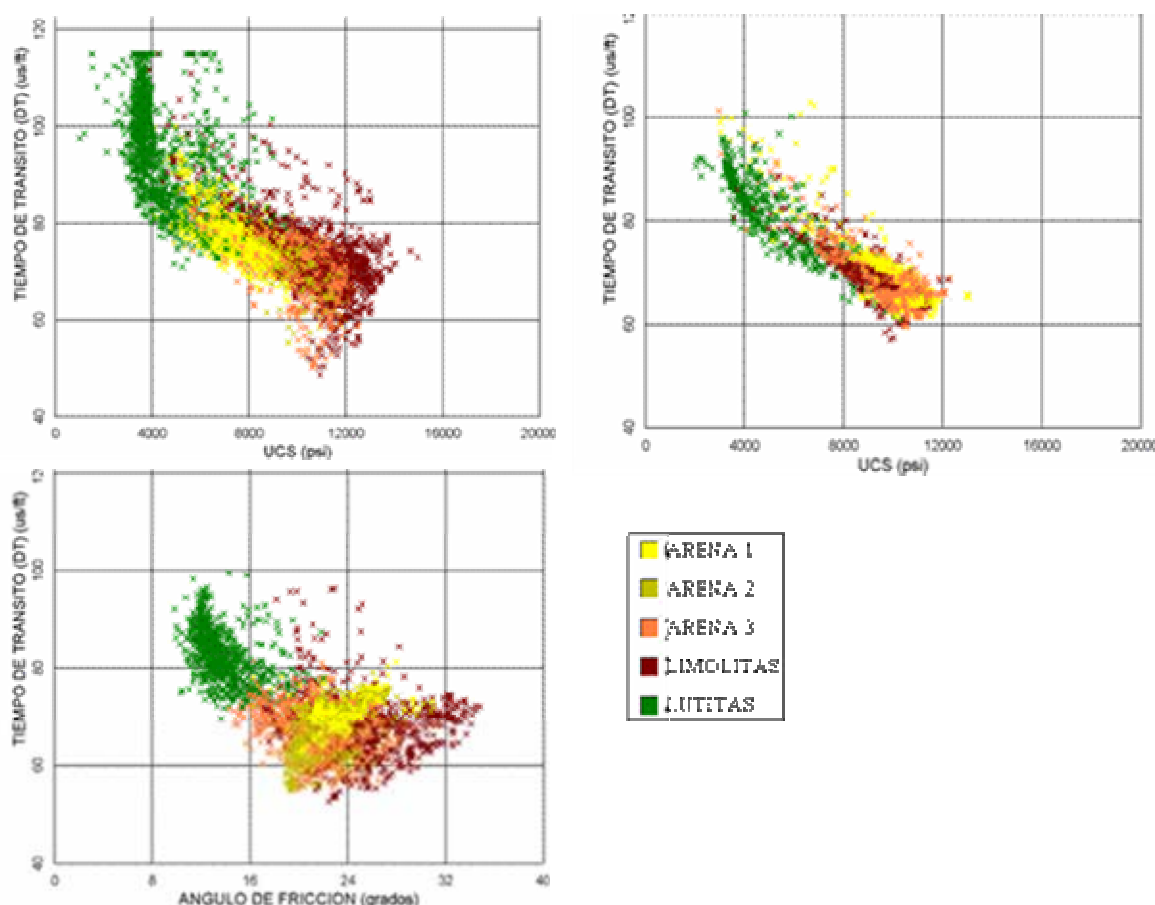


Figura 85. Correlación entre registros y propiedades mecánicas, pozos D, E y P

Sin embargo, es importante resaltar que se puede observar cierta tendencia entre las propiedades mecánicas y el registro sísmico, pero en este caso agrupado en función de los tipos de roca y/o electrofacies. Esto es acorde con lo estudiado en la literatura, ya que el registro tiende a responder en mejor grado que los otros al comportamiento mecánico de la roca. Los resultados aquí mostrados indican que estas correlaciones se podrían refinar e incluso para futuros estudios, encauzar una línea de investigación del registro sísmico y la determinación de propiedades mecánicas en función de litologías y/o facies.

2) No se puede reproducir una propiedad mecánica en función de otra, lo que se hace generalmente para estimar el UCS en función de E , ν y arcillosidad, en las regresiones tradicionales, Ver figura 86.

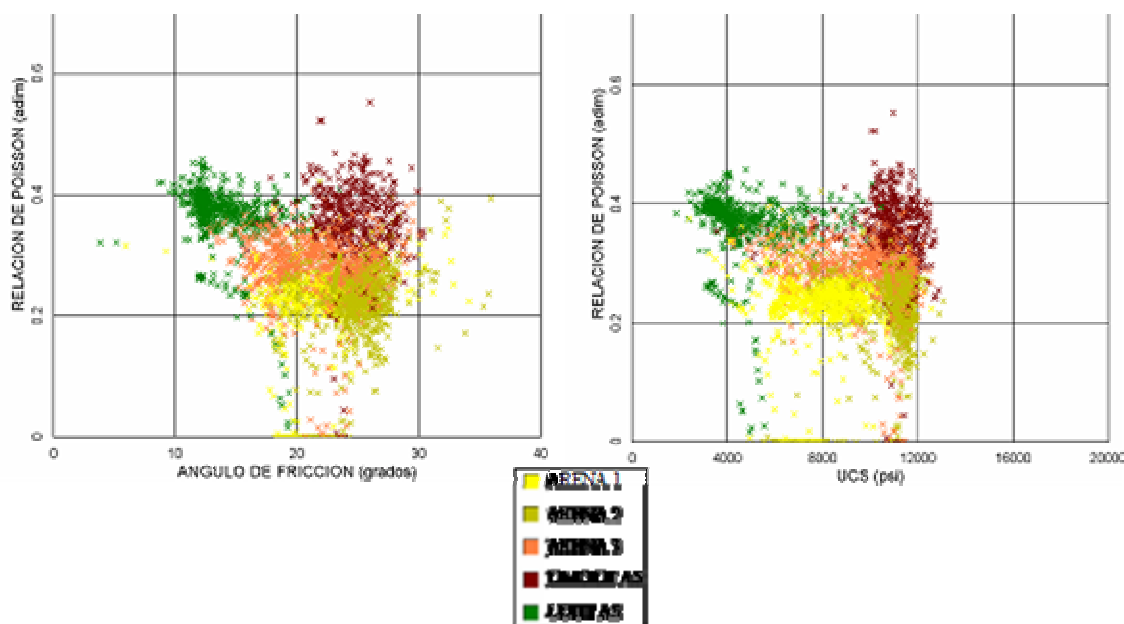


Figura 86. Correlación entre propiedades mecánicas, pozos D y E.

En todos estos casos la solución se encuentra en un espacio multidimensional de registros, con regiones bien definidas en el espacio (y agrupables por electrofacies), como se pudo apreciar en las figuras anteriores.

Otra de las razones por la que no se recomienda obtener un parámetro mecanico en función de otro, como por ejemplo UCS en función de ν , es debido a que se está “arrastrando” con el error acumulativo del cálculo ν (o de la variable en cuestión, calculada también a partir de una correlación). La situación se complica cuando se utilizan modelos complejos en base a múltiples variables, lo que incrementa el error en los resultados, como se mostrara más adelante, cuando se comparen los resultados obtenidos por AIA con los obtenidos por un programa comercial.

4.3 - MODELO DE ELECTROFACIES, PETROFÍSICA Y PROPIEDADES MECÁNICAS ÁREA DE LA CONCEPCIÓN.

En este yacimiento no se disponía de la descripción sedimentológica de núcleos pie a pie. Del pozo evaluado se trató de extraer lo máximo de la información disponible: descripción de los ripios recuperados en la perforación, análisis convencionales y especiales de núcleo.

También se utilizó como soporte el registro de imágenes acústicas, CBIL, de mayor resolución vertical en los 360° de las paredes del pozo, que aportó información relevante para el análisis de las electrofacies. Utilizando esta información en conjunto con el estudio de registros se diseñó el modelo de electrofacies para el posterior estudio geomecánico. Para este yacimiento se realizaron las mediciones RSD mostradas anteriormente al pozo M de carbonatos.

4.3.1 Petrofísica y modelo de electrofacies.

La evaluación de yacimientos de carbonatos, estudiando aisladamente cualquiera de las geociencias, no permite una caracterización en el nivel de detalle que requiere la presente evaluación geomecánica. De los resultados observados en las figuras 87 y 88 se puede resaltar lo siguiente:

1.- Se puede observar que a partir de una evaluación petrofísica convencional no es posible dividir el yacimiento en unidades suficientemente representativas. Se observa como todo el pozo es interpretado litológicamente como caliza, canal 5, con porosidades cercanas a 5%, hecho de esperarse, ya que los registros convencionales no permiten identificar porosidades secundarias y fracturas.

2.- La descripción litológica de los ripios (ante la carencia del núcleo), también es bastante gruesa, con una resolución y/o tasa de muestreo de 30 a 50 pies (y con un margen de error similar para su puesta en profundidad de registros), también describe un cuerpo masivo de caliza, canal 6 y no discretiza en el nivel deseado.

3.- En yacimientos de estas litologías el análisis de electrofacies es especialmente aplicable y permite captar ciertos rasgos e integrar diferentes fuentes de información que de otra manera sería inútil (Monsalve, 2003). Se identificaron 6 electrofacies características,

canal 7, (4) de calizas de diferente calidad, una de las cuales es considerada marginal, (1) electrofacies mezcla de caliza con areniscas, (1) electrofacies heterolíticas, (1) electrofacies de lutitas. La caliza considerada marginal pudiera ser calizas tipo mudstone y/o wackstone (matriz soportada por arcilla) en una clasificación de carbonatos tipo Dunham.

4.- El estudio de porosidad secundaria a partir la diferencia de porosidades $\phi_D - \phi_S$, realizado en este proyecto, permite dar una guía de la importante proporción de porosidad secundaria, a pesar de que en la petrofísica convencional se interpreta un cuerpo masivo de calizas de baja porosidad. Este pozo es uno de los principales productores del área, indicativo de sus altos índices de porosidad secundaria. Con los bajos valores de porosidad obtenidos de la petrofísica convencional las producciones reales reportadas serían inviables. Es importante aclarar, si bien la porosidad secundaria es el factor determinante en la productividad, debe existir un mínimo de porosidad primaria (en este caso 5%), que permita la interconexión entre el sistema secundario. Sin porosidad de matriz sencillamente el crudo permanecería aislado en estos sistemas de porosidad y de permeabilidad secundaria, sin fluir al pozo.

5.- En las electrofacies de calizas 1, 2 y 3 cuyas calidades como yacimiento disminuyen en ese orden, se observa como las porosidades totales (estimadas a partir de registros), son mayores, y más aun, los mayores índices de porosidades secundarias son asociados a estas electrofacies, canales 8 y 9. Los valores de porosidad estimados con registros previamente fueron calibrados con valores de porosidad de núcleo, canal 10, observando una buena correspondencia entre los mismos.

6.- Al igual que para el yacimiento de areniscas se utilizaron las medidas de densidad total de núcleo y se cotejaron con las medidas del registro RHOB, canal 11, lo cual garantiza un mejor aproximado de porosidad a partir del registro. Es interesante resaltar que si se observan en conjunto todos los valores de densidad medida, prácticamente corresponden a un valor de 2.71 gr/cc, el cual es característico para una matriz pura de caliza, y el valor usado para la caracterización petrofísica. Esto confirma los resultados del análisis de electrofacies donde se encuentran diferentes clases para una misma litología de calizas, pero diferenciadas entre sí por sus grados de porosidades. Como consecuencia de lo anterior el comportamiento mecánico de la roca también se ve afectado, como lo reflejan cambios en los valores de resistencia mecánica que se muestran más adelante (figura 89).



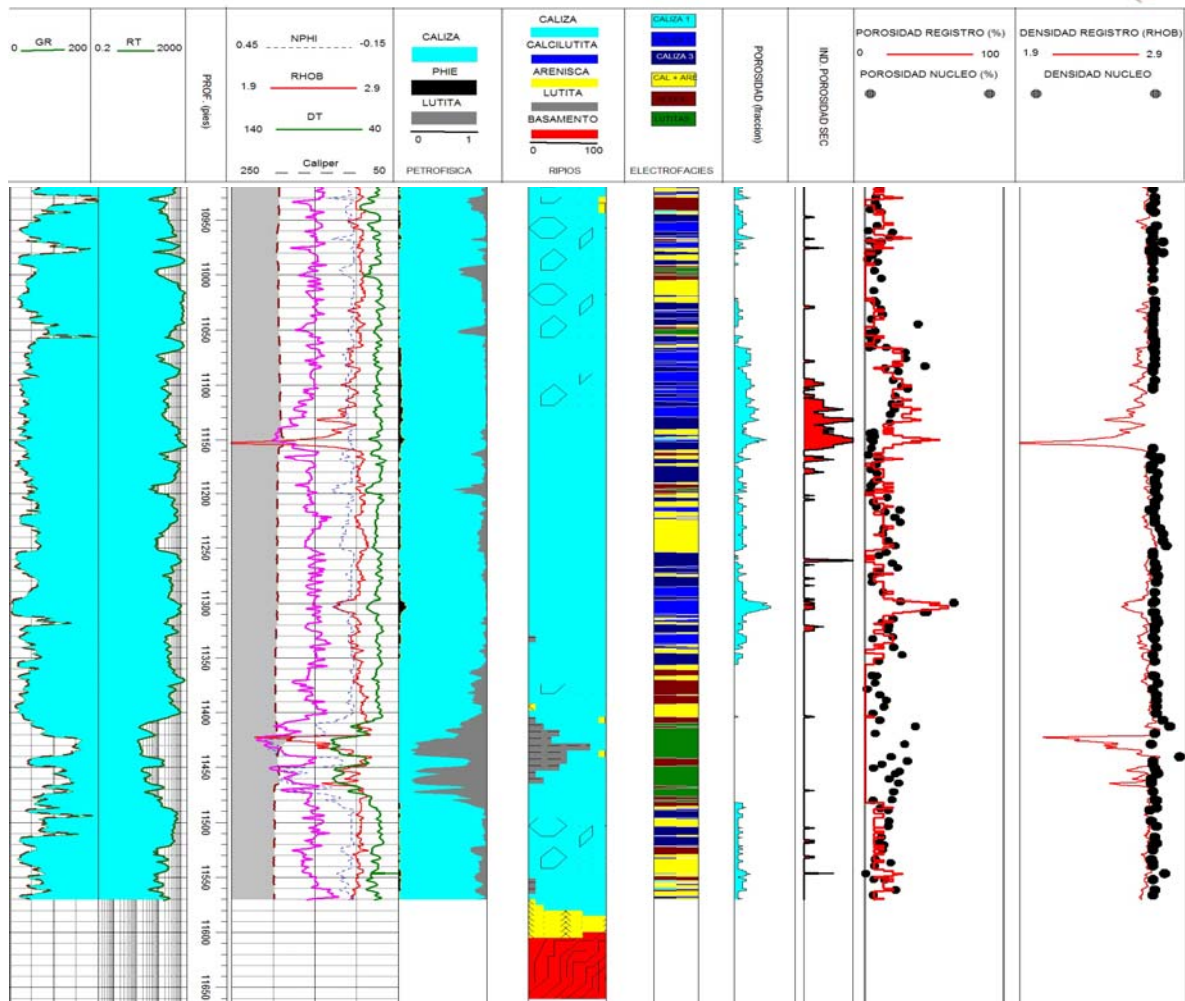


Figura 88. Evaluación petrofísica yacimiento de carbonatos, pozo M, parte inferior.

En la siguiente figura se puede apreciar la generación de todas las propiedades mecánicas para el pozo M.

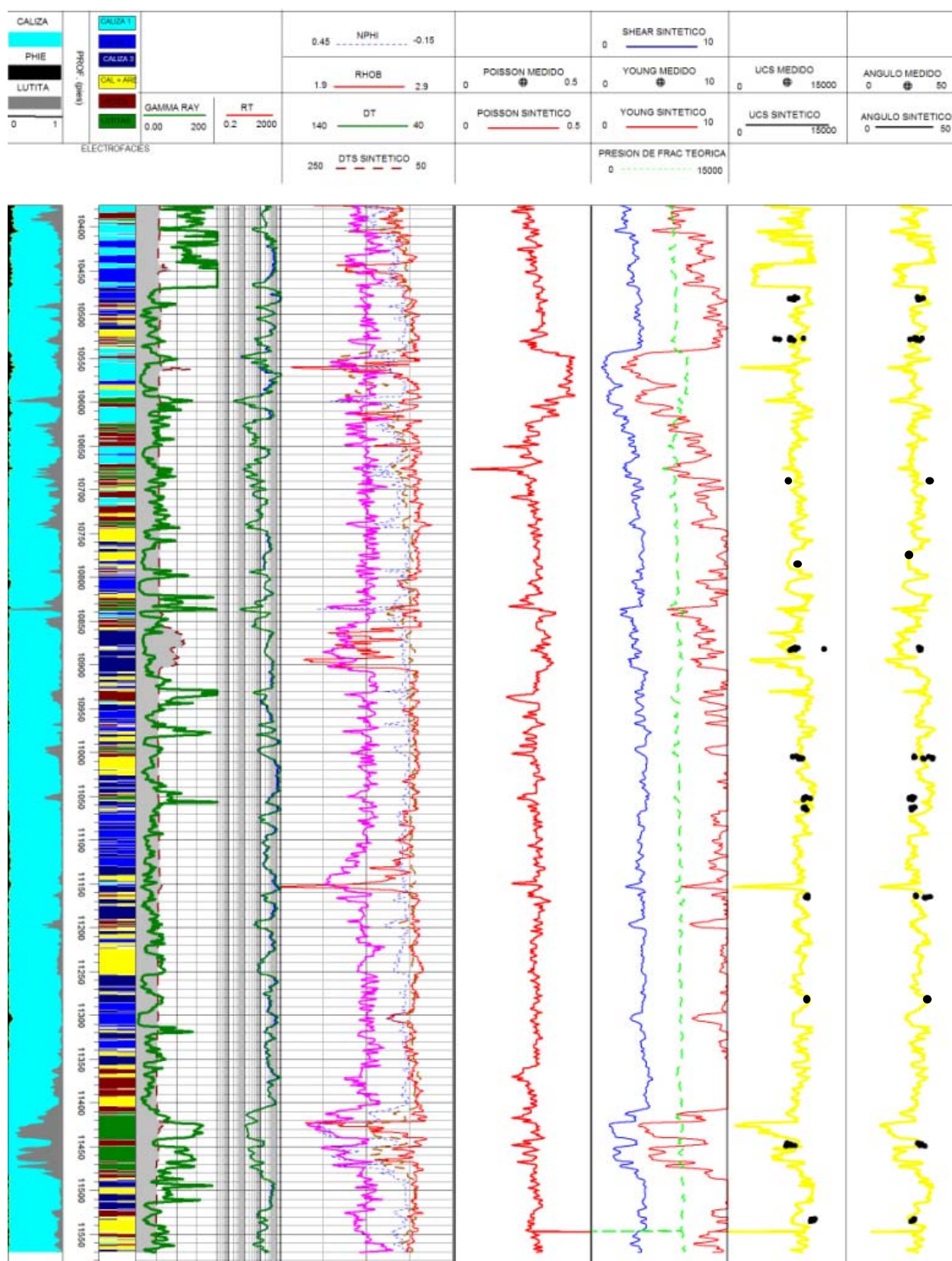


Figura 89. Generacion de propiedades mecánicas del yacimiento de carbonatos, pozo M.

De la estimación de propiedades mecánicas en conjunto con la interpretación petrofísica es importante destacar lo siguiente:

4.3.2 Identificación de intervalos fracturados:

La estimación de propiedades mecánicas a partir de AIA permite el reconocimiento o identificación de zonas con debilidad geomecánicas (bajas propiedades geomecánicas), fracturadas o propensas a fracturarse. Esto es verificado con la clasificación de electrofacies (electrofacies de caliza 1 y 2), con esta características.

Sólo como herramienta de verificación se utilizó el registro de imágenes acústicas, CBIL, ver figuras 90 y 91. Como es de esperarse, estos carbonatos tienen alto reflejo acústico o impedancia, con colores más claros en el registro (producto de la velocidad de la onda sónica por la densidad de la formación). Esto se puede apreciar a lo largo de toda la columna, a excepción de las zonas de debilidad y zonas fracturadas, bastante pronunciadas en pozo.

La principal característica que se observa en las zonas fracturadas (con colores más oscuros), es que las imágenes acústicas presentan los efectos de un fracturamiento tan intenso que se visualizan similares a los “derrumbes” o breakouts, como observados en las lutitas. Prácticamente la ausencia de las características sinusoides es total, solo se observan en el intervalo entre 10550 10650 pies. Pero se confirma que se debe al fracturamiento, ya que el análisis de petrofísica y electrofacies confirman que se trata de intervalos de calizas. Este fracturamiento está condicionado por el régimen tectónico del área, se puede apreciar en las figuras como las zonas de debilidad están representadas entre si a 180°, ultimo canal, indicativo de que están orientadas en la misma dirección.

En zonas donde se observan las mayores aperturas del hoyo y/o zonas de debilidad en el registro de imágenes, se observa un comportamiento errático y hacia valores bajos tanto del UCS como de Φ . Incluso se observan en el registro Caliper (que solamente tiene un radio de investigación en una dimensión en el pozo), algunas zonas fracturadas. A pesar de que las demás propiedades y módulos E, G y ν , son altos (característico de una litología más rígida), el cambio o patrón errático observado en las zonas fracturadas no es tan notorio.

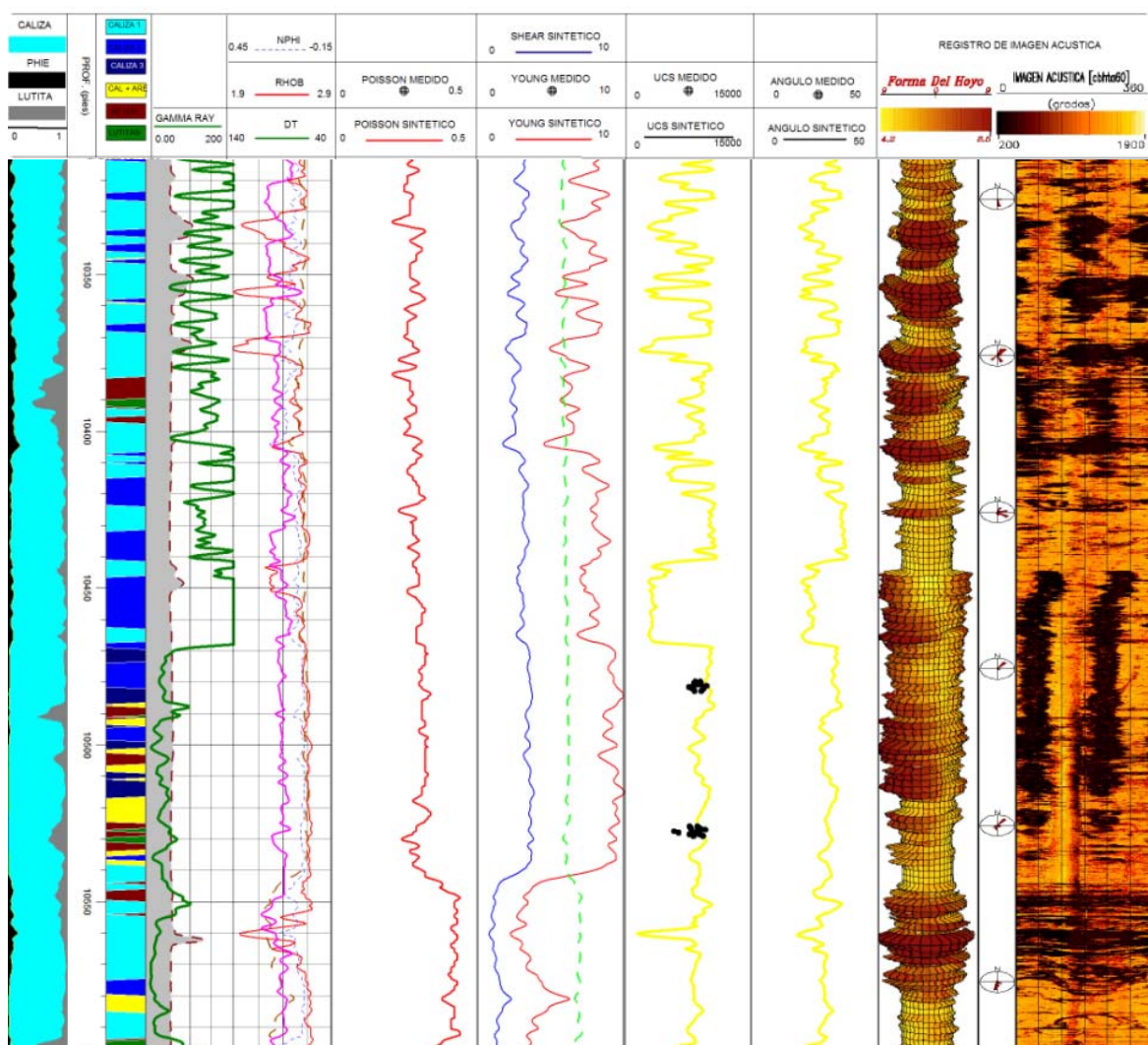


Figura 90. Estimación de propiedades mecánicas y verificación en zonas de fracturas y/o debilidad con el registro CBIL, parte superior.

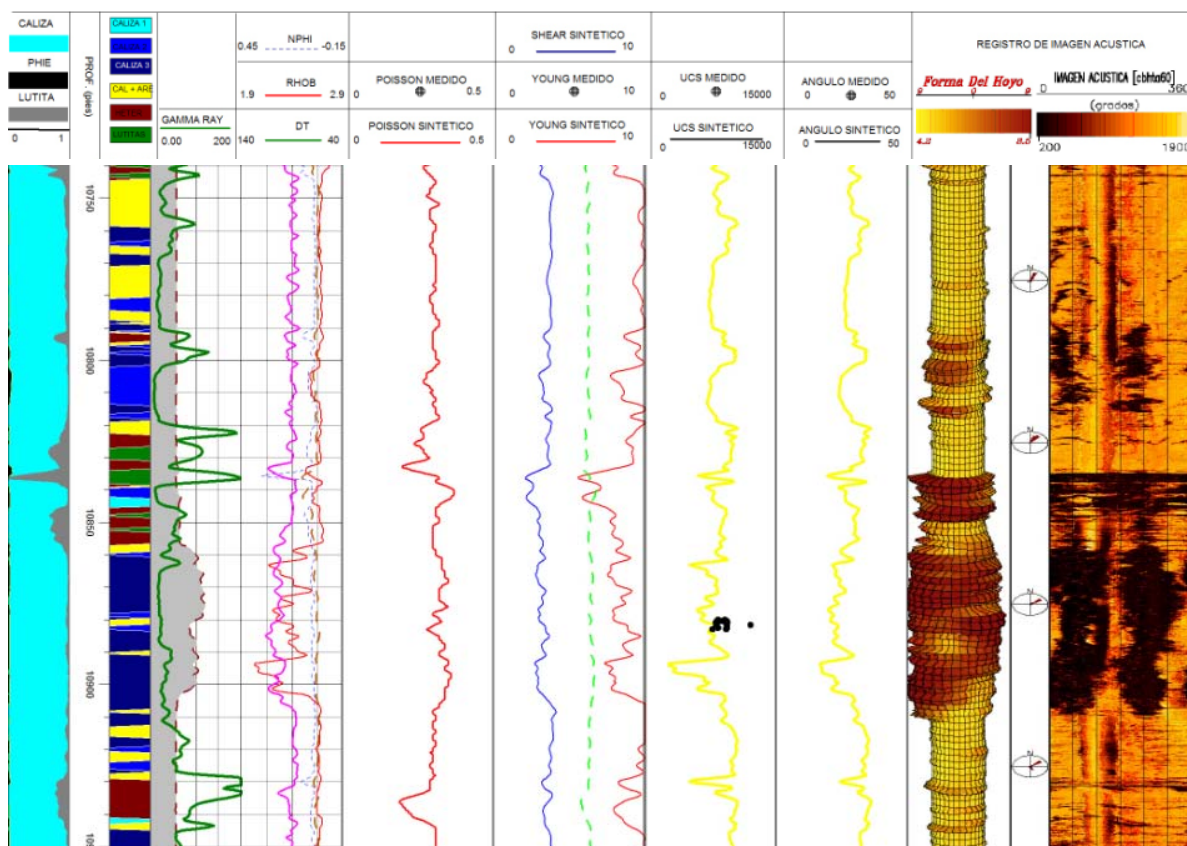


Figura 91. Estimación de propiedades mecánicas y verificación en zonas de fracturas y/o debilidad con el registro CBIL, parte inferior.

Las propiedades mecánicas-petrofísicas estimadas en el proyecto pueden ser utilizadas como identificadores de fracturadas, avance importante en la caracterización de yacimientos fracturados sin descripciones de núcleo. En estas circunstancias los estudios se basan en el análisis de registros convencionales (cualitativo) y registros especiales de imágenes acústicos o resistivos (cuantitativo).

El análisis cuantitativo de los registros de producción, PLT, (que no se disponía en formato digital), también demuestra que las mayores producciones de petróleo corresponden a las electrofacies e intervalos fracturados en el yacimiento.

Sólo en una zona de debilidad es atribuible a lutitas, al observar el comportamiento de los registros, intervalo de 11400 a 11500 pies. El registro CBIL identifica la misma lutita con el patrón característico de dos derrumbes a 180° entre si, confirmando que es un breakouts producto del régimen de esfuerzos. En la petrofísica se caracteriza el intervalo con mayor arcillosidad (mayores valores de GR), y es clasificado correctamente como

electrofacies de lutitas. Ver figura 92. Consecuentemente todas las propiedades mecánicas estimadas son de roca menos competente, incluyendo el UCS y Φ .

Es importante aclarar en este caso, no hay una buena correspondencia entre los breakouts detectados por el registro CBIL y el Caliper (de resolución menor), probablemente debido a que los patines del mismo pueden no estar exactamente en la dirección de las áreas de debilidad.

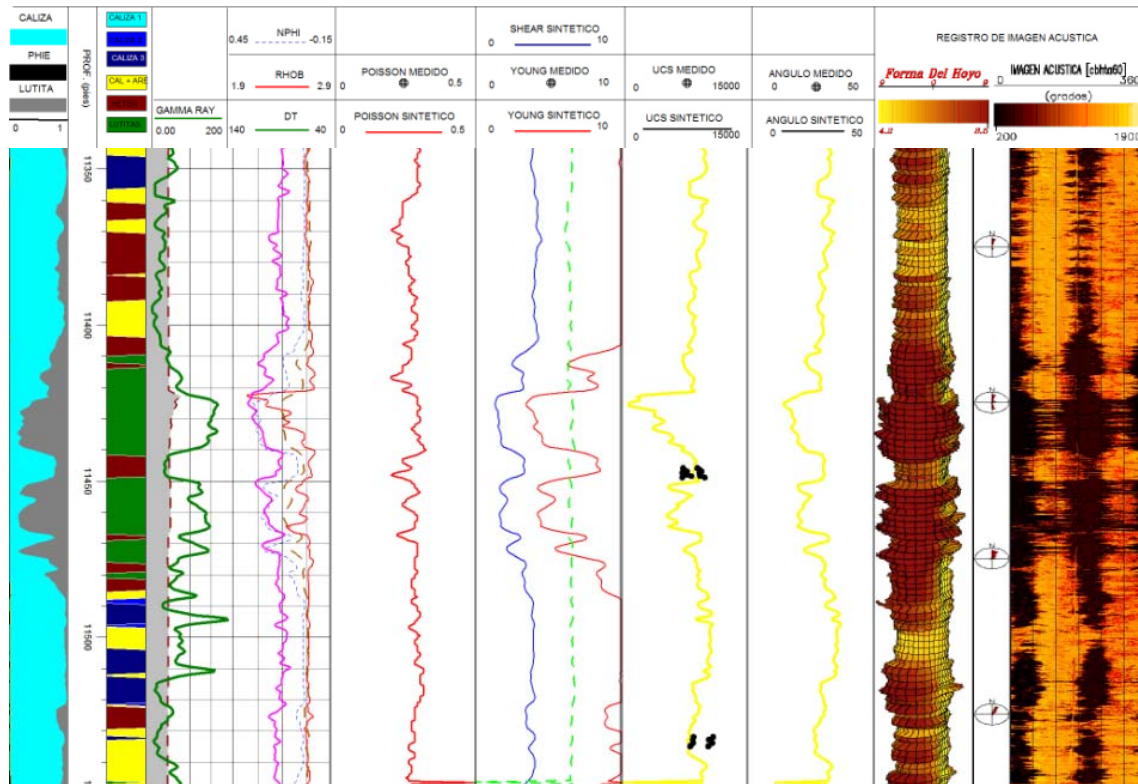


Fig. 92. Estimación de propiedades mecánicas y verificación en zonas de de lutitas con el registro CBIL.

4.3.3 Generación de propiedades mecánicas en lutita someras.

Se logró caracterizar las propiedades mecánicas de una lutita que se encuentra a una profundidad entre 9900 pies y 10050 pies, la cual ocasiona problemas durante la perforación por pega de tuberías y bajas tasas de penetración.

Con la estimación de las propiedades mecánicas realizadas en el presente trabajo a partir de AIA, será posible realizar una evaluación geomecánica más realista y una mejor estimación de los pesos de lodo óptimos, para perforar los diferentes intervalos areniscas-lutitas-carbonatos de la formación, ver figura 93.

Se observa en el intervalo lutítico una pronunciada reducción de todas las propiedades geomecánicas y por ende es propensa a los problemas antes mencionados.

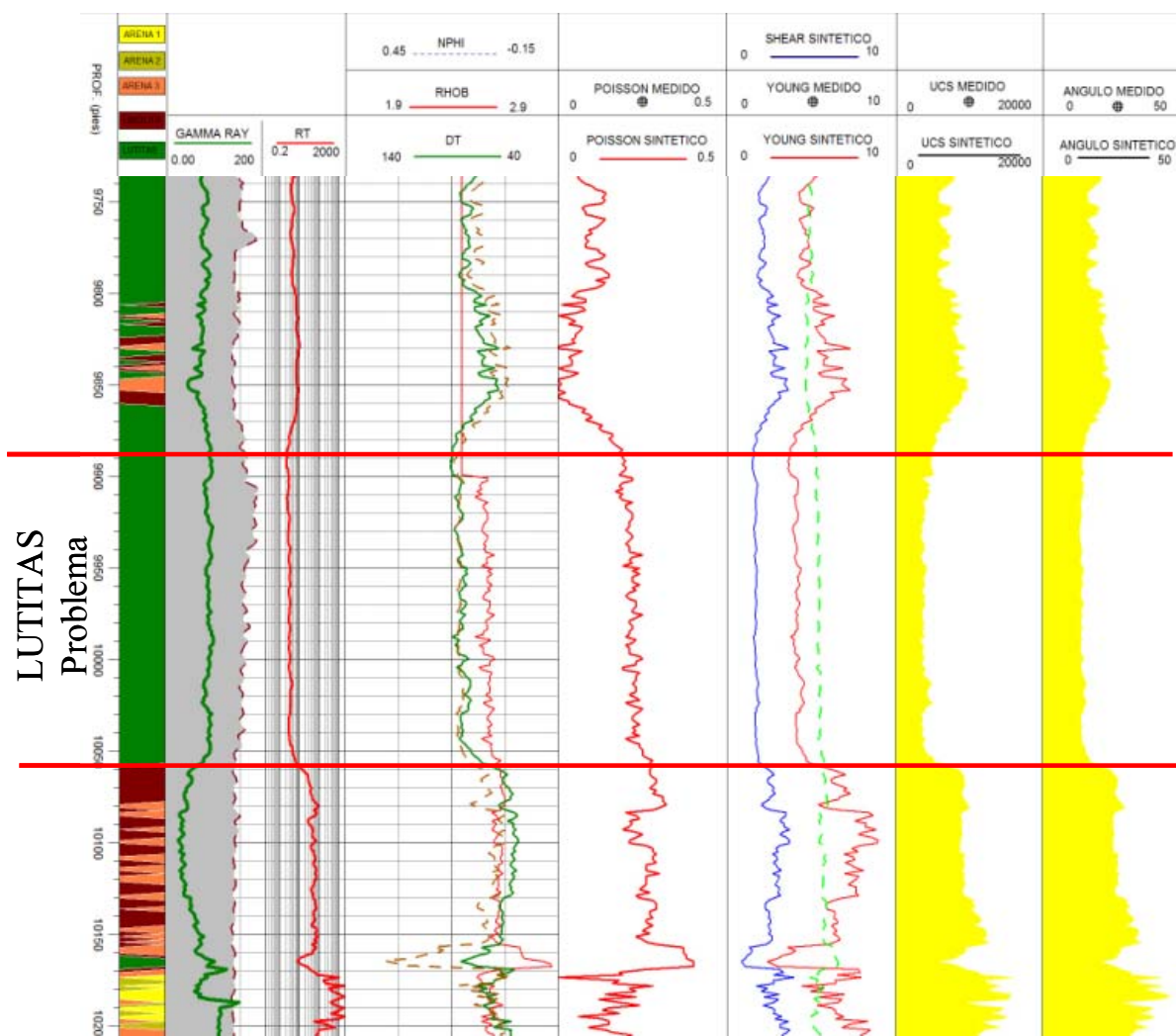


Fig. 93. Identificación y caracterización geomecánica de lutita suprayacente problemática en el campo.

4.3.4 Refinación de modelos mecánicos previos utilizados en el campo.

La geomecánica del pozo M, previamente fue interpretada por una compañía de servicios líder a nivel mundial a partir del registro de imágenes acústicas. Adicionalmente en el CBIL se registran DTC y DTS, lo que permite la estimación de sus propiedades mecánicas y módulos elásticos “dinámicos” (obtenidos a partir de los mencionados registros), con ecuaciones de la ley de elasticidad. Esta interpretación había sido tomada como guía para la perforación de muchos pozos en el área.

Sin embargo, y como ejercicio se decidió comparar los valores de UCS medidos con tecnología RSD y los estimados dicha compañía. En la figura 94 se puede observar que el margen de error es mayor al 100%, canal 7, UCS calculados y medido, error cuyas consecuencias para los cálculos geomecánicos pueden significar la pérdida del pozo.

El algoritmo de dicha compañía se basa en relaciones multivariantes entre porosidad, litología y parámetros elásticos. Todos estos parámetros de entrada son a su vez calculados a priori a partir de registros, con las consecuencias antes mencionadas respecto a la propagación del error.

Por ejemplo, el UCS tanto medido por RSD como extrapolado por AIA, está alrededor de los 10000 Lpc, valor acorde con los rangos de profundidad 9 a 11 mil pies y de la litología de calizas (puras). De acuerdo a los cálculos de la compañía de servicio están alrededor de los 25000 Lpc, sin ninguna medición para sustentar, tal elevado valor.

Es conveniente para las simulaciones geomecánicas trabajar con valores de UCS subestimados, lo que proporciona a la vez un margen de seguridad al hacer los escenarios. De acuerdo a este valor errado proporcionado por la compañía de servicios, la interpretación geomecánica es que la roca es mucho más competente mecánicamente de lo real (entre 100% y 150% veces más). La roca es capaz de soportar más esfuerzos, los pesos de lodo utilizados también pueden ser mayores, se puede producir la formación a mayores tasas de producción sin tener problemas de migración de finos y/o arenamiento, incluso los ángulos de inclinación (en caso de ser un pozo horizontal o inclinado), pueden ser mayores. Es decir, todo el diseño para futuros pozos es errado.

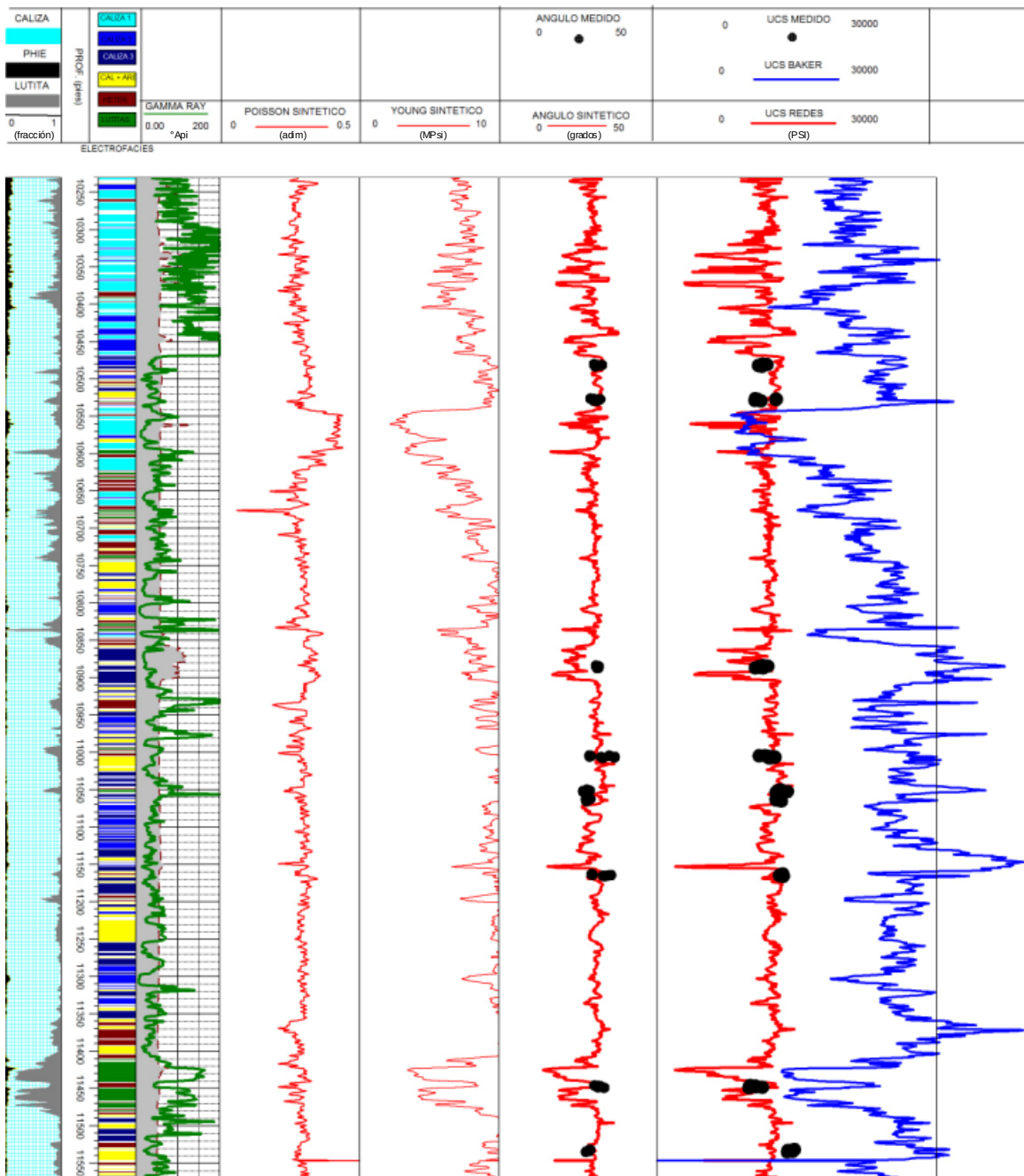


Fig. 94. Interpretación de propiedades mecánicas, estudio geomecánico previo vs. estudio propuesto.

Vale la pena destacar que en este pozo la resistencia mecánica no fue tan alta como la esperada en los carbonatos precisamente, debido su composición mineralógica mayoritariamente de calcita (caliza) y ausencia de dolomitas que incremente drásticamente la densidad, dureza y a su vez fragilidad del volumen de roca.

4.4 - MODELO DE ELECTROFACIES, PETROFÍSICA Y PROPIEDADES MECÁNICAS ÁREA DE ORITUPANO.

4.4.1 Visualización del problema de escalamiento.

El problema de escalamiento se consigue en todas las etapas de la caracterización geomecánica y en general del yacimiento; desde las mediciones discretas de tapones de núcleo, hacia su correlación con el registro continuo, y en última instancia (y etapa crítica), cuando se promedian intervalos para llevarlos a una malla de simulación numérica (Suárez et al., 2002).

Históricamente el escalamiento desde el núcleo hasta el yacimiento ha sido dependiente, a un disperso y reducido número de muestras con mediciones, que necesariamente no son los más representativos de la heterogeneidad del yacimiento (Suárez et al., 2002).

Se hace necesario un cambio en la manera en que son medidas las propiedades mecánicas en el núcleo y en su predicción a partir de registros de pozos. Primero que todo se debe reconocer la importancia de la heterogeneidad de una propiedad y ser capaz de escalar hacia arriba, sin que la pérdida de la resolución en el escalamiento hacia los registros afecte sustancialmente las estimaciones operacionales. Esto representaría un avance significativo en la correlación núcleo perfil, de lo contrario se va a incurrir en la sobre valoración y/o sub valoración de muchos intervalos del yacimiento.

En el supuesto que se tienen unas capas delgadas de roca menos competente mecánicamente (de menor resistencia mecánica), que no fueron muestreadas en los tapones, pero que están dispuestas entre rocas masivas más competentes que sí fueron muestreadas. Generalmente este tipo de arenas “omitidas” en el muestro que no se conoce su comportamiento son las que ocasionan los problemas geomecánicos en el pozo.

El siguiente es un ejemplo de la heterogeneidad a nivel de cm. observada en la formación de areniscas no consolidadas y la capacidad de resolución de la herramienta RSD permite ilustrar esta situación (ver figura 95). Si se hubieran realizado mediciones geomecánicas convencionales y los tapones tomados en los máximos picos de las fuerzas necesarias para cortar el núcleo, se hubiera triplicado el valor del UCS utilizado como “representativo” del intervalo, y tal vez, del yacimiento.

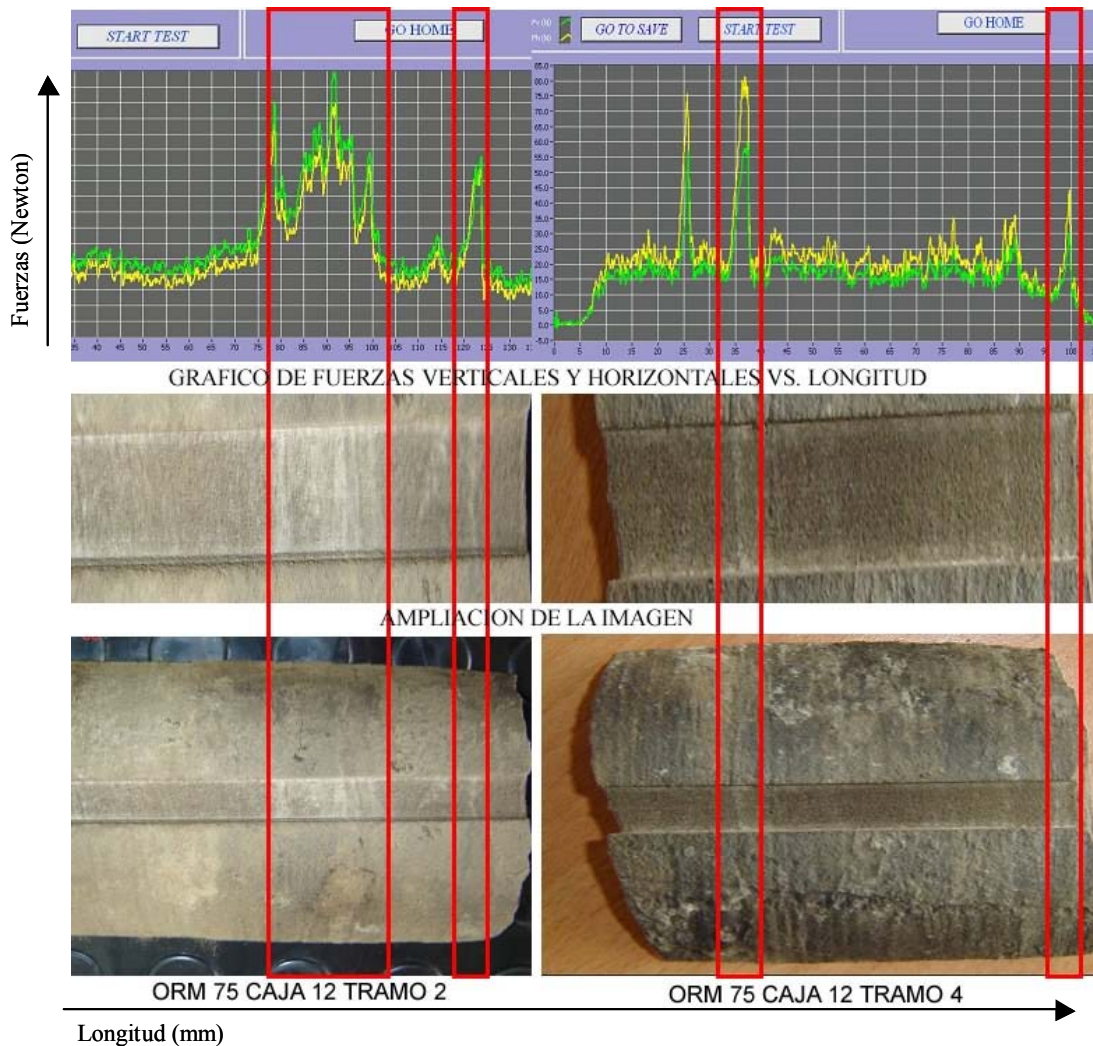


Figura 95. Heterogeneidad a escala de mm, Pozo K, Prof. (5530 - 5531'6 pies).

Con la introducción de las medidas continuas de alta resolución del RSD del núcleo se pueden identificar y cuantificar el efecto de estas heterogeneidades y se puede obtener una excelente referencia de calibración, para generar un modelo robusto del núcleo basado en predicciones a partir de registros.

A simple vista, las muestras de la figura lucen homogéneas y de una misma litología, sin embargo, hay pequeñas regiones donde hay un aparente cambio de color que coinciden con el aumento de la resistencia del núcleo a ser medido por RSD. En la figura se muestra el comportamiento de las fuerzas, verticales y horizontales (y como consecuencia UCS y Φ), dentro de una misma muestra. Aquí se puede evidenciar la heterogeneidad en escala de cm con el aumento de las fuerzas (en los intervalos de núcleo más claros),

posiblemente como consecuencia de la inclusión de otro mineral de mayor dureza o por la precipitación de algún tipo de cemento (de carbonato, siderita, etc.).

El RSD permite hacer sensibilidades el escalamiento óptimo en dos direcciones: (1) incrementando la resolución vertical del registro, es decir, incrementando en número de mediciones utilizadas promediándolas a intervalos menores o (2) disminuyendo la resolución de las medidas RSD, si las medidas están en cm, se promedian de nuevo a escalas mayores que coincidan con una mayor cantidad de puntos donde se tienen mediciones de registros.

Esto no se podría hacer con mediciones puntuales y dispersas de núcleo. La visualización y manipulación continua del RSD permite la calibración apropiada del registro de manera, que sintetice los rasgos más importantes en la heterogeneidad de las propiedades mecánicas de la roca. El dispositivo permite visualizar toda la heterogeneidad presente a lo largo del núcleo, evitándose las simplificaciones que se tienen que hacer cuando hay escasez de data. Con esta metodología se propone reducir el gigantesco vacío de información, cuando se correlaciona data de laboratorio (mecánica, petrofísica, etc.) con registros de pozos.

Otro hecho teórico fundamental respecto a la caracterización del UCS se refiere a la imposibilidad de tener medidas confiables, bajo ensayos tradicionales de compresión uniaxial en los yacimientos de arena no consolidada estudiados. De acuerdo a su definición, el UCS es el máximo esfuerzo que soporta la roca antes de su fallamiento (como se explicó en la figura 29). En arenas no consolidadas no se puede aplicar dicho razonamiento debido a que las mismas están fallando bajo deformación plástica, desde el momento en que comienza el experimento de compresión. El principio novedoso de la tecnología RSD permite la utilización de las fuerzas medidas que al cortar el núcleo sean un indicativo del UCS, sin importar que tan bajas resulten. El problema en la caracterización de Φ se hace aún mayor, puesto que se necesitan varias envolventes de falla M-C confiables para obtener la pendiente (o valor de Φ).

4.4.2 Petrofísica, geomecánica y modelo de electrofacies.

En esta sección se puede observar como todas las propiedades mecánicas estimadas tienen un comportamiento característico en función de las propiedades petrofísicas, registros de pozos agrupadas en función de electrofacies. Al igual que en los casos anteriores el criterio al seleccionar las muestras fue el de tomar la mayor diversidad de facies posible. Se hicieron las mediciones RSD a los pozos K y L.

En la siguiente figura 96 se muestra el pozo L donde se puede apreciar, como para las mejores facies (canal 3), con el mayor tamaño de grano (canal 1) y que se corresponden a las mejores unidades de flujo identificadas en el núcleo (todas de color amarillo), tienen asociada un tipo electrofacies arena 1 (de mejor calidad de yacimiento, ver canal 4) y a su vez tienen un comportamiento característico en cuanto al UCS y Φ tanto medidos con RSD como los sintéticos generados por AIA.

Análogamente se observa una tendencia para las lutitas y litologías y facies de grano más fino (canal 3 azul claro), que representan las unidades de flujo marginales (canal 2 en azul eléctrico), correspondientes con las electrofacies de lutitas (canal 4) que abarcan los menores valores de UCS y Φ .

Como es de esperarse todas las propiedades estimadas y electrofacies están relacionadas con las propiedades petrofísicas (último canal). Por ejemplo, se ha observado como a medida que aumenta la porosidad para una misma arena disminuye la resistencia mecánica, puesto que al haber mayor espacio poroso y menos grano ocupándolo, este menor contacto entre los granos disminuye su capacidad para soportar carga. Se identificó las electrofacies heterolíticas (similares a las limolitas), o areniscas de grano más fino, donde los granos más pequeños, y con mayor área de contacto unos con otro, la roca se comporta mecánicamente como un material “macizo” con mayor resistencia mecánica.

Otro de los aportes del presente trabajo es la identificación de litofacies típicas para estos yacimientos como los lignitos (identificadas también en electrofacies ver figura 96). Los lignitos representan problemas en la evaluación petrofísica convencional, debido a que estas unidades se podrían interpretar erróneamente en los registros como arenas limpias (bajas radiactividades), y de porosidades anormalmente altas (por sus bajas densidades). Como son muy poco densas y a la vez dúctiles, desde el punto de vista de su resistencia mecánica son muy poco competentes, por lo que presentan UCS, Φ y demás propiedades

mecánicas muy bajas. En la figura 96 se puede observar valores UCS y Φ prácticamente nulos en el intervalo de electrofacies de lignitos, prof. 6505 pies.

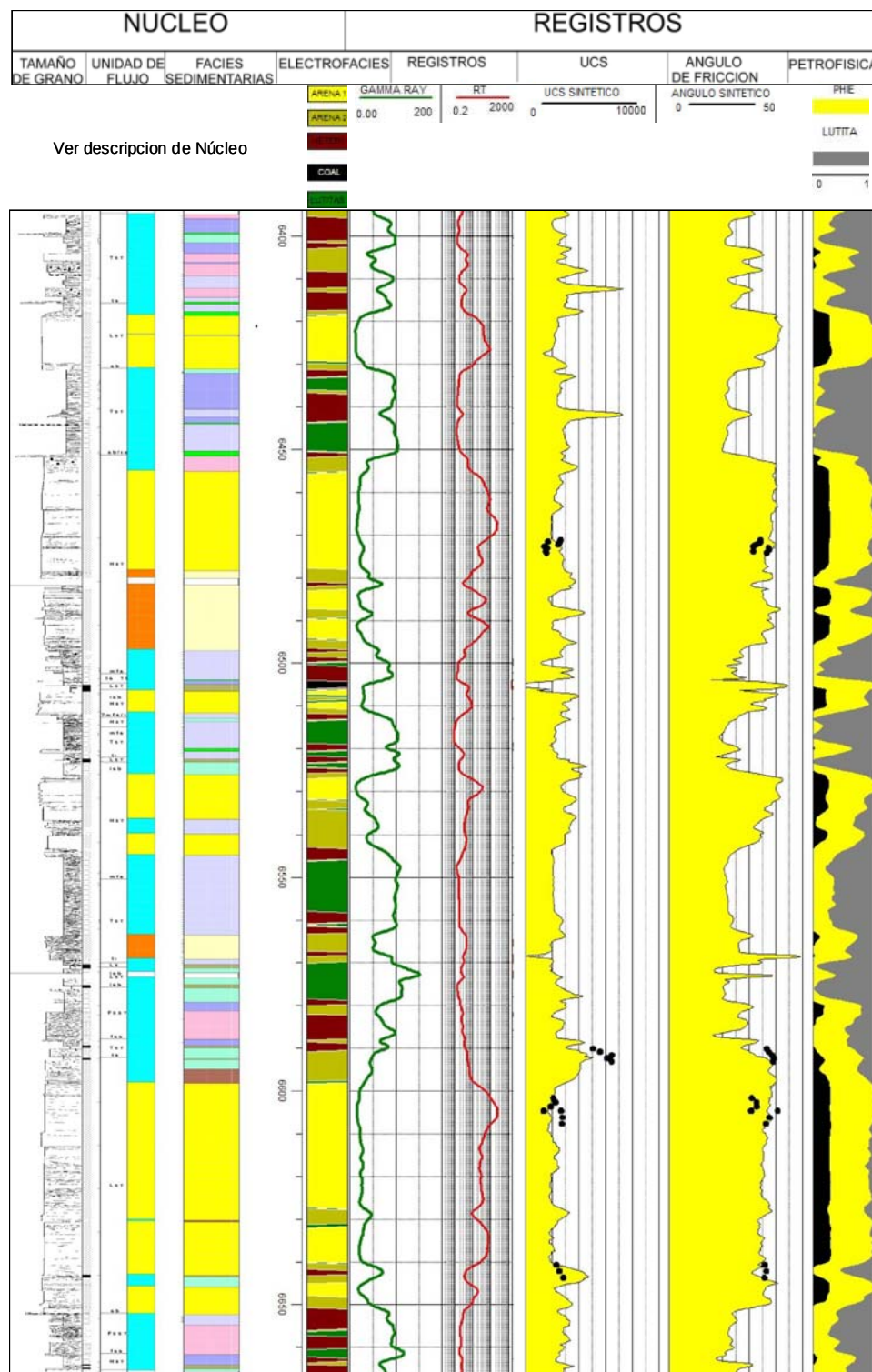


Figura 96. Correlación núcleo-perfil propiedades mecánicas, pozo L.

En la próxima figura se muestra un comportamiento consistente con lo anterior para el pozo K, las facies de grano medio a grueso (canal 3, tonalidad rojiza) que se corresponden con las unidades de flujo intermedias (color anaranjado), tienen asociada las electrofacies arena 2 (de calidad intermedia, canal 4) con patrón característico de UCS y Φ .

El mismo razonamiento aplica para las electrofacies heterolíticas, correspondientes a las arenas de tamaño de grano medio-fino y relacionadas a las facies de menor porosidad, mas “apretadas”, y por ende a mayores valores de UCS.

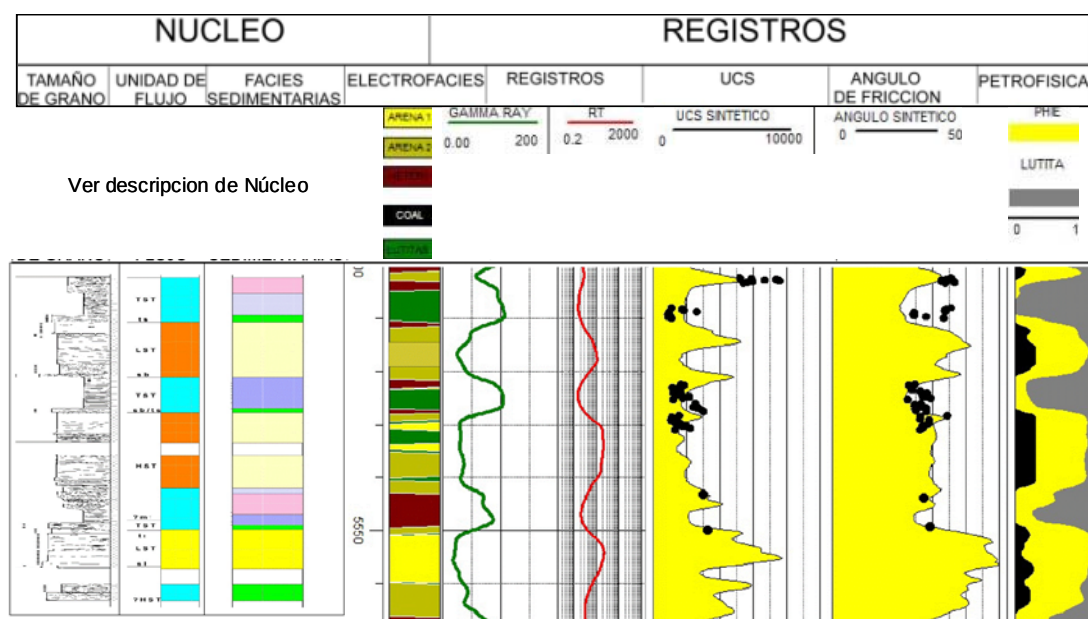


Figura 97. Correlación núcleo-perfil propiedades mecánicas, pozo K. parte a.

Este análisis permite una generación con un menor grado de incertidumbre en los intervalos donde se disponga de núcleo aunque se carezca de medidas. La sola verificación de las electrofacies del núcleo a partir de registro permitirá inferir los rasgos de sus propiedades mecánicas. En la siguiente figura se observa la coherencia de los valores obtenidos en cuanto a las propiedades petrofísicas y mecánicas y comportamiento de las facies explicados en las figuras anteriores, en un intervalo sin medidas para las arenas no consolidadas.

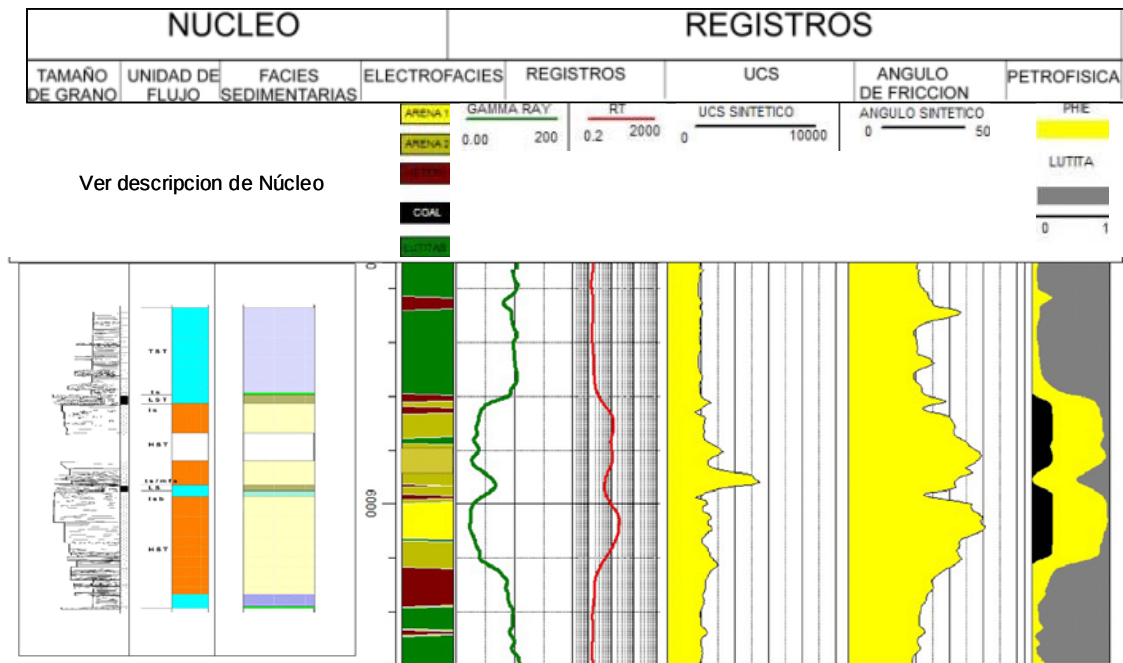


Figura 98. Correlación núcleo-perfil propiedades mecánicas, pozo K. parte b.

Todas las propiedades mecánicas estimadas se pueden observar para los pozos K y L en las figuras 99 y 100. En el primer canal se puede apreciar las propiedades petrofísicas, porosidad y arcillosidad, en el tercero las electrofacies estimadas del núcleo para dicho pozo, en el cuarto canal los registros, en el quinto se observa el registro sintético DTS, en los siguientes canales, ν , E , UCS, y Φ (todos basados en mediciones del núcleo).

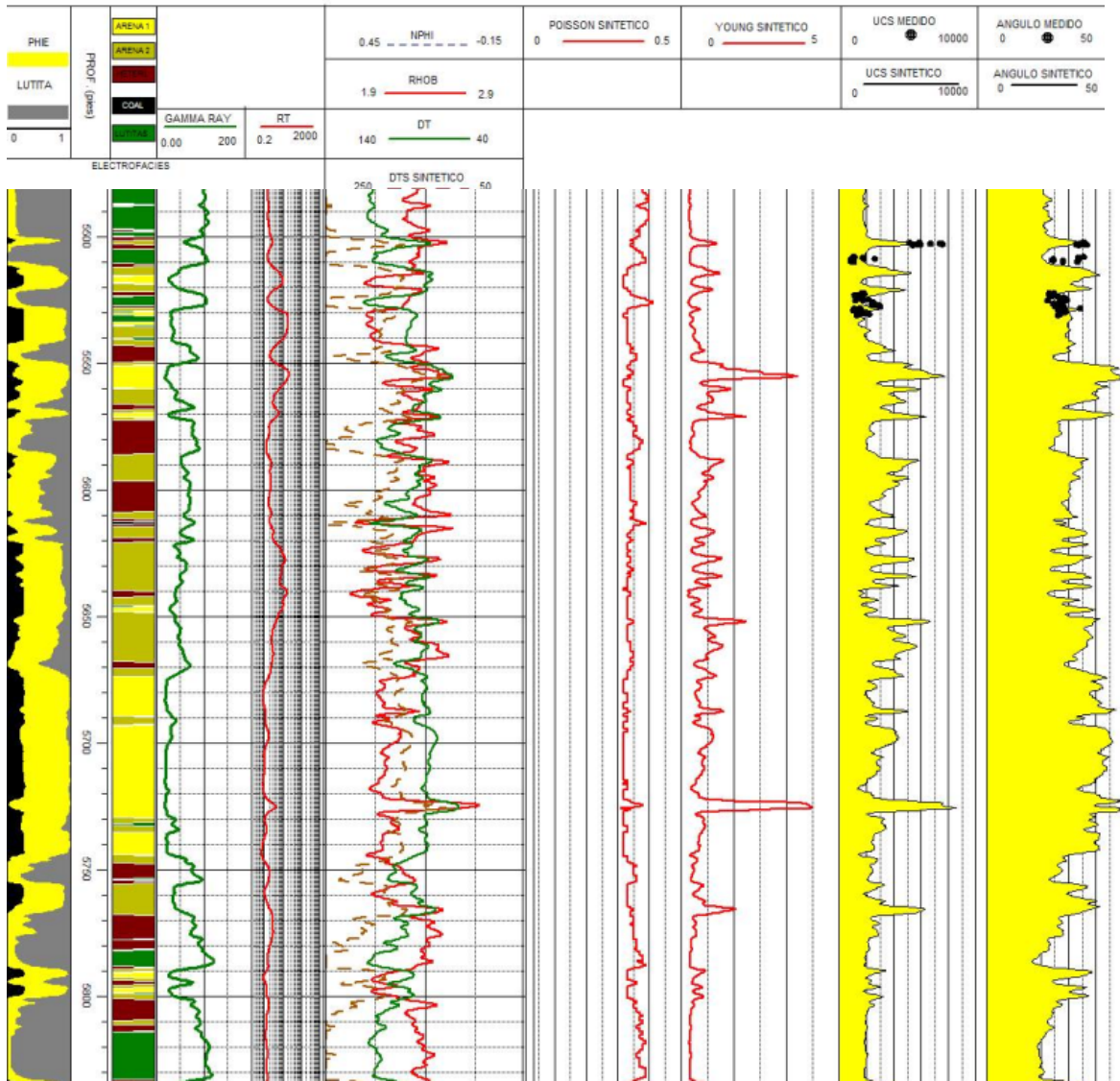


Figura 99. Generación de propiedades mecánicas, petrofísicas y electrofacies, pozo K.

Se puede apreciar como todas las propiedades estimadas son de roca menos competente, desde el punto de vista mecánico en comparación con los dos yacimientos estudiados, lo cual repercute dramáticamente en las simulaciones geomecánicas y estado de esfuerzos como se mostrará más adelante.

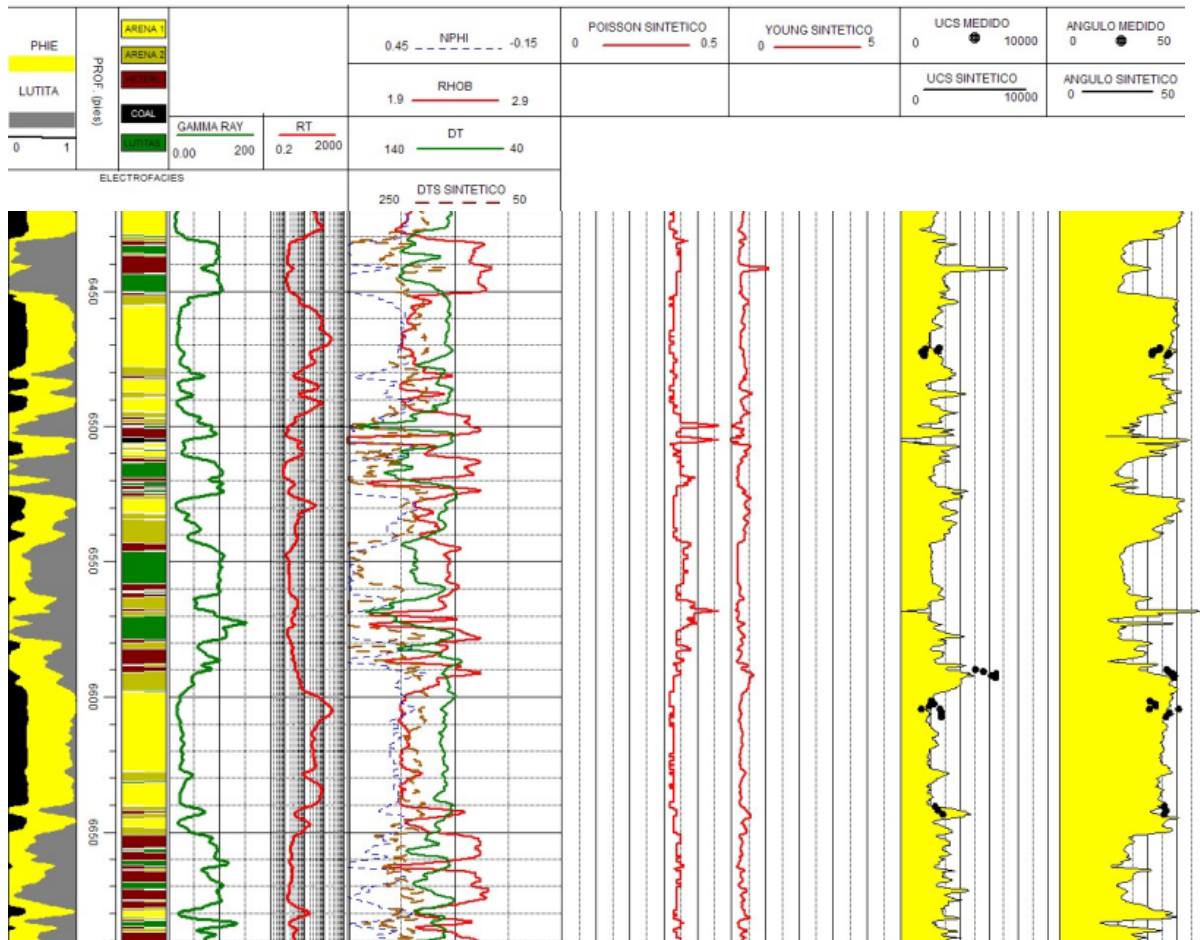


Figura 100. Generación de propiedades mecánicas, petrofísicas y electrofacies, pozo L.

4.4.3 Refinación de modelos mecánicos previos utilizados en el campo.

Con el objetivo de comparar la validez del modelo, se evaluaron las propiedades mecánicas en pozos previamente analizados geomecánicamente y estabilidad de hoyo por una empresa de servicios. Similar al yacimiento anterior esta evaluación esta condicionada a la corrida o no del registro sísmico y/o imágenes acústicas.

En este caso la compañía corrió y evaluó el registro sísmico Dipolar y el comportamiento de las ondas DTC y DTS, indispensables ambos para poder realizar una evaluación geomecánica desde el punto de vista tradicional. Los pozos usados para comparación son los pozos Z y AA.

En las figuras 101 y 102 se puede apreciar en los dos últimos canales las diferencias en cuanto los valores de las propiedades:

a) En cuanto al UCS (penúltimo canal) se puede apreciar que los valores utilizados por la empresa de servicios presentan picos con valores muy altos de UCS que inclusive se salen de la escala y mayores que los reportados durante las mediciones RSD del núcleo (7580 Lpc). Similar a la comparación realizada para el yacimiento de carbonatos.

b) Respecto a los valores de Φ utilizada para la simulación previa (último canal), no se corresponde con la generada a partir de las mediciones RSD, y prácticamente no defleca. Tiende hacia valores de 32° para las arcillas y 40° para las arenas, que tampoco están acordes con las mediciones RSD, donde Φ para las arenas se encuentra entre 25° y 35° .

Desde el punto de vista de las simulaciones realizadas, cabe destacar que no se pudieron obtener resultados aceptables en intervalos lutíticos cuando se simularon con un Φ de 32° (valor elevado para las lutitas de este yacimiento). En resumen, la interpretación del registro sísmico Dipolar ofrecido por la compañía de servicio está resultando en otro tipo de roca con un comportamiento mecánico sobreestimado y no acorde al comportamiento de una arenisca no consolidada.

Finalmente, para una verificación adicional del modelo se utilizó la técnica de backward modelling o modelado hacia atrás, en base al modelo propuesto por Tixier (1973) del DTS en función de las propiedades estimadas, se puede observar en el quinto canal la excelente correlación entre las curvas DTS y DTS simulada para cada pozo.

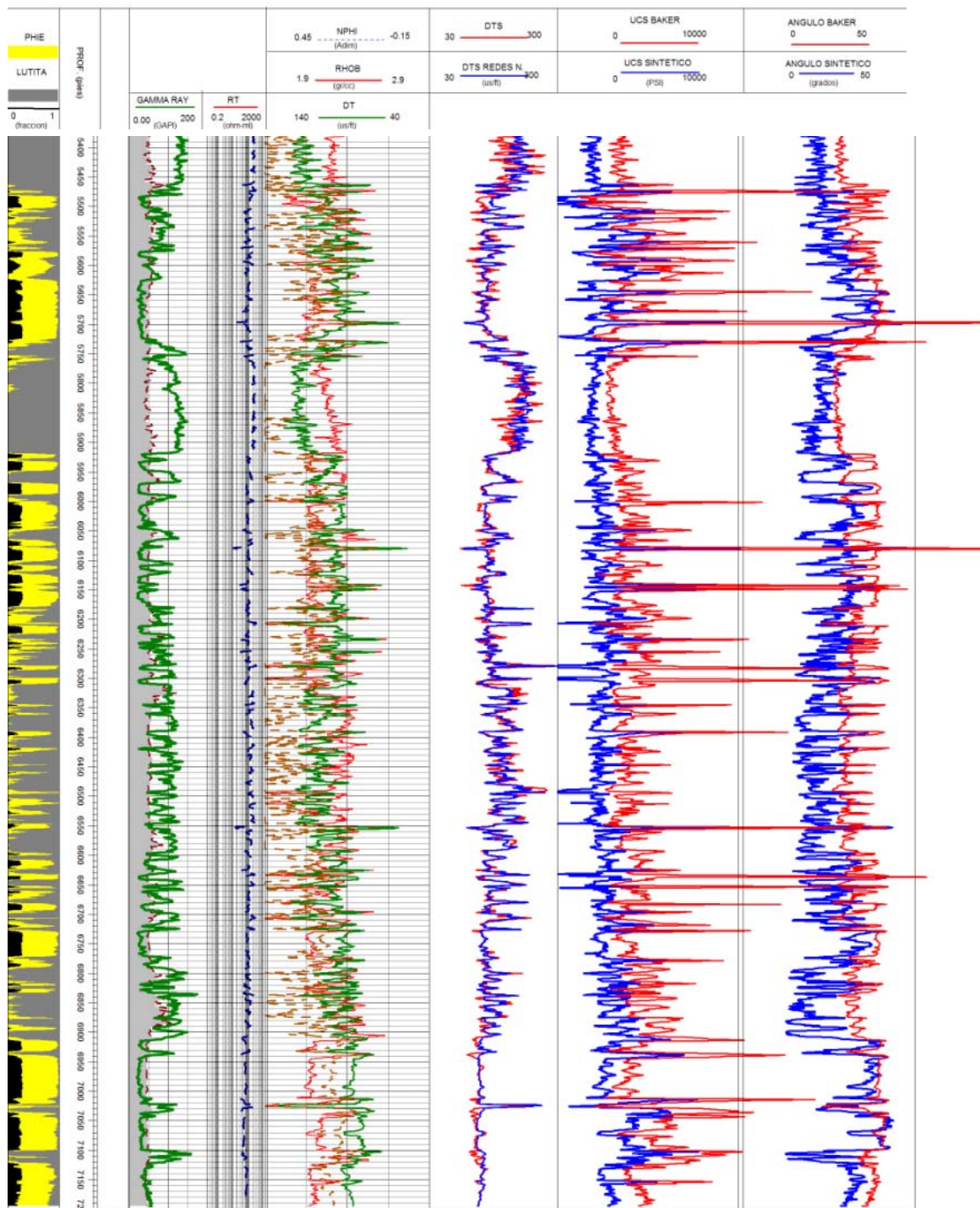


Figura 101. Evaluación y comparación del UCS y ángulo de fricción, pozo AA.

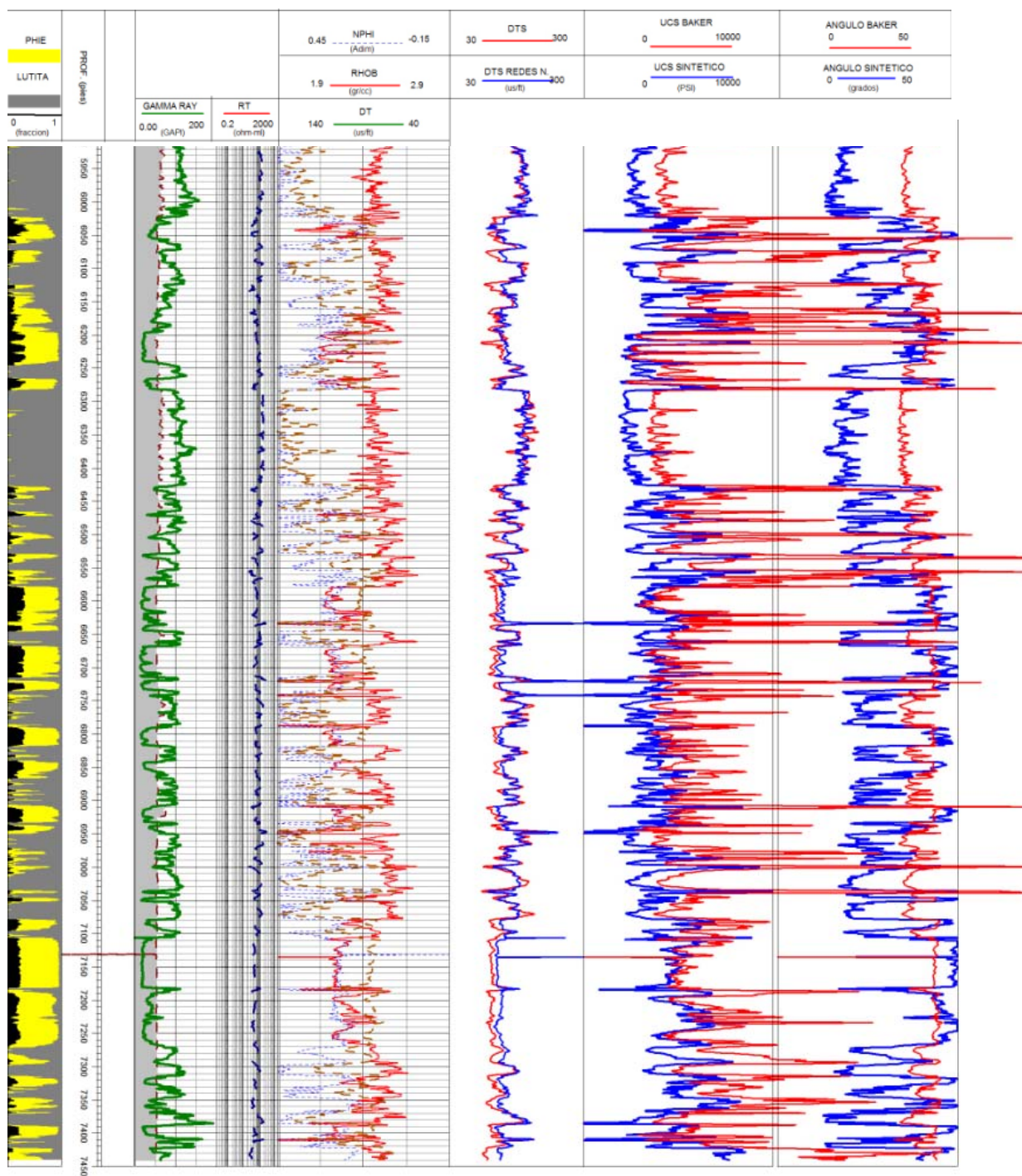


Figura 102. Evaluación y comparación del UCS y ángulo de fricción, pozo AA.

4.4.4 Comparación económica.

No se había mencionado otra de las ventajas de las mediciones RSD y las técnicas de correlación vía eletrofacies y algoritmos de inteligencia artificial: su economía, de hecho no se requirió de ningún programa especializado, ya que todas las ecuaciones y modelos utilizados fueron programados por el autor en Matlab.

Lo que se conoce tradicionalmente para la interpretación de las propiedades y simulación geomecánica de un pozo es a partir de la interpretación del registro sísmico Dipolar o imágenes acústicas, únicos que permiten registrar los tiempos DTC y DTS, data de entrada indispensable en todos los modelos geomecánicos y de elasticidad convencional. Esto significa que con la visión tradicional solo se pueden interpretar pozos donde se hayan corrido dicho registro.

Sin embargo, con el enfoque no convencional desarrollado en este trabajo, la información fundamental es el núcleo (o en su defecto ripios de perforación y petrofísica), y cualquier registro disponible en el pozo para realizar la estimación continua.

Cabe destacar que con el costo de la interpretación de un solo pozo a partir del registro sísmico Dipolar por una compañía de servicios (y con el gran margen de error observado antes), se pueden realizar mediciones a dos pozos con núcleo, usando tecnología RSD y sus correspondientes estimaciones continuas con AIA. Adicionalmente, los modelos y propiedades sintéticas generadas podrán ser usadas en el futuro para evaluar cualquier área o sector del yacimiento.

4.5 - RESULTADOS DE LAS EVALUACIONES GEOMECHANICAS

4.5.1 Resultados área de estudio Norte de Monagas.

Como se mencionó anteriormente, las propiedades en este yacimiento presentan grandes variaciones con profundidad. El siguiente ejemplo es un pozo considerado marginal, pozo O, por bajas porosidades que se encuentra hacia los flancos del yacimiento (ver figura 103). Hacia la base de este pozo con mayores profundidades (aprox. 18600 pies), se observa unas bajas porosidades, séptimo canal, menores incluso que 5%, correspondientes a los mayores UCS, sexto canal, cercanos a 15000 Lpc, el modulo de Young E, también indicativo de resistencia mecánica tiene los mayores valores, quinto canal, 17 Lpc 10^6 .

A pesar de que la petrofísica interpreta mayores arcillosidades en mayores profundidades, primer canal, de un 20%, en realidad es un reflejo de la degradación de las propiedades mecánicas, con profundidad consecuencia de la compactación y consolidación. Con la información disponible sólo se puede catalogar la compactación como mecánica, que reduce la porosidad como consecuencia del reacomodo de los granos por carga litostática y de mayor proporción de granos finos. De la compactación química, disolución, como consecuencia del aumento de σ_v y carga litostática, no se tiene información de núcleo (como identificación de disolución y cementación con profundidad).

Estos intervalos, ver figura 103, son interpretados correctamente por el análisis de electrofacies como limolitas o areniscas de grano más fino y en todo caso de menor porosidad. Lo más significativo del análisis de toda la información mencionada en conjunto, es la manera como es interpretada coherentemente en el modelo geomecánico de estabilidad de hoyo propuesto en este trabajo: La resistencia mecánica de la roca y como consecuencia su competencia es mayor y es más difícilmente deformable por el nuevo régimen de esfuerzos después de la perforación, esto repercute en una ventana operacional (ventana de lodos) mayor, canal 7, el peso de lodo mínimo para evitar el colapso por cizalla y el peso de lodo máximo para evitar fracturar la roca, esta entre 8 y 25 lpg, lo que proporciona una ventana de perforación relativamente cómoda, muy conveniente para diseñar pozos inclinados (que no se analizan en el presente estudio). Igualmente, el modelo predice la estabilidad para casi todo el pozo, canal 8. Los esfuerzos horizontales y efectivos

son mucho menores que en las arcillas, noveno canal, también indicativo de que se tratan de intervalos más resistentes y rígidos por lo tanto más difícilmente deformables. También se observa altas P_p y σ_v con un comportamiento lineal, lo cual es de esperarse, ya que dependen básicamente de la carga litostática y profundidad.

Otro hecho significativo es que los esfuerzos totales y efectivos son muy similares, lo cual es lógico, ya que el α calculado es bajo como una consecuencia de la baja porosidad, un fuerte contacto entre los granos, entonces la roca se comporta muy similar a un medio continuo, casi 100% matriz, no hay espacio poroso y por lo tanto, muy baja presión de poro que reduzca el esfuerzo efectivo. Por lo tanto es muy similar al total, décimo canal, figura 103. Nótese además, que a mayor profundidad las electrofacies son de peor calidad de yacimiento y corresponden a rocas más compactas, con las consecuencias mencionadas.

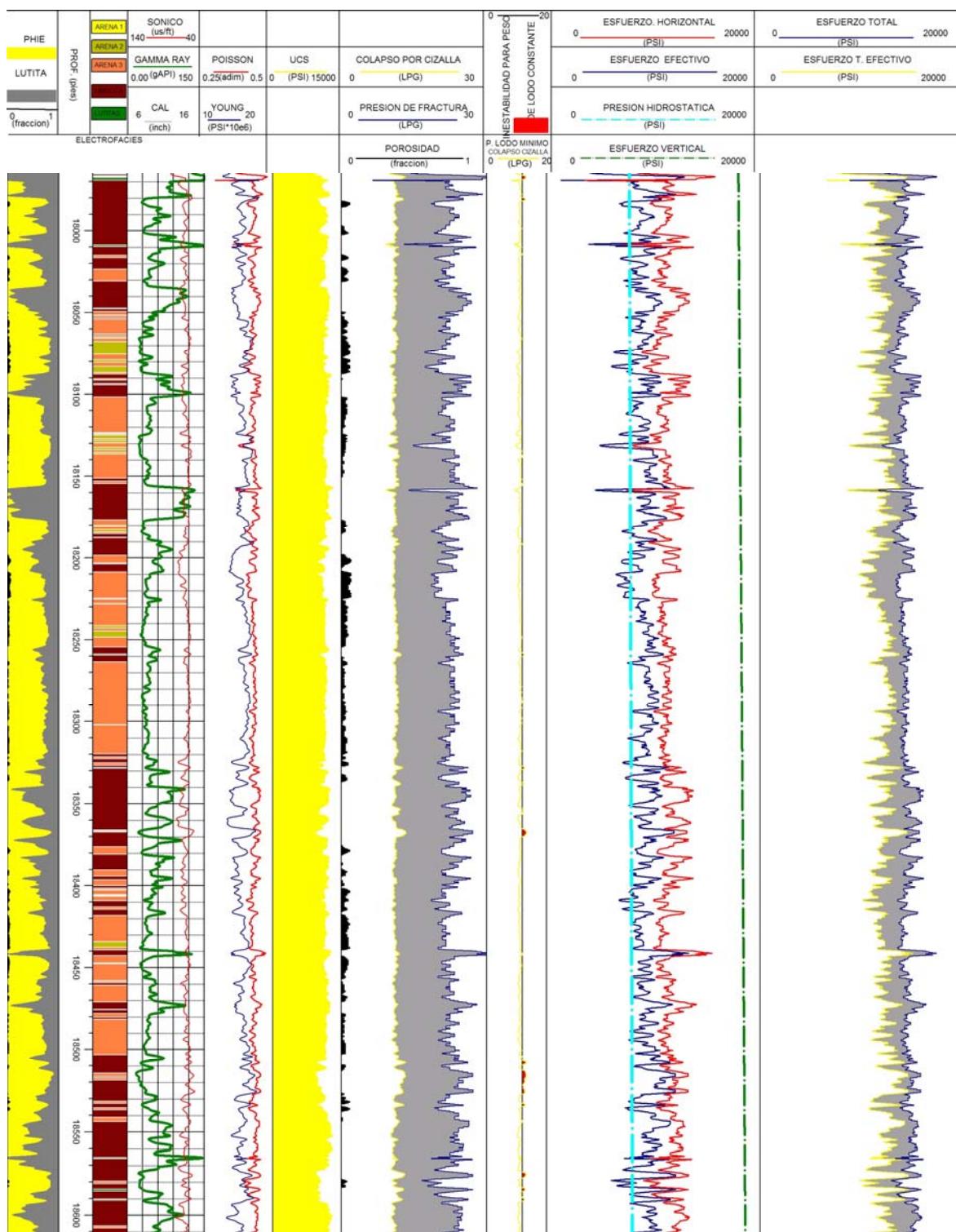


Fig. 103 Simulación geomecánica pozo O.

Antagónicamente y para hacer la comparación en el mismo yacimiento se muestra uno de los mejores pozos del yacimiento, Pozo N, ver figura 104:

Se puede observar como el pozo con las mayores porosidades, séptimo canal, cercanas a 20%, presenta menor competencia mecánica a pesar de encontrarse en el mismo yacimiento que el anterior, todas las propiedades mecánicas son de roca menos competente, menores UCS, sexto canal, entre 6000 y 7000 Lpc, menores E, quinto canal, $12 \text{ Lpc}10^6$, se puede constatar con los intervalos derrumbados en lutitas con el registro “Caliper”, cuarto canal, y areniscas más limpias observadas en la petrofísica son interpretadas correctamente en el análisis de electrofacies, tercer canal, como areniscas de mejor calidad.

En todas las secciones lutíticas las condiciones de los esfuerzos cambian drásticamente, producto de este contraste de propiedades elásticas y resistencia mecánica que existe entre las lutitas y las otras litologías de arenas identificadas con el análisis de electrofacies.

En cuanto a la simulación del comportamiento de estabilidad se observa una excelente correspondencia: las presiones mínimas de lodo: deben ser más altas, canal 7 para mantener la estabilidad del pozo en las lutitas, y las presiones de fractura también deben ser altas. Ante la ausencia de porosidad y su comportamiento dúctil actúan como excelentes sellos, de gran utilidad para la planificación de operaciones de fracturamiento. Los mayores esfuerzos horizontales en las arcillas sirven como mecanismo de mantenimiento para controlar el crecimiento de las fracturas cuando se hace el fracturamiento hidráulico (frac pack), en completaciones de arenas, de hecho es la suposición principal al hacer frac pack.

Los intervalos pronosticados de inestabilidad, canal 8, se corresponden a las zonas arcillosas con derrumbes, UCS mínimos y que soportan los mayores esfuerzos horizontales ya son más dúctiles, canal 9. Existe también una diferencia bien marcada entre los esfuerzos totales y efectivos para toda la columna, canal 10, debido a la alta porosidad y efecto de presión de poro que ejerce el fluido en el medio. Ver figura 104.

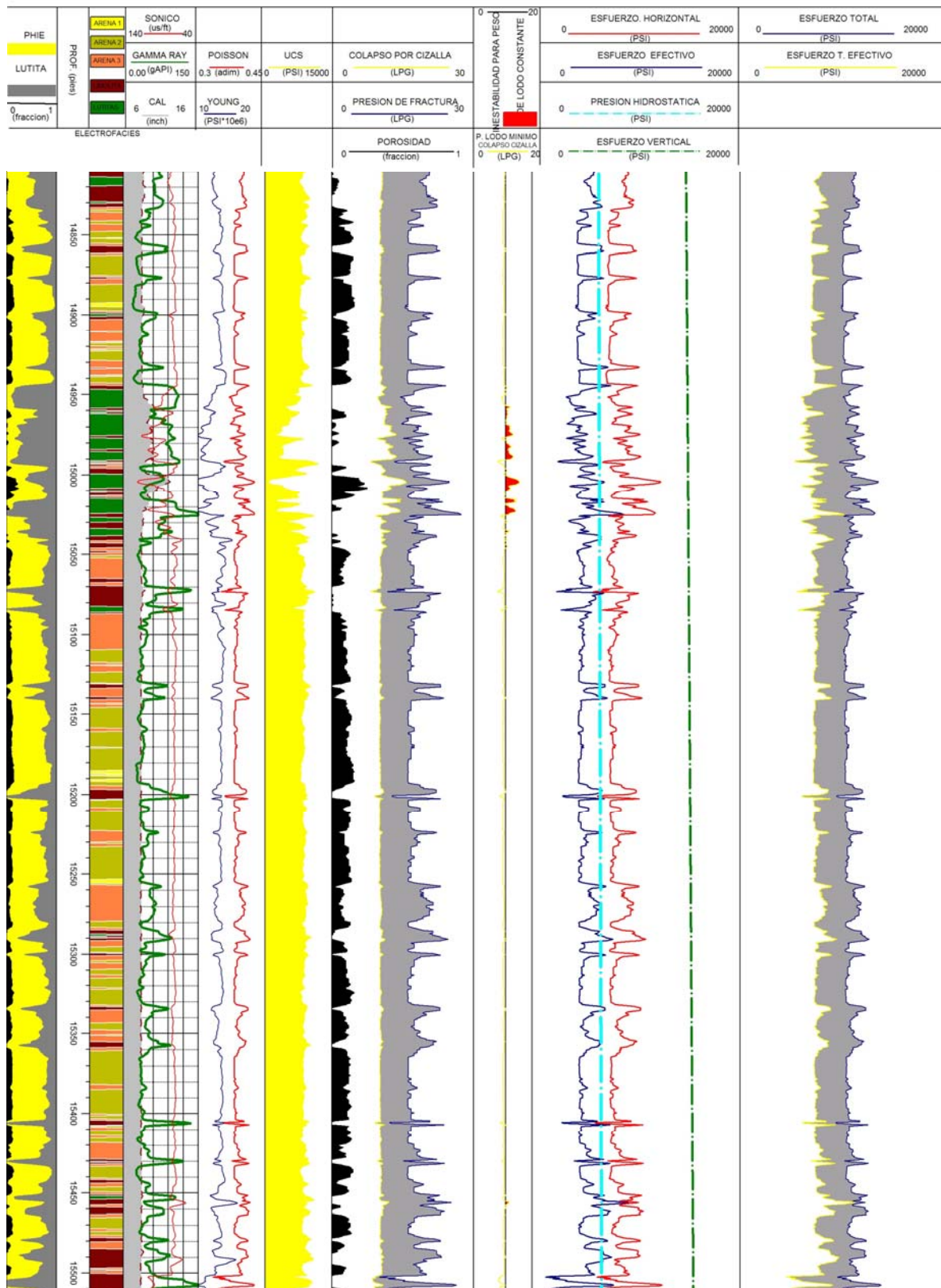


Fig. 105 Simulación geomecánica pozo N, parte inferior.

La comparación se hace más interesante cuando se hace en función del mismo pozo N, pero a mayor profundidad, hacia los 15500 pies, figura 105, donde se observa simultáneamente una reducción de porosidad, con el aumento del UCS (y demás propiedades mecánicas), correspondientes a una mayor proporción de electrofacies de menor calidad. Simultáneamente se observa un incremento de los esfuerzos y ventanas operacionales.

En general, se observa como el modelo responde adecuadamente al modelo mecánico de falla establecido y que se puede chequear simplemente con la inestabilidad mecánica observada en las lutitas, corroboradas con el registro “Caliper”. Prácticamente en las lutitas no hay ventana operacional o es casi nula en las lutitas más someras.

En el pozo F (figura 106), otro pozo que se utilizó para verificación, se muestra como todo el modelo tiene sentido geológico, petrofísico y geomecánico y de como todas las propiedades se comportan de una manera característica para el análisis de electrofacies propuesto en este trabajo. Lo más resaltante al analizar los pozos anteriores es que se mantiene el comportamiento geomecánico y de propiedades petrofísicas esperado. Se muestra a continuación otro pozo ubicado hacia los flancos del yacimiento, al igual que el pozo O presenta los mayores estados de esfuerzos y propiedades de roca mucho más compactada.

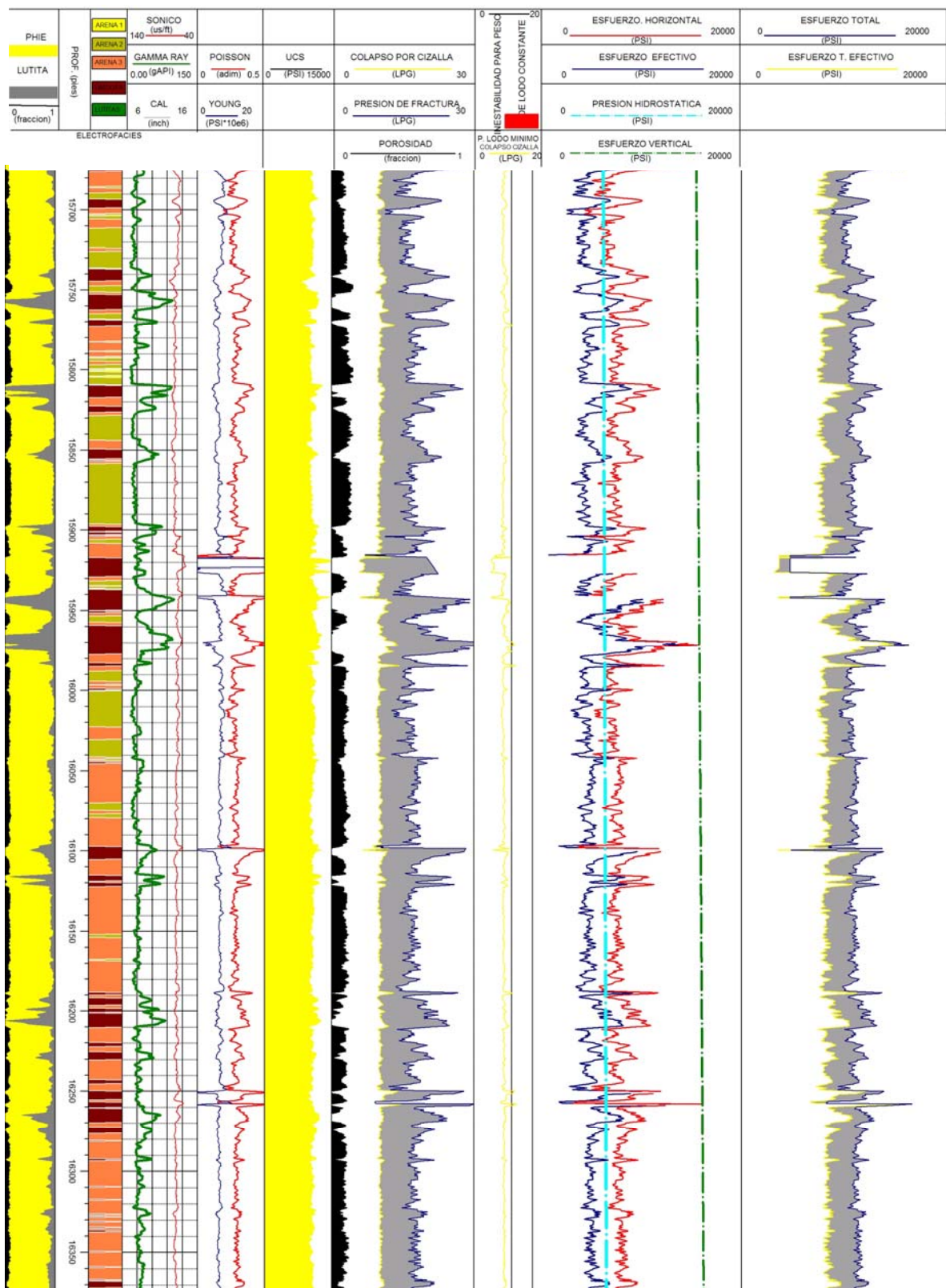


Fig. 106 Simulación geomecánica pozo F.

Se decidió hacer una estimación de las zonas propensas a arenarse, basados exclusivamente en las propiedades de la roca, a sabiendas de que el arenamiento es producto de interacción compleja de variables estáticas y dinámicas. Sin embargo, para el pozo Q se observó una tendencia a arenarse de acuerdo al modelo de predicción utilizado (ultimo canal), lo cual es significativo ya que se han reportados pozos cercanos arenados. El pozo en cuestión no ha producido arena en cantidades importantes, por lo que los resultados no deben ser considerados como definitivos, por lo tanto, se debe profundizar utilizando un simulador geomecánico con las variables estimadas en este proyecto. El pozo a lo largo de toda su columna presenta derrumbes observados en el “Caliper”, no sólo en las arcillas, sino también en algunas arenas, evidenciando su menor competencia mecánica. Ver figura 107.

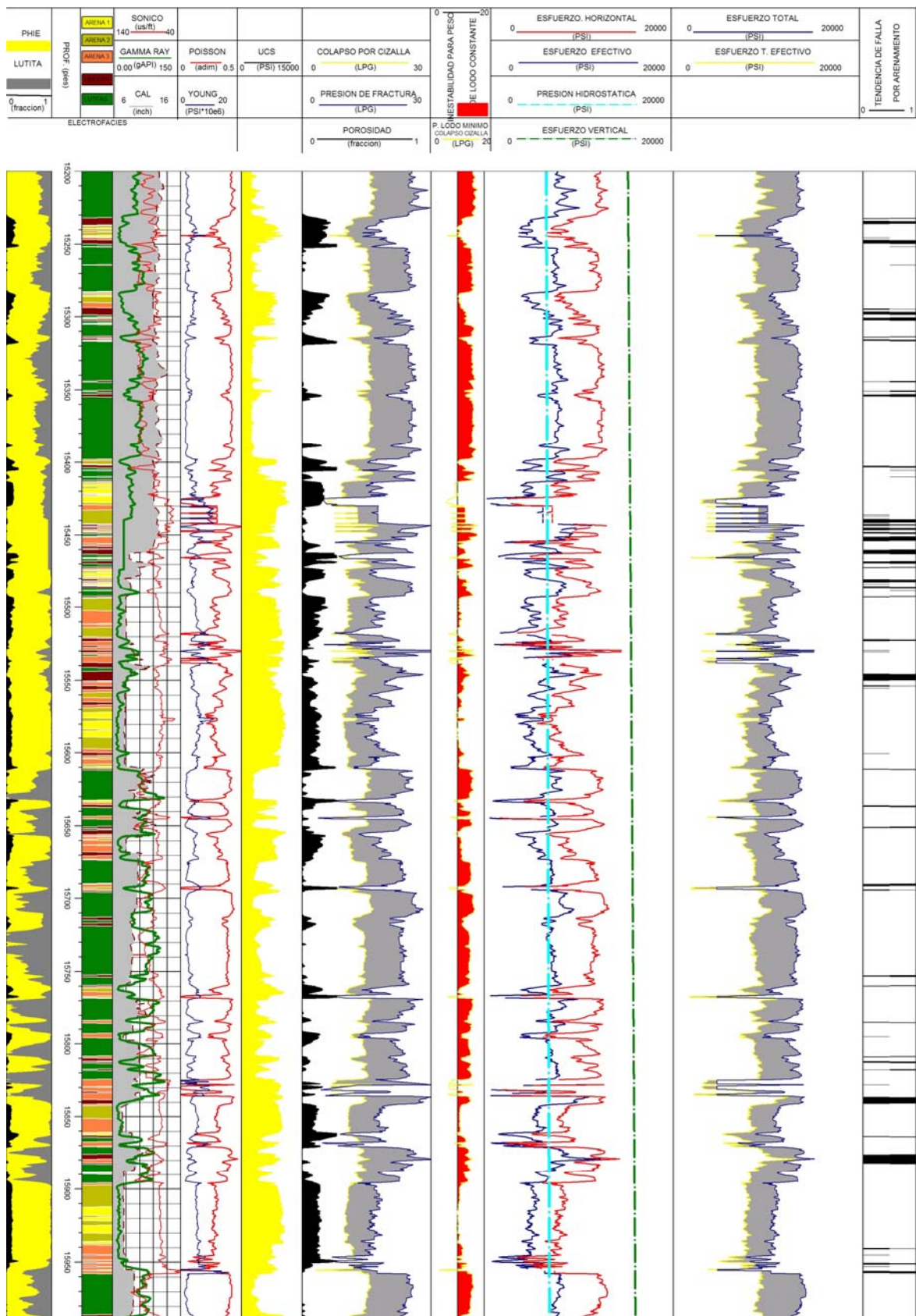


Fig. 107 Simulación geomecánica pozo Q, y curva de predicción de arenamiento.

4.5.2 Resultados área de estudio la Concepción.

El pozo M fue uno de los más interesantes a evaluar, se pudieron observar varios factores significativos, ver figura 108, lamentablemente sólo se disponía de información del pozo con núcleo:

Los intervalos derrumbados no son todos atribuibles a “breakouts” o zonas de arcillas, en este caso y como se mencionó antes, se observó una relación entre las calizas fracturadas identificadas en el presente estudio (electrofacies calizas 1 y 2) y las zonas donde el pozo no está en calibre, indicando zonas de debilidad, probablemente por fracturas. Estas zonas fueron identificadas coherentemente por el modelo de evaluación geomecánico propuesto en este trabajo, básicamente porque el modelo responde a UCS y Φ , parámetros que fueron estimados correctamente en zonas fracturadas utilizando inteligencia artificial.

Las porosidades primarias son bajas, alrededor del 5%, el UCS tiene elevados valores, cercanos a 15000 Lpc, similar al pozo más profundo evaluado en el Norte de Monagas con la diferencia de que este pozo de carbonatos tiene casi a la mitad de su profundidad, 10000 pies. Los altos valores de UCS no solamente se deben a bajas porosidades, sino a lo compacto y densidad de la litología, en este caso calcita, con densidades mayores, 2.71 gr/cc, versus 2.65 gr/cc para las areniscas. A la vez los carbonatos son más frágiles, evidenciadas por las calizas fracturadas mencionadas anteriormente.

El modelo propuesto reproduce adecuadamente las condiciones de estabilidad, no solamente para las lutitas (tradicionalmente las zonas problemáticas) sino también de las calizas fracturadas, como se puede observar en la figura 108. Se observa una ventana operacional amplia, entre 9 y 22 lpg, σ_V y P_p acordes con el nivel de profundidad, destacándose al igual que en el pozo profundo del Norte de Monagas que los esfuerzos totales y efectivos no son tan diferentes, en este caso consecuencia de la baja porosidad primaria del yacimiento de calizas.

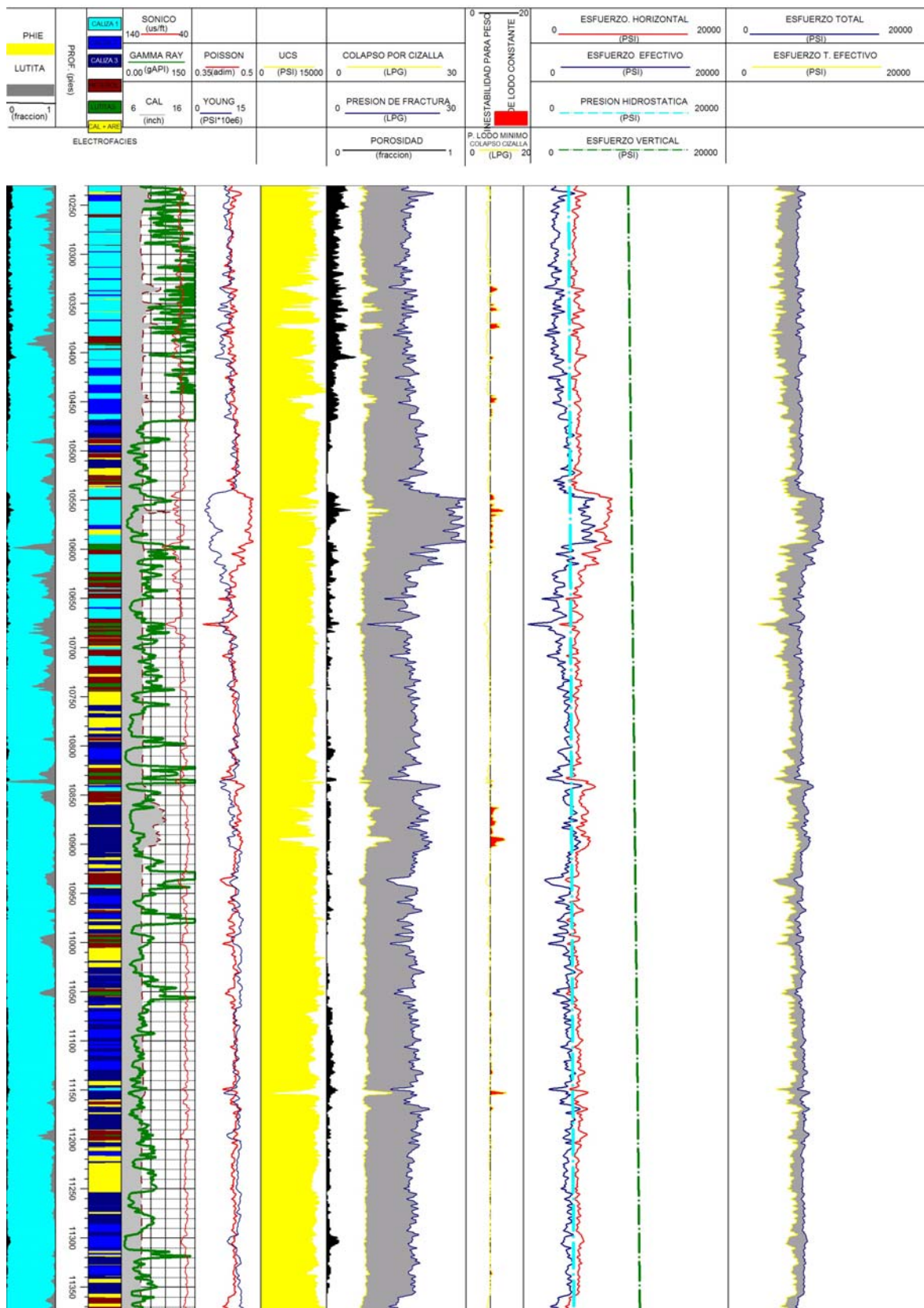


Fig. 108 Simulación geomecánica pozo M.

4.5.3 Resultados área de estudio Oritupano.

La resistencia de una roca bajo condiciones de fondo de pozo depende de diversos factores. Los más importantes son la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos principales máximos y mínimos y la presión de poro. El grado de cementación de la roca influye significativamente en la cohesión. Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser más resistentes, mientras que las no consolidadas, pobremente cementadas, como las mostradas en esta sección son más débiles.

Las características mecánicas y petrofísicas de este yacimiento son típicas para arenas no consolidadas, no caracterizadas suficientemente, por lo menos en los estudios geomecánicos tradicionales:

Primero que todo hay que recordar que estos yacimientos son someros y la roca prácticamente no está cementada, los efectos de compactación y consolidación son menores, como consecuencia las porosidades son altísimas, en el orden del 30%, ver figura 109. Como consecuencia de la falta de consolidación se observan muy bajos UCS, entre 2000 y 4000 Lpc, E es menor que $1 \text{ Lpc } 10^6$, se observan en estos intervalos buenos desarrollos de cuerpos de arena correspondientes a las mejores electrofacies.

Otro hecho significativo es que a pesar de la baja resistencia de estas arenas el hoyo se encuentra en términos generales en buen estado, evidenciado por el “cáliper”, lo que se debe a una variable adicional ya que estos pozos son perforados con lodo base aceite, entre otras razones para evitar problemas de inestabilidad. A pesar de esto se observa correspondencia entre los intervalos inestables pronosticados por el modelo con respecto a pequeños derrumbes en el pozo.

Un hecho significativo es que la ventana operacional de las arenas es prácticamente similar a la de las lutitas (ya que sus competencias mecánicas en este caso no son tan diferentes), por lo menos desde el punto de vista de su resistencia mecánica.

También se observa, como es de esperarse, menores σ_V y P_p correspondientes a estos niveles de profundidad (entre 5000 pies y 7000 pies), en la misma proporción se encuentran los esfuerzos totales y efectivos y en su conjunto los esfuerzos son aproximadamente la mitad de los observados en los yacimientos del Norte de Monagas. Ver figures 109 a 111.

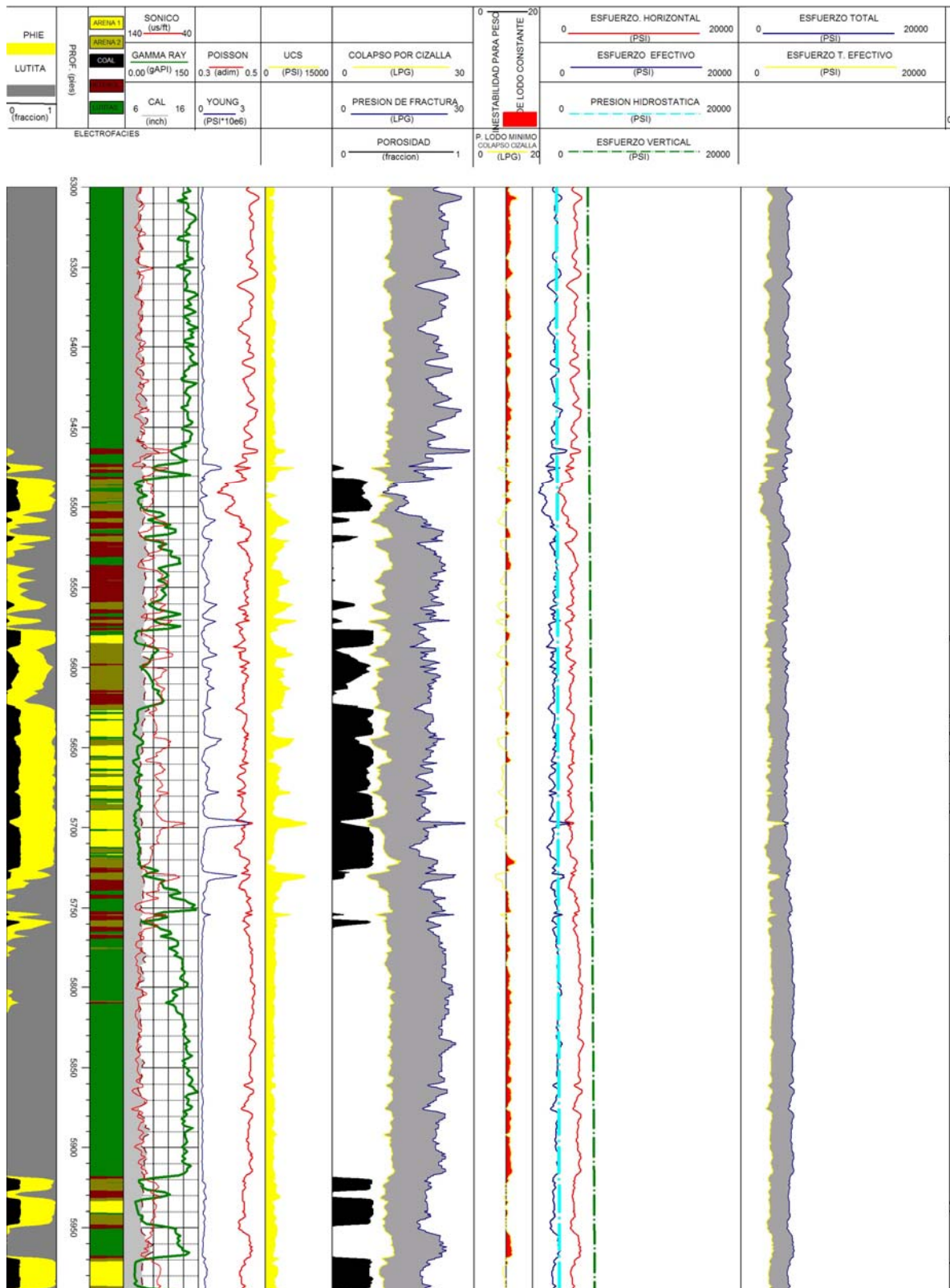


Fig. 109 Simulación geomecánica pozo Z.

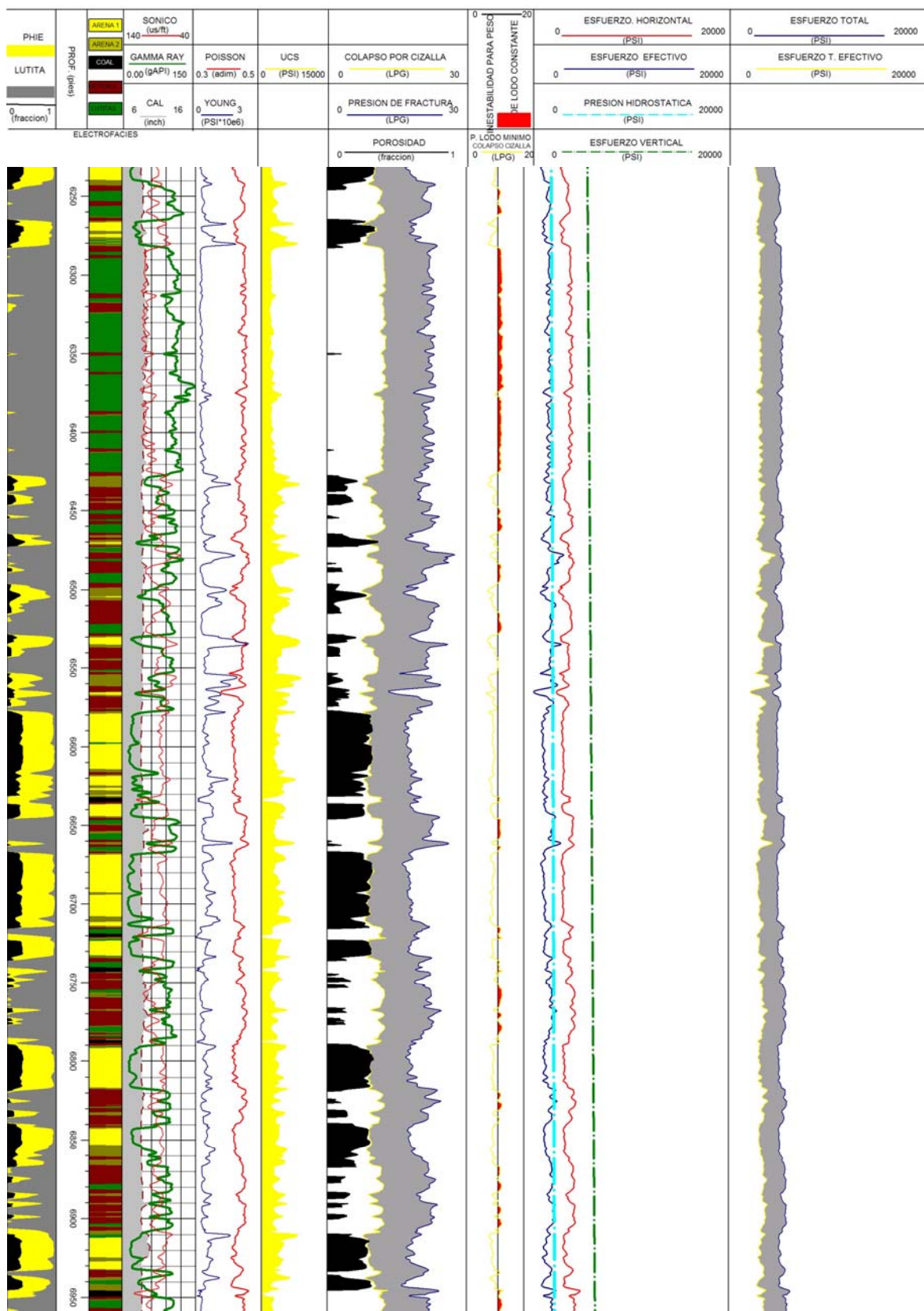


Fig. 110 Simulación geomecánica pozo AA.

Se puede observar como el modelo geomecánico reproduce el modelo de los lignitos identificados con el análisis de electrofacies, se comportan similares a las lutitas con muy baja competencia mecánica, esto se puede ver más claramente en el pozo L, figura 111.

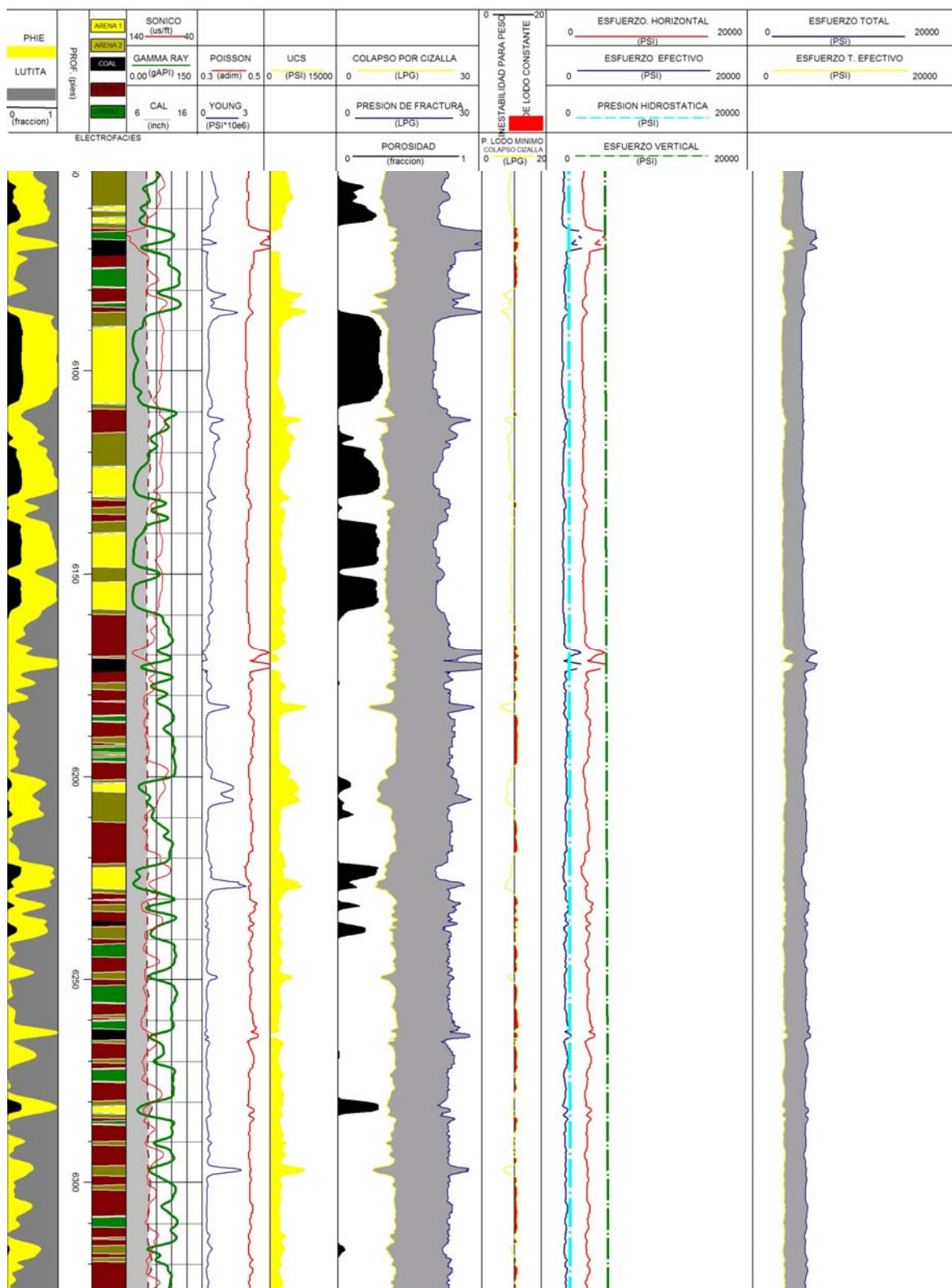


Fig. 111 Simulación geomecánica pozo L.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La caracterización no convencional RSD de las propiedades mecánicas es una alternativa de vanguardia, precisa y representativa de la heterogeneidad de la roca, no destructiva e independiente de la geometría de la muestra.
- Se desarrolló una metodología de integración de propiedades mecánicas RSD y petrofísicas medidas, estimadas de manera efectiva a partir de registros de pozos, en este caso para la realización e identificación del estado de esfuerzos en el pozo, pero aplicable para cualquier etapa en la caracterización y modelaje de yacimientos.
- Otra de las innovaciones presentadas en este proyecto es la posibilidad de obtener medidas reales del ángulo de fricción interna, Φ , generalmente poco estudiados en la literatura, por su dificultad de medición con métodos convencionales.
- Existe una excelente correlación entre las facies sedimentarias, propiedades petrofísicas y geomecánicas, evidenciado en la generación consistente y coherente de un modelo de electrofacies para los tres campos.
- La metodología descrita en este trabajo permite obtener una clasificación coherente de electrofacies y estimación de propiedades a partir de un grupo básico de registros, GR, Rt, NPHI, RHOB, DT, calibrada con la información disponible del yacimiento. Se demostró que es una metodología integradora, aplicable en yacimientos litológicamente complejos, donde los modelos de evaluación convencionales no representan adecuadamente su heterogeneidad.
- La relación encontrada entre núcleo, registros y propiedades, mediante el análisis de electrofacies, contribuirán en cualquier tipo de yacimiento para:
 - a) Mejorar el entendimiento del comportamiento de propiedades del yacimiento.
 - b) Optimizar la selección de intervalos a completar y decisiones operacionales rápidas.
 - c) Mejorar la correlación entre pozos, así como identificar la continuidad lateral de los cuerpos de roca de interés.
 - d) Identificar nuevos parámetros de corte de roca productora

e) Interacción entre disciplinas involucradas en un estudio integrado.

f) Desde el punto de vista geomecánico la información adquirida para cada uno de los campos servirá para: optimizar la perforación de los pozos y disminuir problemas de arenamiento, diseñar estrategias de cañoneo y fracturamiento hidráulico, operaciones bajo balance, entre otras.

- Otra de las ventajas de las mediciones RSD y las técnicas de correlación propuestas en este proyecto es su economía. La interpretación geomecánica de un solo pozo con un enfoque tradicional, requerirá del registro sísmico Dipolar y/o imágenes acústicas con un costo de al menos 3 veces más.
- Se generaron registros sintéticos de pozos, como el DT y el RHOB de gran exactitud, fundamentales para caracterizar propiedades básicas del yacimiento o para cualquier otro tipo de estudio.
- No fue posible correlacionar aceptablemente medidas RSD y ecuaciones matemáticas reportadas en la literatura, aunque se evidenció la relación entre el registro sísmico con el UCS para una misma litología y/o litofacies. También se demostró que no se puede reproducir una propiedad mecánica exclusivamente en función de otra.
- La utilización de algoritmos de inteligencia artificial representó la alternativa a los modelos matemáticos tradicionales que no logran escalar apropiadamente propiedades del núcleo. Las técnicas demostraron ser de gran utilidad para evaluar estos yacimientos complejos: evaluar problemas con insuficiencia de datos, relaciones entre las variables son complejas y no lineales (obvias), y cuando no hay una solución matemática satisfactoria.
- Las areniscas consolidadas bien cementadas, como las del Norte de Monagas son más competentes mecánicamente, lo cual está relacionado a sus bajas porosidades. Se observó que la porosidad y el esfuerzo del campo evolucionan con profundidad: los esfuerzos en las arenas aumentan con profundidad mientras que la porosidad disminuye.

- La baja porosidad de la roca calculada con registros eléctricos y las altas tasas de producción observadas en el pozo de carbonatos, determinan la existencia de porosidad secundaria y fracturas, identificadas correctamente en el análisis de electrofacies y en las propiedades mecánicas derivadas en este proyecto. La estimación de propiedades mecánicas a partir de AIA, permitió el reconocimiento o identificación de zonas con debilidad geomecánicas (bajas propiedades geomecánicas), fracturadas o propensas a fracturarse.
- Los altos valores de UCS en el yacimiento de carbonatos no solamente se deben a bajas porosidades, sino a lo compacto y densidad de la litología, en este caso calcita. A la vez los carbonatos son más frágiles, evidenciadas por las calizas fracturadas mencionadas anteriormente. Sin embargo, las propiedades mecánicas no fueron tan altas como se esperaba debido a la ausencia en su composición mineralógica de dolomitas que incrementa drásticamente la densidad y competencia mecánica.
- Se logró caracterizar las propiedades mecánicas los yacimientos de arenas no consolidadas. Con una competencia mecánica casi nula, los granos tienden a disgregarse o se sueltan de la matriz ante cualquier alteración del estado de esfuerzos en el pozo.
- Igualmente, se logró en este yacimiento caracterizar las propiedades mecánicas de una lutita (sin información de núcleo), que se encuentra a una profundidad entre 9900 pies y 10050 pies, la cual ocasiona problemas durante la perforación por pega de tuberías y bajas tasas de penetración.
- En general se observa como el modelo de estabilidad de hoyo propuesto responde adecuadamente al modelo mecánico de falla establecido, verificado con la inestabilidad mecánica observada en las lutitas y corroboradas con el registro “cáliper”. Se verifica además por la excelente correspondencia entre las presiones mínimas de lodo para mantener la estabilidad del pozo, y las altas presiones de fractura requeridas en las lutitas.
- Se corroboró que las lutitas, por sus propiedades mecánicas menores presentan mayores esfuerzos que las areniscas. En las limolitas, que serían identificadas en los modelos de evaluación convencional con la misma tendencia que las arcillas

(por una aparente y malinterpretada alta arcillosidad), se demostró suficientemente que incluso pueden tener mayor competencia mecánica que las arenas.

- En los pozos más profundos del Norte de Monagas se evidenció que los esfuerzos totales y efectivos son muy similares, lo cual es lógico, ya que el α calculado es bajo como una consecuencia de la baja porosidad. Se evidenció también este efecto por la mayor proporción de electrofacies de peor calidad de yacimiento correspondientes a rocas más compactadas.
- Por lo contrario, en los intervalos más someros, donde se encuentran las mejores arenas existe una diferencia más notoria entre los esfuerzos totales y efectivos, debido a la alta porosidad y efecto de presión de poro que ejerce el fluido en el medio.
- Las limolitas son correctamente identificadas en el análisis de electrofacies con un comportamiento mecánico consistente: La resistencia mecánica y como consecuencia su competencia es mayor y son más difícilmente deformables por el nuevo régimen de esfuerzos después de la perforación, esto repercute en una ventana operacional mayor.
- Se observó para todos los casos P_p y σ_v con un comportamiento lineal, lo cual es de esperarse, ya que dependen básicamente de la carga litostática y profundidad.
- El modelo propuesto reproduce adecuadamente las condiciones de estabilidad, para las calizas fracturadas. Se observa, en general, ventanas operacionales amplias, σ_v y P_p acordes con el nivel de profundidad, destacándose al igual que en el pozo profundo del Norte de Monagas que los esfuerzos totales y efectivos no son tan diferentes, en este caso consecuencia de la baja porosidad primaria del yacimiento de calizas.

RECOMENDACIONES

- Para futuros planes de exploración, se recomienda seguir las tendencias en cuanto a la degradación de propiedades identificados en el trabajo. Para futuras operaciones RA/RC y nuevos pozos, se recomienda tomar en cuenta el comportamiento de las propiedades mecánicas estimadas en el presente estudio.
- Tomar núcleos en pozos a ser perforados, de manera de tener un mejor entendimiento de las facies y propiedades mecánicas del yacimiento.
- Tomar un set completo y uniforme de registros básicos en todos los pozos perforados, así como registros especiales para reducir la incertidumbre de este complejo yacimiento.
- Incorporar los análisis no convencionales de laboratorio: Medidas de Resonancia Magnética, Ultrasónico y Microscopia Electrónica de Barrido para examinar detalles de la morfología mineral, cementos, microfracturas y diversos tipos de porosidad.
- Actualizar constantemente el modelo de electrofacies con información nueva, así como la incorporación de posibles nuevas electrofacies a ser identificadas en otros núcleos.
- Se recomienda el uso de modelos tridimensionales y simuladores geomecánicos más precisos, dado que simulan en forma más rigurosa las condiciones externas (tectonismo, fallas, etc). Estos modelos requieren, como datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca como las estimadas en el presente trabajo.
- Profundizar en un estudio de arenamiento con las propiedades mecánicas estimadas en este proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. Aguilera, R. (1995). "Yacimientos Naturalmente Fracturados". Recopilacion de articulos y cursos realizados. Quebec, Canada.
2. Almarza, R. (1997). "Codigo Geologico de Venezuela/Campo La Concepcion" PDVSA Intevep. <http://www.pdvsa.com/lexico/campos/cpd15.htm> (Agosto, 2001).
3. Anselmetti, F. and Eberli, G. (2000). "Sonic Velocity in Carbonate Sediments and Rocks". University of Miami, U.S.A. p. 53, 59.
4. Audemard, F.E., Audemard, F.A., (2002). "Structure of the Mérida Andes, Venezuela relations with the South America-Caribbean geodynamic interaction". Tectonophysics 345,299-327.
5. Azálgara, C., De Almeida, H., Ibáñez, G y Salas, D. (2000) Trampas de tipo pliegue de arrastre asociado a falla normal en la Fm. Oficina, área Oritupano-Leona, Cuenca Oriental de Venezuela. X Congreso Venezolano de Geofísica. Caracas, Venezuela.
6. Baker Atlas. (1999). "Openhole log analysis".
7. Baldwin, J., Otte, D. (1989). "Computer Emulation of Human Mental Processes: Application of Neural Network Simulators to Problems in Well Log Interpretation", SPE. Paper nº 19619.
8. Bartok P., Reijers, T., Juhasz, I. (1981). "Lower Cretaceous Cogollo Group, Maracaibo basin, Venezuela, Sedimentology, Diagenesis and Petrophysics". Am. Assoc. Petr. Geol. Bull.,65(6): 111C0-1134.
9. Bastidas J. (2005) "Generación de pseudo registros y pseudo superficies de propiedades petrofísicas con inversión de transformada de atributos sísmicos". Tesis de Grado. Universidad Simon Bolivar, Venezuela.
10. Benito, J., Cavero, F. (2002). "Propiedades Mecanicas de rocas derivadas de perfiles de pozos". Paper Ingepet 2002. EXPL-1-JB-139. PECOM. Peru.
11. Berteig, V., Helgeland, J., Mohn, E. (1985). "Lithofacies Prediction from Well Data". Norwegian Computing Center.
12. Biot, M. A., (1956). "Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid Saturated Porous Rock," Journal Acoustic Society of America, v. 28, pp. 168-178.
13. Bourbie, T., Coussy, O., Zinszner, B (1987). "Acoustic of porous media". Institut Francais du Petrole Publications. Editions Technip. Paris 334 pp.
14. Bradford, I. D. R., Fuller, J., Thompson, P. J., and Walsgrove, T. R. (1998). "Benefits of assessing the solids production risk in a North Sea reservoir using elastoplastic modeling". SPE/ISRM Eurock '98, 261-269.
15. Camacho, L. (2002). "Modelado de propiedades Petrofísicas Mediante Método Híbrido: Redes Neuronales y Simulación Estocástica". Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolivar, Caracas. p. 4-7.

16. Cardozo, L. (2002). "Fault paleostain reconstruction from 3d seismic as a tool for assessing reservoir quality: La Concepcion Field, Maracaibo Basin". Paper INGEPET 2002 EXPR-3-LC-38. Perez Companc. Venezuela.
17. Carmichael, R. S. (1982). "CRC Handbook of Physical Properties of Rocks, Volume II". CRC Press, Inc., Boca Raton.
18. Chang, C. (2004). "Empirical Rock Strength Logging in Boreholes Penetrating Sedimentary Formations". Geology and Earth Environmental Sciences, Chungnam National University, Daejeon, Vol. 7, No. 3, 2004, p. 174-183.
19. Chang, H., Kopaska, M. (1999). "Lithofacies identification using multiple adaptative resonance theory neural networks and group decision expert system" . Computer and Geosciences and University of Alabama. U.S.A.
20. Cheatham J. (1984) "Wellbore Stability". Artículo de JPT. Junio, 1984.
21. Coates D. (1970). "Fundamentos de Mecánica de Rocas". Centro de Investigación Minera. Canadá.
22. Conversacion Personal Petrobras.
23. Dagrain, F., Detournay, E., Richard, T. (2001). "Influence of cutter geometry in rock cutting". Paper of the 38th US Rock Mechanics Symposium, Washington.
24. Delgado, M., (2002). "Análisis sedimentológico y estratigráfico de las areniscas U3 (Formación Merecure) hasta las areniscas M3-M4 (Formación Oficina), Estado Anzoátegui, Venezuela Oriental". Paper INGEPET 2002 EXPL-1-MD-37. PDVSA E&P.
25. Detournay, E., and Defourny. P. (1992) "A phenomenological model for the drilling action of drag bits". Int. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geomech. Abstr, 29(1) 13-23.
26. Detournay, E., Drescher, A., Defourny, P., and Fourmaintraux, D. (1995). "Assessment of rock strength properties from cutting tests: Preliminary experimental evidence. In Chalk and Shales" Colloquium, Brussels.
27. Drucker, D. C., Prager W. (1952). "Soil mechanics and plastic analysis or limit design", Q. Appl. Math., 10, 157-165.
28. Elphick, R. and Moore, W. (1999). "Permeability Calculations from Clustered Electrofacies A Case Study in Lake Maracaibo, Venezuela". SPWLA 40th Annual Logging Symposium Trans. Paper AA. p. 1-3.
29. Ford, R., Houbold, J. (1963). "Las microfacies del Cretáceo de Venezuela occidental" Internat. Sed. Petrog. Serv., 6: 67, 109 lám.; E. J. Brill, (Leiden), Holanda. Resumen (1966) en: Asoc. Venez. Geol., Min. y Petról., Bol. Inform., 6(5): 151.
30. Freeman, J. (1993). "Redes Neuronales. Algoritmos, aplicaciones y técnicas de programación". Addison-Wesley/Díaz de Santos, p. 93-132.
31. Freeman, J. (1993). "Redes Neuronales. Algoritmos, aplicaciones y técnicas de programación". Addison-Wesley/Díaz de Santos, p. 93-132.

32. García, R., Ghosh, S., Rondón, F., Fierro, I., Sampol, M., Benedetto, G., Medina, C., Odreman, O., Sánchez, T., Useche, A. (1980). "Correlación estratigráfica y síntesis paleoambiental del Cretaceo de los andes venezolanos". Bol. Geol. Ministerio de Energía y Minas. 14(26): 3-88.
33. Giffuni, G., González, C., Gerhard, J. (2000) "Prospección exploratoria de una sección de Edad Mioceno Temprano en el Area de Monagas Central, Cuenca de Maturín, Venezuela". p 52-61, en Memoria VII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.
34. González De Juana C. (1980) "Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas". Foninves. Caracas.
35. González de Juana, C. Iturralde, J Picard, X.(1980): Geología de Venezuela y sus Cuencas petrolíferas. Ediciones Foninves, Caracas.
36. Gonzalez, C. (2006). "Evaluación de la Factibilidad de la perforación interespaciada como herramienta en la optimización del recobro de hidrocarburos en el área sur del Yacimiento Naricual Superior, Campo El Furrial". Trabajo especial de Grado, PDVSA, Pto la Cruz.
37. Guzman, J., Flor, L., Mezones, A., Carrillo, M., Maguregui, J., Oropeza, C., Higuera, D. (2002). "Modelo Sedimentologico Integral del Cratacico Superior en el Alineamiento Estructural Santa Barbara-Boqueron, Norte de Monagas". Informe Interno PDVSA - INTEVEP. Los Teques. Venezuela.
38. Halliburton Energy Services: "FracPac Services Manual".
39. Halliburton Energy Services: "Stimulation Technology Manual", Vol.1.
40. Halliburton. (1991). "Openhole log analysis and formation evaluation".
41. Hedberg H. D., Sass L. C., Funkhouser H.J. (1947). "Oil Fields of Greater Oficina Area Central Anzoategui". Venezuela, AAPG Bulletin, (V.31, No 12), 2089- 2169, 1947.
42. Hedberg, H. (1931). "Cretaceous limestone as petroleum source rock in northwestern Venezuela." Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull., 15: 229-246.
43. Hedberg, H. D.(1950). Geology of the eastern Venezuela Basin.GSA Bull; 61.
44. Hedberg, H. D., Sass L. C. And Funkhauser, H. J. (1947). "Oilfields of Greater Oficina Area, Venezuela". Paper. AAPG Gull.,vol. 28, p. 1-28.
45. Hedberg, H., Sass, L. (1937). "Synopsis of the geologic formations of the western part of the Maracaibo basin, Venezuela". Bol. Geol. y Min. (Venezuela), 1(2-4): 73-112.
46. Horsrud, P. (2001). "Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations". SPE Drilling & Completion, 16, 68-73.
47. James, K.H. (1990). "The Venezuelan Hydrocarbon Habitat, in Brooks J., Classic Petroleum Provinces". Geological Society Special Publication, (No 50), 9- 35. 1990.
48. Jiménez J., et al., PDVSA. "Modelo Estratigráfico V.9. Campo El Furrial". Venezuela. Puerto La Cruz. (2002).
49. Jimenez, J., Labastida, E., Trujillo, E., Pascual, J. "Nuevo modelo de distribucción de fluidos-campo el Furrial-PDVSA". Paper INGEPET 2002 EXPL-4-JJ-96. PDVSA-Beicip Franlab. Venezuela.

50. Jizba, D. (1991). "Mechanical and Acoustical Properties of Sandstones and Shales", Ph.D. Thesis, Stanford University.
51. Joiner, S. and Kreisa, R. (1999). "Defining Reservoir-Rock Properties, Deep-Water Depositacional Facies of Qua Iboe member, Pliocene, Offshore Nigeria" SPE Annual Technical Conference. Paper N° 56859. p. 2-4. Houston. U.S.A.
52. Kowalski, J.(1975). "Formation Strength Parameters From Well Logs" Paper SPWLA.
53. Krief, M., et al. (1990) " A Petrophysical Interpretation Using the Velocity of P and S Waves (Full Wave Sonic)." Paper SPWLA pag 355.
54. Kwasniewski, M. (1989). "Laws of brittle failure and of B-D transition in sandstones: Rock at Great Depth". edited by V. Maury and D. Fourmaintraux, A.A. Balkema, Brookfield, Vt., 45-58.
55. Lama, R. D., and Vutukuri, V. S. (1978). "Handbook on Mechanical Properties of Rocks, Vol. I". Trans Tech Publications, Clausthal, Germany.
56. León R. (1975). "Intervalos productores del Cretácico. Campo Urdaneta Este. Lago de Maracaibo". Primeras Jornadas Venezolanas de Geología, Minería y Petróleo. Maracaibo.
57. Lopez, S., Azalgará, C. (2002). "Unidades hidráulicas: nueva estrategia de producción en el campo Oritupano D, Cuenca Oriental de Venezuela". Paper INGEPET 2002, EXPL-3-SL-121, Perez Companc. Venezuela.
58. Marchal, D., Gonzalez, I., Benito, J., Balseiro, P. (2005). "Technologies and Exploitation Strategies Applied to the Development of a Naturally Fractured Carbonate Reservoir: The Cretaceous Cogollo Group in La Concepcion Field, Maracaibo Basin, Venezuela". Paper SPE 97384. Petrobras Energía Venezuela.
59. Marchal, D., Sanchez, R., Ferro, E., Cardozo, L., Peralta, E., Calderon, J. (2003). "Integrated Structural Model for the Superposed Cretaceous Fractured Carbonate and Eocene Siliciclastic Reservoirs of the La Concepcion Field, Western Venezuela". Paper AAPG 2003. Venezuela.
60. Marion, D. and Lizba, D. (2000). "Acoustic Properties of Carbonate Rocks: Use in Quantitative Interpretation of Sonic and Seismic Measurements". Elf Aquitaine Production. Francia. p. 2.
61. Méndez, J. (2001). "Análisis Preliminar del Núcleo Bor-12, Facies, Porosidades, Fracturas y Unidades de Flujo". Informe Interno PDVSA-INTEVEP. p. 1, 2, 15, 17. Los Teques. Venezuela.
62. Méndez, O.(1985). "Historia Geológica graficada de la Cuenca Oriental de Venezuela". Congreso S.V.G., Venezuela, Caracas, 1985.
63. Mendoza, J. S. (1998). "Introducción a la Física de Rocas" Ed. Equinoccio, Universidad Simón Bolívar.
64. Ministerio de Minas e Hidrocarburos, (1956). Léxico Estratigráfico de Venezuela. Bol. Geol., Direc. Geol., Caracas, Publ. Esp. N° 1: 728 p.
65. Mohr, O. (1900). "Criterios de Falla en Materiales con comportamiento elástico".
66. Monsalve, C. (2003). "Evaluación Petrofísica no Convencional basada en el Análisis de Electrofacies en un Yacimiento de Litologías Complejas". Trabajo Especial de Post Grado en Gerencia Integrada de Yacimientos. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

67. Ohen, H.(2003). "Calibrated Mechanical Rock Properties Model for Predicting and Preventing Wellbore Collapse and sanding" European Formation Damage Conference, 2003, Paper SPE 82236.
68. Parnaud (1995). Petroleum Geology of eastern Venezuela Basin.
69. Parnaud, F., Pascual, J.C., Truskowsky, I., Gallango, O., Pasalacqua, H. and Roure, F. (1995). "Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuelan Basin, in Tankard, A.J.; Suárez Soruco, R., and Welsink, H.J. (eds.), Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 741-756.
70. Patniyot, S. and Romero, P. (1998). "Aplicaciones de Correlaciones Núcleo/Perfil y Redes Neuronales Artificiales para la mejor Definición de Permeabilidad, Porosidad y Litología en el Campo Ceuta 2 Sur". SPE Annual Technical Conference. p. 1-4. Houston. U.S.A.
71. Perarnau, A., Faustino, M., Guzman, J. (1995). "Control de Arenamiento en el Norte de Monagas y Migracion de Finos en Pozos Nuevos Inyectores, Comportamiento Mecanico de los pozos CRC-7 y FUL-13, correlaciones Nucleo-Perfil". Informe Tecnico. Intevep S.A Junio 1995.
72. Pettijohn, F.J., Potter, P.E., and Siever, R (1990). "Sand and sandstone". Springer-Verlag, New York, p. 618.
73. Poquioma, J., Santana, L. (2002). "Determinacion de la orientacion de las direcciones de esfuerzos en el yacimiento Eoceno, Campo Ceuta, mediante el uso de Perfiles". Paper Ingepet 2002. EXPL-1-LS-174. PDVSA Exploracion y Produccion.
74. Porras, J. (1998). "Determination of Rock Types from Pore Throat Radius and Bulk Volume Water, and their Relations to Lithofacies, Carito Norte Field, Eastern Venezuela Basin". Paper SPWLA. PDVSA Exploracion y Produccion, Pto La Cruz, Venezuela.
75. Porras, J., Marchal, D., Vallejo, E., Selva, C. (2003). "Extensional Folding in the Eastern Venezuela Basin: Examples from Fields of Oritupano-Leona Block". Search and Discovery Article #50003.
76. Quijada, E., Caldera, A. (1987). "Geología del Campo Alpuf. Estado Zulia". VI Cong. Geol. Venez. Mem. 5: 3318-3352.
77. Renz, O., (1959). "Estratigrafía del Cretáceo en Venezuela occidental". Bol. Geol., Caracas, 5(10): 3-48. Resumen (1960) en: Asoc. Venez. Geol., Min. y Petról., Bol. Inform., 3(7): 209.
78. Richard, T., Detournay, E., Drescher, A., Nicodème, P. and Fourmaintraux, D. (1998). "The scratch test as a means to measure strength of sedimentary rocks". Paper SPE 47196, Eurock'98, Trondheim.
79. Rodriguez, J., Angulo, S., Delgado, M. (2002). "Sedimentological Model of the Paleocene to Lower Miocene Naricual Formation, Carito Norte and Carito Oeste Oilfields, Monagas State, Eastern Venezuela" PDVSA Exploracion y Produccion, Pto La Cruz, Venezuela.
80. Ruiz, F, Clases y Comunicación personal. 2005-2006.
81. Sakurai, S. and Melvin, J. (1988). "Facies Discrimination and Permeability Estimation from Well Logs for the Endicott Field".). SPWLA 29th Annual Logging Symposium Trans. Paper nº FF. p. 1, 5.
82. Saxena, R.S. (1976). "Modern Mississippi delta depositional environments and Process". Paper AAPG-SEPM, field trip guidebook, New Orleans, May 23-26, p. 125.

83. Schlumberger (1996). "Log Interpretation Charts" . Houston. Texas.
84. Schlumberger. (1997). "Evaluación de Pozos". Publicación Periódica Wec, Caracas, Venezuela.
85. Schlumberger. (1997). "Evaluación de Pozos". Wec Venezuela. Capítulos 5 y 8 p. Caracas.
86. Schlumberger. (2001). "RockCell User Guide".
87. Schön, J.H. (1996). "Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics". Elsevier Science Ltd.
88. Schön, J.H. 1996, Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics: Elsevier Science Ltd.
89. Serra, O. (1979). "Sedimentary Environments from Well Logs, Schlumberger Ed. Serv., SMP-7028.
90. Serra, O. and Abott, H. (1980). "The Contribution of Logging Data to Sedimentology and Stratigraphy". 55th Ann. SPE Fall Tech. Conf. Paper n° 9270.
91. Serra, O. and Leveret, J. (1985). " Lithology Determination from Well Logs: Case Studies". SPWLA 26th Annual Logging Symposium Trans. paper n° WW. p. 2. Austin. U.S.A.
92. Sierra, L. (2002). "Nuevos metodos para el control del arenamiento en pozos profundos perforados en ambientes con altos esfuerzos tectonicos del norte monagas, venezuela". Paper INGEPET 2002 EXPL-3-LS-100. Halliburton, Venezuela.
93. Suárez-Rivera F.R., Ostroff G., Tan KaiSoon, Begnaud B, Martin W and A. Bermudez. (2002). "Continuous Rock Strength Measurements On Core And Neural Network Modeling Result In Significant Improvements In Log-Based Rock Strength Predictions Used To Optimize Completion Design and Improve Prediction of Sanding Potential and Wellbore Stability". Paper SPE/ATC 85558.
94. Suárez-Rivera F.R., Stenebråten J., Dagrain F. (2002). "Continuous Scratch Testing on Core Allows Effective Calibration of Log-Derived Mechanical Properties for Use in Sanding Prediction Evaluation". Paper SPE/ISRM 78157 to be presented at OilRock.
95. Terzagui, K. (1943). "Theoretical Soil Mechanics" New York, pub. John Wiley and Sons Inc.
96. Tixier, M.P., Loveless, G.W., Anderson, R.A. (1973). "Estimation of Formation Strength From the Mechanical Properties Log" Paper SPE 4532, 1973.
97. Tixier, M. P, Loveless, G. W. and Anderson, R. A. (1973). " Estimation of Formation Strength Based on Mechanical Properties Log". SPE Trans., 48 (1973).
98. Useche A., Fierro, I., (1972). "Geología de la región de Pregonero, estados Táchira y Mérida". VI Cong. Geol. Venez., Caracas, Nov. 1969, Memoria, Bol. Geol., Caracas, Publ. Esp 5, 2: 963-998.
99. Windland, H. (1972). "Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes", Weyburn Field, Saskatchewan". Amoco Production Research Report No. F72-G-25.
100. Winkler, K. and Murphi, W. (1995). "Acoustic Velocity and Attenuation in Porous Rocks". American Geophysical Union. U. S.A. p. 20, 21, 31.
101. Wolf, M. and Pelissier-Combescure, J. (1982). "Faciolog, Automatic Electrofacies Determination". SPWLA 23th Annual Logging Symposium Trans. Paper n° FF. p. 1, 2, 6, 7.

102. Wong, T.-F., David, C., and Zhu, W., (1997). "The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstones: mechanical deformation". J. Geophys. Res., 102, 3009-3025.
103. Wu, X. and Nyland, E. (1986). "Well Log Data Interpretation Using Artificial Intelligence Technique". SPWLA 27th Annual Logging Symposium Trans. Paper M. p. 1, 2, 7, 8.
104. Xu L, et al. (1995). "Program of Borehole Stability Analysis with Determination of Horizontal Stress Bounds from Wellbore Data". Universidad de Oklahoma.
105. Zadeh, L. A. (1974). "Fuzzy Sets", Information and Control, Vol. 8, pp. 338-353, 1965.