

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**APLICACIÓN DE REGISTROS LWD EN LA CORRELACIÓN
DE FORMACIONES Y GEONAVEGACIÓN DE POZOS
DIRECCIONALES EN EL CAMPO DOBOKUBI,
ESTADO ANZOÁTEGUI**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título de Ingeniero Geólogo
Por el Br. Jorge Luis Alvarado Ortegano

Caracas, Enero 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE REGISTROS LWD EN LA CORRELACIÓN DE FORMACIONES Y GEONAVEGACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO DOBOKUBI, ESTADO ANZOÁTEGUI

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Melisa Ramírez

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Rafael Falcón

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título de Ingeniero Geólogo
Por el Br. Jorge Luis Alvarado Ortegano

Caracas, Enero 2013

Caracas, Febrero de 2013

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

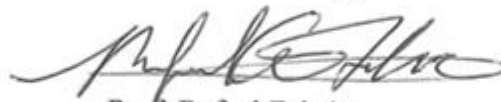
Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geológica, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Jorge Luis Alvarado Ortegado, titulado:

“APLICACIÓN DE REGISTROS LWD EN LA CORRELACIÓN DE FORMACIONES Y GEONAVEGACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO DOBOKUBI, ESTADO ANZOÁTEGUI”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geólogo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Angela Rojas
Jurado


Prof. Ricardo Alezones
Jurado


Prof. Rafael Falcón
Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios, mi fuente de bendiciones y sabiduría
A mi madre, ejemplo de sacrificio, coraje y amor.
A mi padre, mi consejero y amigo
A mi hijo, mi gran motivación

AGRADECIMIENTOS

De qué manera intentar agradecer estos años de vida, esta experiencia universitaria, estos años de crecimiento personal e intelectual, cuando fueron muchos los factores y personas que influyeron en la culminación exitosa de una etapa para el inicio de otra en este hermoso camino llamado vida.

Dios ha estado en todo momento en este camino; justo y necesario es darte gracias Dios por darme tu bendición y sabiduría, por mostrarme que podemos llegar a donde nos proponamos, por darme energía para continuar cuando el camino ha sido empinado.

A mi madre quien Summacunlaude ha estado en todo momento de mi vida, quien con esfuerzo, sacrificio, y sobre todo mucho amor, me ha enseñado a actuar con honradez, responsabilidad y humildad. Todo lo que soy y todo lo que llegaré a ser te lo debo a ti. Te Adoro Madre.

A la Universidad Central de Venezuela por ser mi Casa de Estudios, agradeciendo a todos y cada uno de los profesores que en mi formación personal y académica estuvieron involucrados.

Al gran equipo y familia Schlumberger por brindarme mi primera oportunidad profesional, por la oportunidad de compartir y aprender con distintas personas. Gracias a toda esta gran familia por enseñarme que la mejor forma de crecer es en equipo. Yo te cuido, Tú me cuidas.

Alvarado O., Jorge L.

**APLICACIÓN DE REGISTROS LWD EN LA CORRELACIÓN
DE FORMACIONES Y GEONAVEGACIÓN DE POZOS
DIRECCIONALES EN EL CAMPO DOBOKUBI,
ESTADO ANZOÁTEGUI**

**Tutor Académico: Prof. Rafael Falcón. Tutor Industrial: Ing. Melisa Ramírez.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y
Geofísica. Año 2013, 203 p.**

Palabras Clave: Campo Dobokubi, modelo estructural y estratigráfico,
pozos horizontales, evaluación de formaciones durante la perforación.

Resumen.

En este proyecto se realizó un modelo estructural y estratigráfico de las unidades U1S y U2 del Campo Dobokubi, donde se presenta la relación entre parámetros de perforación y las secuencias sedimentarias del campo, así como la geometría y distribución de las principales arenas de las unidades objetivo y finalmente se presentan propuestas de pozos horizontales, planteando además la aplicación de herramientas para la evaluación de formaciones durante la perforación en estas unidades, que permita una mayor productividad de los pozos.

En registros eléctricos de pozos se identificaron las secuencias estratigráficas perforadas y su relación con parámetros de perforación en el área de estudio hasta la intersección con las unidades objetivo. Para las unidades U1S y U2, identificadas en los registros de pozos; se generaron secciones de correlación y mapas estructurales y estratigráficos para caracterizar los cuerpos arenosos que se presentan en estas unidades.

Un análisis integrado permitió identificar seis secuencias estratigráficas de tope a base hasta las unidades U1S y U2, donde cambios significativos en parámetros de perforación se presentan hacia los límites de las secuencias, identificándose altas y bajas tasas de penetración para las arenas y las lutitas en el subsuelo respectivamente. La Unidad U1S presenta excelente distribución lateral de arenas limpias aunque con mayores espesores hacia depósitos de canales distributarios; verticalmente presenta sus mejores propiedades hacia el tope, recomendando perforar cerca de éste y aplicar la herramienta “Periscope” para controlar la distancia del pozo respecto al tope. La Unidad U2 presenta arenas de canales entrelazados con mejores propiedades en la dirección de depositación y hacia la parte central del cuerpo; por lo que se recomienda perforar en esta dirección y aplicar la herramienta GVR, que genera imágenes de pozo donde se pueden identificar estructuras sedimentarias que indican la dirección de sedimentación.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	v
ÍNDICE GENERAL	vi
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xxii
LISTA DE ECUACIONES	xxiv
LISTA DE ABREVIACIONES Y SÍMBOLOS	xxv
LISTA DE APÉNDICES	xxvii
LISTA DE ANEXOS	xxix
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1 Objetivo General.....	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	2
1.3 Ubicación del Área de Estudio.....	3
1.4 Limitaciones del trabajo.....	5
CAPÍTULO II: MARCO GEOLÓGICO	6
2.1 Marco Geológico Regional.....	6
2.1.1 Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	6
2.1.2 Generalidades de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	7
2.1.3 Sistema petrolero de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	8
2.1.4 Marco Estructural de Venezuela Oriental.....	10
2.2 Marco geológico del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	11
2.2.1 Características Estructurales.....	11
2.2.2 Marco Estratigráfico.....	11

2.2.2.1 Formación Hato Viejo (Cámbrico).....	13
2.2.2.2 Formación Carrizal (Cámbrico Temprano).....	14
2.2.2.3 Grupo Temblador (Cretácico).....	14
2.2.2.4 Formación Merecure (Terciario: Oligoceno–Mioceno Temprano).....	15
2.2.2.5 Formación Oficina (Terciario: Mioceno Temprano – Medio).....	16
2.2.2.6 Formación Freites (Terciario: Mioceno Medio-Tardío).....	17
2.2.2.7 Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Tardío-Plioceno).....	17
2.2.2.8 Formación Mesa (Cuaternario: Pleistoceno).....	18
CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO	19
3.1 Facies Sedimentarias.....	19
3.1.1 Facies.....	19
3.1.2 Descripción de las Facies.....	19
3.1.3 Relaciones de Facies.....	19
3.1.4 Análisis de Facies.....	20
3.1.5 Secuencias de Facies.....	21
3.1.6 Electrofacies.....	22
3.2 Correlaciones estratigráficas.....	23
3.2.1 Correlación con capas marcadoras.....	23
3.2.2 Correlación de ajuste por patrones.....	24
3.2.3 Correlación de técnica de la porción.....	25
3.3 Ambientes Sedimentarios.....	25
3.3.1 Ambiente Fluvial.....	25
3.3.1.1 Generalidades.....	25
3.3.1.2 Clasificación de los sistemas fluviales.....	25

3.3.1.3 Subambientes de los sistemas fluviales.....	27
3.3.1.4 Estructuras sedimentarias de ambiente fluvial.....	31
3.3.2 Ambiente de abanico de rotura.....	33
3.3.3 Ambientes deltaicos.....	34
3.3.3.1 Generalidades.....	34
3.3.3.2 Partes de un delta.....	34
3.3.3.3 Clasificación de los deltas.....	36
3.4 Perfiles de pozos.....	38
3.4.1 Generalidades.....	38
3.4.2 Factores que influyen en la calidad de los Registros de Pozos.....	39
3.4.2.1 Resolución Vertical.....	39
3.4.2.2 Profundidad de Investigación.....	40
3.4.2.3 Invasión del Lodo.....	40
3.4.3 Tipos de profundidad en el perfilaje de pozos.....	42
3.4.4 Registros por perfilaje convencional.....	43
3.4.4.1 Registro de Potencial Espontáneo (SP).....	43
3.4.4.2 Registro de Rayos Gamma (GR).....	45
3.4.4.3 Registro de Resistividad (Rt, Rxo, RD).....	46
3.4.4.4 Imágenes de pozos con perfilaje convencional.....	48
3.4.5 Tecnología de mediciones durante la perforación (MWD) y registros durante la perforación (LWD).....	50
3.4.5.1 Herramienta LWD de Conjunto de Resistividad Compensada (ARC por las siglas en ingles de Array Resistivity Compensated).....	52
3.4.5.2 Herramienta MWD TeleScope para la medición de dirección e inclinación del pozos desviados durante la perforación.....	53
3.4.5.3 Imágenes de pozo con herramientas LWD.....	57

3.4.5.4 Herramienta PeriScope para el mapeo del tope y base de arenas petrolíferas.....	58
3.5 Perforaciones Direccionales.....	60
3.5.1 Aplicaciones de las Perforaciones Direccionales.....	60
3.5.2 Tipos de perforaciones direccionales de acuerdo a la arquitectura del pozo.....	62
3.5.2.1 Perfil tipo S.....	62
3.5.2.2 Perfil tipo J (Slant o pendiente) o de deflexión superficial....	63
3.5.2.3 Perfil Horizontal o de deflexión aguda.....	63
3.5.2.4 Pozos Multilaterales.....	64
3.5.3 Etapas de la perforación direccional.....	65
3.5.4 Ensamblaje del Fondo del Pozo (Componentes de perforación direccional).....	65
3.5.4.1 Tuberías de perforación.....	66
3.5.4.2 Martillo.....	67
3.5.4.3 Monel.....	67
3.5.4.4 Estabilizadores.....	67
3.5.4.5 Herramientas MWD y LWD.....	68
3.5.4.6 Herramientas direccionales.....	68
3.5.4.6.1 Motores dirigibles.....	68
3.5.4.6.2 Sistema rotatorio dirigitible.....	70
3.5.4.7 Mechas, brocas o barrenas.....	71
3.5.5 Parámetros que deben ser controlados en la perforación direccional....	74
3.5.5.1 Tasa de penetración (ROP).....	75
3.5.5.2 Peso sobre la mecha (WOB).....	75
3.5.5.3 Presión diferencial del Lodo de perforación.....	76
3.5.5.4 Revoluciones por minuto de la sarta de perforación.....	76
3.5.6 Registros de desviación (Surveys) para control de la trayectoria del pozo.....	77

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA.....	78
4.1 Procedimiento metodológico.....	78
4.2 Revisión bibliográfica.....	78
4.3 Recopilación de datos de pozos.....	79
4.3.1 Inventario general de pozos.....	79
4.3.2 Recopilación de registros digitales y archivos .LAS de pozos.....	80
4.3.3 Recopilación de los registros de desviación de los pozos (Surveys).....	80
4.4 Establecer relación entre parámetros de perforación y las secuencias sedimentarias en toda la sección perforada hasta la intersección con las unidades U1S y U2.....	81
4.5 Identificación y correlación general de unidades U1S y U2 a partir de registros GR y SP en profundidad SSTVD de pozos perforados en el área de estudio.....	83
4.6 Elaboración del modelo estructural de las unidades petrolíferas U1S y U2 en el área de estudio del Campo Dobokubi.....	85
4.6.1 Generación de mapas estructurales de tope y base de las unidades U1S y U2.....	86
4.6.2 Elaboración de modelo estructural en tres dimensiones para las unidades U1S y U2.....	91
4.6.3 Elaboración de secciones de correlación estructural de unidades U1S y U2.....	92
4.7 Elaboración del modelo estratigráfico de las unidades petrolíferas U1S y U2 en el área de estudio del Campo Dobokubi.....	94
4.7.1 Generación de mapas combinados de electrofacies e isópaco de arena neta objetivo para las unidades U1S y U2.....	94
4.7.2 Elaboración de secciones de correlación estratigráfica de unidades U1S y U2.....	98
4.7.3 Elaboración de mapas de espesor de arena neta petrolífera.....	100
4.7.4 Elaboración de mapas de volumen de arcilla (Vsh) en porcentaje contenido en arenas de las unidades U1S y U2.....	102

4.7.5 Metodología aplicada para la evaluación geológica de planificaciones de perforación direccional en las unidades estratigráficas U1S y U2.....	106
CAPÍTULO V: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	109
5.1 Relación entre parámetros de perforación y las secuencias sedimentarias presentes en secciones perforadas hasta la intersección con las unidades U1S y U2.....	109
5.1.2 Descripción de secuencias en la Formación Oficina.....	112
5.1.2.1 Secuencias 1.....	112
5.1.2.2 Secuencias 2.....	112
5.1.2.3 Secuencia 3.....	113
5.1.2.4 Secuencia 4.....	114
5.1.3 Descripción de la Secuencia 5 en la Formación Freites.....	114
5.1.4 Descripción de la Secuencia 6 en la Formación Las Piedras.....	115
5.1.5 Relación de los parámetros de perforación con las secuencias descritas.....	115
5.1.5.1 Relación entre la tasa de penetración (ROP) y las secuencias estratigráficas.....	116
5.1.5.2 Relación entre el peso sobre la mecha (WOB) y las secuencias estratigráficas.....	116
5.1.5.3 Relación entre la presión diferencial del lodo de perforación y secuencias estratigráficas.....	117
5.2 Modelo estructural de las unidades petrolíferas U1S y U2 en el área de estudio del Campo Dobokubi.....	118
5.2.1 Mapas estructurales de tope y base de las unidades U1S y U2.....	118
5.2.2 Modelo estructural en tres dimensiones para las unidades U1S y U2.....	124
5.2.3 Secciones de correlación estructural de unidades U1S y U2.....	126

5.3 Modelo estratigráfico de las unidades petrolíferas U1S y U2 en el área de estudio del Campo Dobokubi.....	128
5.3.1 Modelo estratigráfico para la Unidad U1S.....	129
5.3.1.1 Mapa combinado de electrofacies / Isópaco para la Unidad U1S.....	129
5.3.1.2 Secciones de correlación estratigráfica de Unidad U1S.....	135
5.3.1.3 Mapa de espesor de arena neta petrolífera en la Unidad U1S.....	137
5.3.1.4 Mapas de volumen de arcilla (Vsh) en porcentaje contenido en arenas de la Unidad U1S.....	138
5.3.2 Modelo estratigráfico para la Unidad U2.....	140
5.3.2.1 Mapa combinado de electrofacies / Isópaco para la Unidad U2.....	140
5.3.2.2 Secciones de correlación estratigráfica de Unidad U2.....	149
5.3.2.3 Mapa de espesor de arena neta petrolífera en la Unidad U2.....	152
5.3.2.4 Mapas de volumen de arcilla (Vsh) en porcentaje contenido en arenas de la Unidad U2.....	153
5.4 Evaluación geológica de planificaciones de perforaciones direccionales en las unidades estratigráficas U1S y U2.....	155
5.4.1 Planificación de perforación direccional en la Unidad U1S.....	156
5.4.2 Planificación de perforación direccional en la Unidad U2.....	161
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	168
Conclusiones.....	168
Recomendaciones.....	169
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	172
APÉNDICES.....	177
ANEXOS.....	192

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1. Mapa de ubicación del área de estudio. (Modificado de: Petroguía, 2011-2012).....	3
Fig. 1.2. Mapa de ubicación de los pozos en el área de estudio.....	4
Fig. 2.1. División en Bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco (Tomado de: Petroguía, 2008).....	7
Fig. 2.2. Mapa de la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de: Petroguía, 2011-2012) indicando rutas de migración del hidrocarburo en la Cuenca Oriental de Venezuela (Tomado de: Méndez, 1985).....	8
Fig. 2.3. Sección geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela indicando ruta de migración del hidrocarburo desde Roca Madre del Cretácico en el eje de la cuenca hasta Roca reservorio del Mioceno en la Faja Petrolífera del Orinoco. (Modificado de: Jacome “et al.”, 2003).....	9
Fig. 2.4. Corte geológico conceptual noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita Los Testigos hasta el Río Orinoco. (Tomado de: WEC, 1997)....	10
Fig. 2.5. Cuadro de correlación estratigráfica del Bloque Ayacucho de la Faja del Orinoco (Tomado de: PDVSA INTVEP, 2012).....	12
Fig. 2.6. Columna Estratigráfica. Principales formaciones en el Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco. (Tomado de: CIED PDVSA, 1997).....	13
Fig. 3.1. Respuestas de registros GR de pozos y relación con ambientes sedimentarios (Tomado de: Serra, 1998).....	22
Fig. 3.2. Clasificación de sistemas fluviales. (Tomado de: Schumm, 1977).....	26
Fig. 3.3. Ambientes presentes en sistemas fluviales (Tomado y modificado de: Reineck & Singh, 1980).....	27
Fig. 3.4. Subambientes en ríos meandriiformes (Tomado de: Allen, 1989).....	28
Fig. 3.5. Subambientes en ríos anastomosados (Tomado de: Allen, 1989).....	29

Fig. 3.6. Subambientes en ríos rectos (Tomado de: Allen, 1989).....	30
Fig. 3.7. Subambientes en ríos entrelazados (Tomado de: Allen, 1989).....	30
Fig. 3.8. Estratificación cruzada identificándose serie de planos o laminaciones de estratificación inclinándose en una dirección constante, indicando la dirección de sedimentación fluvial (http://www.bgs.ac.uk/eqr/GeoD_Structures.htm).....	31
Fig. 3.9. Ejemplo de identificación de estructuras sedimentarias de estratificación cruzada en imagen de pared de pozo y en muestra de núcleo (Lofts & Morris, 2010).....	32
Fig. 3.10. Evolución y sedimentación de los abanicos de rotura (Tomado y modificado de: Maca “et al.”, 2007).....	33
Fig. 3.11. Principales componentes morfológicos y sedimentarios comunes a todos los deltas (Tomado de: Galloway, 1975).....	34
Fig. 3.12. Clasificación ternaria de deltas, diagrama esquemático de la clasificación de deltas (Tomado de: Galloway, 1975).....	36
Fig. 3.13. Componentes de los principales tipos de deltas (Tomado de: Fisher “et al.”, 1969).....	37
Fig. 3.14. Resistividad de capas con diferentes espesores (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	39
Fig. 3.15. Zonas de invasión de fluidos de perforación en la formación (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	41
Fig. 3.16. Resistividades de las zonas de invasión y de los fluidos que presentan (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	42
Fig. 3.17. Tipos de profundidades y niveles de referencia para la medición (Tomado de: DGBES, 2012).....	43
Fig. 3.18. Identificación de líneas base de arena limpia y de lutita para interpretación litológica en registro SP. (Tomado de: Schlumberger, 1972).....	44

Fig. 3.19. Identificación de líneas base de arena limpia y de lutita para interpretación litológica en registros GR. (Modificado de: Schlumberger, 1972).....	45
Fig. 3.20. Ejemplo de interpretación del tipo de fluido presente en areniscas, según la respuesta en el registro de resistividad. (Tomado de: WEC, 1997).....	47
Fig. 3.21. Herramienta FMI de Schlumberger Wireline para la Adquisición de Imágenes Microelectricas de Pozos (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	49
Fig. 3.22. Herramienta ARC de Schlumberger D&M para el perfilaje durante la perforación de registros GR y resistividad. Se observan entre sus principales componentes antenas transmisoras (TX) y receptoras (RX) de ondas electromagnéticas y el espaciamiento respecto del punto de medición de resistividad (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	52
Fig. 3.23. Componentes de la Herramienta TeleScope. Entre los principales componentes se encuentran el ensamblaje del modulador (MMA), el ensamblaje de la electrónica (MEA), El ensamblaje de la turbina (MTA) y una extensión (MSSX) (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	54
Fig. 3.24. Turbina de la herramienta TeleScope (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	55
Fig. 3.25. Componentes del ensamblaje del modulador y aplicación en la generación de pulsos de lodo para el proceso de telemetría (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	56
Fig. 3.26. Partes de la herramienta GVR (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	58
Fig. 3.27. La herramienta PeriScope incorpora una antena transmisora transversal (T6) y antenas receptoras inclinadas (R3 y R4) para proveer sensibilidad direccional, además de las antenas axiales (T1 a T5, y R1 y R2). (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	59

Fig. 3.28. Ejemplo de aplicación de sistema de mapeo por herramienta PeriScope de límite de capa perforada en Campo Girazol, Colombia. (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	59
Fig. 3.29. Tipos de perfiles de pozos (Tomado de: Hawker “et al.”, 2002).....	62
Fig. 3.30. Representación de un pozo horizontal (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	63
Fig. 3.31. Representación de pozos multilaterales (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	64
Fig. 3.32. Esquema del motor dirigible, indicando la sección de poder y la sección con curvatura ajustable. (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	69
Fig. 3.33. Sistema de apuntar la mecha en herramienta PowerDrive Xceed (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	70
Fig. 3.34. Sistema de empujar la mecha utilizando almohadillas en las herramientas PowerDrive X5 y X6 (Tomado de: Schlumberger, 2012).....	71
Fig. 3.35. Mecanismo de corte de las mechas PDC (Tomado de: Schlumberger: 2012).....	72
Fig. 3.36. Mecanismo de perforación de mechas tricónicas (Tomado de: Schlumberger: 2012).....	73
Fig. 3.37. Mecanismo de perforación de mechas impregnadas de diamante (Tomado de: Schlumberger: 2012).....	73
Fig. 3.38. Espectro de aplicaciones de los distintos tipos de mechas (Tomado de: Schlumberger: 2012).....	74
Fig. 4.1. Flujograma de la metodología aplicada para la elaboración del Trabajo Especial de Grado.....	78

Fig. 4.2. Ejemplo de identificación y apilamiento de secuencias sedimentarias en el pozo 1ST presente en el área de estudio. El apilamiento fue realizado a partir de las diferencias en tendencias de la respuesta del registro GR para el pozo.....	82
Fig. 4.3. Registro GR del Pozo 3 presente en el área de estudio identificando topes de unidades U1S y U2I correlacionados por geólogo de pozo de PDVSA durante la perforación.....	83
Fig. 4.4. Ejemplo de pozos correlacionados por geólogos de PDVSA que requirieron redefinir unidades.....	84
Fig. 4.5. Mapa base donde se encuentran representados los pozos en el área de estudio.....	87
Fig. 4.6. Representación en vista horizontal de puntos de intersección de pozos con tope de Unidad U1S, indicando profundidad de intersección.....	88
Fig. 4.7. Identificación en registros GR de profundidades de tope y base de unidades en el pozo 12.....	88
Fig. 4.8. Vista horizontal de las secciones de correlación estructural seleccionadas (B-B', A-A' y C-C').....	93
Fig. 4.9. Representación en vista horizontal de puntos de intersección de pozos con tope de Unidad U1S indicando electrofacies y espesor neto de la arena objetivo de la unidad para cada pozo.....	95
Fig. 4.10. Ejemplo de cálculo del espesor de arena neta en el pozo 12 del área de estudio.....	96
Fig. 4.11. Vista horizontal de las secciones de correlación estratigráfica seleccionadas para la unidad U1S (B-B' y A-A').....	99
Fig. 4.12. Ejemplo de cálculo del espesor de arena neta petrolífera en el pozo 12 del área de estudio.....	101
Fig. 4.13. Corrección de índice de arcillosidad (I_{GR}) para determinar volumen de arcilla (V_{sh}).....	103

Fig. 4.14. Identificación del GR mínimo, GR máximo y GR de la arena respectiva de las unidades U1S y U2 en el pozo 1ST, a las cuales se les determinó el volumen de arcilla.....	104
Fig. 4.15. Diagrama de clasificación de areniscas (Dott, 1964).....	106
Fig. 5.1. Marco estratigráfico de perforaciones direccionales con objetivos en las unidades U1S y U2 del área de estudio en el Campo Dobokubi (Cuadro de correlación Tomado de: PDVSA, INTEVEP, 2012).....	109
Fig. 5.2. Unidades estratigráficas definidas en sección tipo del Bloque Ayacucho (Tomado de: PDVSA, 1983).....	110
Fig. 5.3. Relación entre las principales secuencias sedimentarias identificadas en el pozo “1ST” presente en el área de estudio y la tasa de penetración durante la perforación hasta la intersección con las unidades objetivo U1S y U2.....	111
Fig. 5.4. Mapa estructural del tope de la Unidad U1S generado por la interpolación automática del programa Surfer 10 y digitalizado en el programa Arcgis 9.3 donde se identifican en recuadro azul y rojo anomalías en las curvas estructurales.....	119
Fig. 5.5. Mapa estructural interpretado del tope de la Unidad U1S.....	120
Fig. 5.6. Desplazamiento de las fallas presentes al oeste del mapa estructural del tope de la Unidad U1S.....	121
Fig. 5.7. Desplazamiento de las fallas presentes al este del mapa estructural del tope de la Unidad U1S.....	122
Fig. 5.8. Mapa estructural interpretado del tope de la Unidad U2 (Base del intervalo U1S/U1L).....	123
Fig. 5.9. Mapa estructural interpretado de la base de la Unidad U2.....	124
Fig. 5.10. Vista en tres dimensiones de las superficies que limitan al intervalo de unidades U1S/U1L y a la Unidad U2, generadas en el programa ArcGis, a partir de las curvas de igual profundidad del mapa estructural de cada unidad.....	125

Fig. 5.11. Modelo estructural en tres dimensiones para las unidades U1S y U2.....	126
Fig. 5.12. Vista horizontal de sección de correlación estructural A-A' de las unidades U1S y U2.....	127
Fig. 5.13. Sección de correlación estructural de las unidades U1S y U2.....	128
Fig. 5.14. Electrosecuencia 1 de la Unidad U1S, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD).....	130
Fig. 5.15. Electrosecuencia 2 de la Unidad U1S, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD).....	130
Fig. 5.16. Mapa combinado de electrofacies e isópaco de espesor de arena neta de la Unidad U1S.....	131
Fig. 5.17. Ejemplo de barras de desembocadura, Delta Wax Lake. Golfo de México, Lousiana, EEUU (http://lab.visual-logic.com/2010/02/ecology-ofriver-delta-formation/).....	132
Fig. 5.18. Desembocadura de un río con agua densa y morfología de la barra arenosa correspondiente (Modificado de: Tye y Hickey, 2001).....	133
Fig. 5.19. Ejemplo de canales distributarios en Delta Wax Lake. Golfo de México, Lousiana, EEUU (http://lab.visual-logic.com/2010/02/ecology-ofriver-delta-formation/).....	134
Fig. 5.20. Vista horizontal de secciones de correlación estratigráfica de la Unidad U1S.....	135
Fig. 5.21. Sección de correlación estratigráfica A-A' de la Unidad U1S.....	136
Fig. 5.22. Sección de correlación estratigráfica B-B' de la Unidad U1S.....	137
Fig. 5.23. Mapa de espesor de arena neta petrolífera en la Unidad U1S.....	138
Fig. 5.24. Mapa de fracción de arcilla en porcentaje (Vsh) en las arenas de la Unidad U1S.....	139

Fig. 5.25. Electrosecuencia 1 de la Unidad U2, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD).....	141
Fig. 5.26. Electrosecuencia 2 de la Unidad U2, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD).....	142
Fig. 5.27. Electrosecuencia 3 de la Unidad U2, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD).....	143
Fig. 5.28. Mapa combinado de electrofacies e isópaco de espesor de arena neta de ambiente de canales entrelazados de la Unidad U2.....	144
Fig. 5.29. Ejemplo de canales entrelazados en Río Tanana. Alaska, EEUU (http://geoimages.berkeley.edu/GeoImages/SemansAir/AirPhotos/TANABRDS.JPG).....	145
Fig. 5.30. Ejemplo de llanura de inundación en Río Tanana. Alaska, EEUU (http://geoimages.berkeley.edu/GeoImages/SemansAir/AirPhotos/TANABRDS.JPG).....	147
Fig. 5.31. Ejemplo de barras abanicos de rotura. Santiago, Chile (http://www.flickr.com/photos/banco_imagenes_geologicas/5015396539/).....	149
Fig. 5.32. Vista horizontal de secciones de correlación estratigráfica de la Unidad U2.....	150
Fig. 5.33. Sección de correlación estratigráfica C-C' de la Unidad U2.....	151
Fig. 5.34. Sección de correlación estratigráfica D-D' de la Unidad U2.....	152
Fig. 5.35. Mapa de espesor de arena neta petrolífera de canales entrelazados en la Unidad U2.....	153
Fig. 5.36. Mapa de fracción de arcilla en porcentaje (Vsh) contenido en las arenas de la Unidad U2.....	154

Fig. 5.37. Vista en planta del plan de perforación horizontal propuesto para la Unidad U1S respecto al mapa de electrofacies definido para la unidad.....	158
Fig. 5.38. Sección vertical de corte estructural de las unidades U1S y U2 a lo largo de la dirección del plan de perforación propuesto para la Unidad U1S.....	159
Fig. 5.39. Vista en planta del plan de perforación horizontal propuesto para la Unidad U2 respecto al mapa de electrofacies definido para la unidad.....	162
Fig. 5.40. Sección vertical de corte estructural de las unidades U1S y U2 a lo largo de la dirección del plan de perforación propuesto para la Unidad U2.....	164

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Clasificación de subambientes de sistemas fluviales (Tomado y modificado de: Reineck & Singh, 1980).....	27
Tabla 5.1. Puntos de control para el plan de perforación horizontal propuesto en la Unidad U1S.....	161
Tabla 5.2. Puntos de control para el plan de perforación horizontal propuesto en la Unidad U2.....	166
Tabla A.1. Listado de pozos presentes en el área de estudio.....	177
Tabla B.1. Inventario de datos recopilados de los pozos presentes en el área de estudio.....	178
Tabla C.1. Cálculo de la coordenada este (X) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U1S.....	179
Tabla C.2. Cálculo de la coordenada norte (Y) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U1S.....	180
Tabla C.3. Cálculo de la coordenada este (X) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U2.....	181
Tabla C.4. Cálculo de la coordenada norte (Y) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U2.....	182
Tabla C.5. Cálculo de la coordenada este (X) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con la base de la Unidad U2.....	183
Tabla C.6. Cálculo de la coordenada norte (Y) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con la base de la Unidad U2.....	184

Tabla D.1. Puntos de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U1S, indicando coordenadas y profundidad en MD y TVDSS.....	185
Tabla D.2. Puntos de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U2, indicando coordenadas y profundidad en MD y TVDSS.....	186
Tabla D.3. Puntos de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con la base de la Unidad U2, indicando coordenadas y profundidad en MD y TVDSS.....	187
Tabla E.1. Parámetros determinados por cada pozo presente en el área de estudio para la caracterización de las arenas de la Unidad U1S.....	188
Tabla E.2. Parámetros determinados por cada pozo presente en el área de estudio para la caracterización de las arenas de la Unidad U2.....	189
Tabla F.1. Puntos de intersección del plan de perforación propuesto en la Unidad U1S con el tope de la Unidad U1S, y con el tope y la base de la Unidad U2.....	190
Tabla F.2. Puntos de intersección del plan de perforación propuesto en la Unidad U2 con el tope de la Unidad U1S, y con el tope y la base de la Unidad U2.....	191

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 4.1. Formula de interpolación de Newton para cálculo de la coordenada “X” de la proyección horizontal del punto de intersección entre un pozo y el tope o base de una unidad.....	90
Ecuación 4.2. Formula de interpolación de Newton para cálculo de coordenada “Y” de la proyección horizontal del punto de intersección entre un pozo y el tope o base de una unidad.....	90
Ecuación 4.3. Fórmula para el cálculo de volumen de arcilla a partir de valores identificados en registros GR de cada pozo (Schlumberger, 1972).....	102

LISTA DE ABREVIACIONES Y SÍMBOLOS

- ANP** Arena neta petrolífera
- ARC** Array Resistivity Compensated (Herramienta LWD de Schlumberger)
- BHA** Bottom Hole Assembly (siglas en inglés de: Ensamblaje de fondo de pozo)
- DC** Drill collar (siglas en inglés de: Barra de perforación)
- DP** Drillpipe (siglas en inglés de: Tubería de perforación)
- FMI** Fullbore Formation MicroImager (Herramienta Wireline de Schlumberger)
- GIS** Geographic Information System (siglas en inglés de: Sistema de información geográfica)
- GR** Siglas en inglés para referirse al registro de rayos gamma (Gamma Ray)
- GR_{log}** Valor cualquiera en el registro de GR
- GR_{min}** Valor mínimo en el registro de GR
- GR_{max}** Valor máximo en el registro de GR
- GVR** GeoVISION Resistivity (Herramienta LWD de Schlumberger)
- HP** Hoyo piloto
- HW** Heavy Weight (siglas en inglés de: Tuberías de perforación pesadas)
- I_{GR}** Índice de GR
- KOP** Kick Off Point (siglas en inglés de: Punto de desviación de vertical de pozo)
- LWD** Logging While Drilling (siglas en inglés de: Perfilaje durante la perforación)
- MD** Measured Depth (siglas en inglés de: Profundidad medida de pozos)
- MWD** Measurement While Drilling (siglas en inglés de: Mediciones durante la perforación)
- PDC** Polycrystalline Diamond Compact (siglas en inglés de: mechas de diamante policristalino compacto)
- R_D** Resistividad profunda
- R_m** Resistividad del lodo
- R_{mc}** Resistividad de la costra del lodo
- R_{mf}** Resistividad del lodo filtrado
- ROP** Rate of Penetration (siglas en inglés de: Tasa de penetración)

RPM Revoluciones por minuto

RSS Rotary Steerable System (siglas en inglés de: Sistema dirigible rotatorio)

Rt Resistividad de la zona no invadida

Rw Resistividad del agua de formación

Rxo Resistividad de la zona invadida

SP Siglas en inglés para referirse al registro de potencial espontaneo (Spontaneous Potential)

TVD True Vertical Depth (siglas en inglés de: Profundidad vertical verdadera)

TVDSS True Vertical Depth Sub Sea (siglas en inglés de: Profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar)

UTM Universal Transversal Mercator

V_{sh} Siglas en inglés para referirse a la fracción de arcilla contenida en arenas (Shale Volume)

WOB Weight on Bit (siglas en inglés de: Peso sobre la mecha)

LISTA DE APÉNDICES

- Apéndice A.** Listado de pozos presentes en el área de estudio identificándose información básica como: nombre del pozo (modificado del original por confidencialidad de la empresa Schlumberger que proporcionó los datos), tipo de pozo, coordenadas de superficie y de fondo, y la elevación de la mesa rotaria respecto al nivel del mar.....177
- Apéndice B.** Inventario de datos recopilados para cada pozo presente en el área de estudio, tales como: registros eléctricos de pozos, registros de desviación y registros de ROP.....178
- Apéndice C.** Cálculo de las coordenadas de la proyección en vista horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unida U1S, y con el tope y la base de la Unidad U2, a partir de la interpolación entre dos puntos de los registros de desviación de cada pozo para obtener las coordenadas correspondientes a la profundidad a la cual los pozos intersectan al horizonte estratigráfico respectivo.....179
- Apéndice D.** Agrupación de datos de ubicación espacial de los puntos de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unida U1S, y con el tope y la base de la Unidad U2.....185
- Apéndice E.** Agrupación de datos de parámetros que caracterizan a las arenas de las unidades U1S y U2, como espesor de arena neta, espesor de arena neta petrolífera y porcentaje de contenido de arcilla que presentan las arenas de la unidad respectiva, determinados a partir de los registros de GR, SP y de resistividad de los pozos presentes en el área de estudio.....188

Apéndice F. Agrupación de datos de los puntos de intersección de los planes de perforación propuestos en las unidades U1S y U2 en el área de estudio con los horizontes estratigráficos que limitan verticalmente a las unidades, indicando distancia lateral del pozo y profundidad en TVDSS de la curva estructural intersectada en el mapa estructural de la superficie respectiva.....190

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Mapa estructural del tope de la Unidad U1S.....	192
Anexo 2. Mapa estructural del tope de la Unidad U2.....	193
Anexo 3. Mapa estructural de la base de la Unidad U2.....	194
Anexo 4. Secciones de correlación estructural de las unidades U1S y U2.....	195
Anexo 5. Mapa combinado de electrofacies e isópaco de espesor de arena neta de la Unidad U1S.....	196
Anexo 6. Secciones de correlación estratigráfica de la Unidad U1S.....	197
Anexo 7. Mapa de espesor de arena neta petrolífera en la Unidad U1S.....	198
Anexo 8. Mapa de distribución lateral de volumen de arcilla (Vsh) para las arenas de la Unidad U1S.....	199
Anexo 9. Mapa combinado de electrofacies e isópaco de espesor de arena neta de ambiente de canales entrelazados de la Unidad U2.....	200
Anexo 10. Secciones de correlación estratigráfica de la Unidad U2.....	201
Anexo 11. Mapa de espesor de arena neta petrolífera de ambiente de canales entrelazados en la Unidad U2.....	202
Anexo 12. Mapa de distribución lateral de volumen de arcilla (Vsh) para las arenas de la Unidad U2.....	203

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

Uno de los principales propósitos de las perforaciones direccionales en la Faja Petrolífera del Orinoco es aumentar el factor de recobro de hidrocarburos pesados y extrapesados, gracias al incremento del área de drenaje en el pozo dentro del yacimiento.

La localización y planificación de pozos direccionales de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos es presentada con base en modelos geológicos y de yacimientos preestablecidos; sin embargo, existe cierto grado de incertidumbre de la geología interpretada en subsuelo a lo largo de trayectorias propuestas para perforaciones direccionales, el cual representa el centro de múltiples problemas para las empresas petroleras.

La incertidumbre geológica trae como consecuencia perforaciones fuera de las arenas petrolíferas, causando la necesidad de perforar pozos “sidetrack” para reentrar nuevamente en la arena petrolífera, lo que significa incremento en tiempo y gastos de perforación para las empresas operadoras y aumentos en el tiempo de bombeo para las herramientas de Schlumberger y en consecuencia incremento en los gastos de mantenimiento de las herramientas. En resumen la incertidumbre geológica puede traer como consecuencia tiempo no productivo para Schlumberger y perforaciones no productivas para las empresas operadoras.

Para reducir la incertidumbre en la geonavegación de pozos direccionales en arenas petrolíferas en el Campo Dobokubi, y optimizar la toma de decisiones durante la perforación, se tiene como objetivo principal generar un modelo estratigráfico y estructural de las unidades objetivo, que permita identificar la geometría y distribución de las mejores arenas y proponer trayectorias de pozos horizontales y herramientas de Schlumberger D&M para la evaluación de formaciones durante la perforación.

El proyecto abarca la generación de secciones de correlación estructurales y estratigráfica, para lo cual se identificaron las electrofacies de las unidades objetivo y el tope y base de dichas unidades para una posterior correlación de pozos a partir de registros Gamma Ray adquiridos durante la perforación (LWD) y la generación de mapas estructurales y estratigráficos a partir de las mediciones de parámetros de las unidades para su identificación en vista horizontal que permita la elaboración de dichos mapas. Se estableció además, la relación entre parámetros de perforación y la sección estratigráfica perforada en los pozos del área de estudio hasta la intersección con las unidades objetivo. Finalmente la propuesta de perforaciones en las unidades objetivo se basó en la geometría y distribución lateral y vertical de las arenas con mayores espesores y mejores propiedades, estableciendo metodologías de perforación desde la sección de construcción hasta la sección horizontal de perforación en base a las características de la unidad y de toda la sección perforada hasta su intersección.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Generar un modelo geológico de las unidades estratigráficas U1S y U2 en el Campo Dobokubi, el cual permita proponer planes de perforación productiva y las mejores herramientas para la evaluación de formaciones durante la perforación

1.2.2 Objetivos Específicos

- Establecer la relación entre las principales secuencias sedimentarias perforadas hasta la intersección de las unidades U1S y U2 con respecto a parámetros de perforación.
- Elaborar secciones de correlación estructural y estratigráfica entre registros de pozos, donde se identifique la continuidad lateral y la geometría de las arenas objetivo en las unidades U1S y U2.

- Elaborar mapas de electrofacies, isópaco de arena total y de arena neta petrolífera y volumen de arcilla en arenas de las unidades U1S y U2, para identificar la variación lateral de electrofacies y la distribución de las mejores arenas en las unidades.
- Elaborar mapas estructurales de las unidades U1S y U2, donde se identifique la geometría del tope y el buzamiento de las unidades de gran importancia para la planificación de pozos horizontales.
- Establecer las mejores trayectorias y la aplicación de herramientas de Schlumberger D&M para perforaciones productivas en las unidades U1S y U2 a partir de una evaluación óptima de formaciones durante la perforación.

1.3 Ubicación del Área de Estudio

La zona de estudio se encuentra en el campo Dobokubi, ubicado al sureste del estado Anzoátegui y al noreste del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco (Ver Figura 1.1).

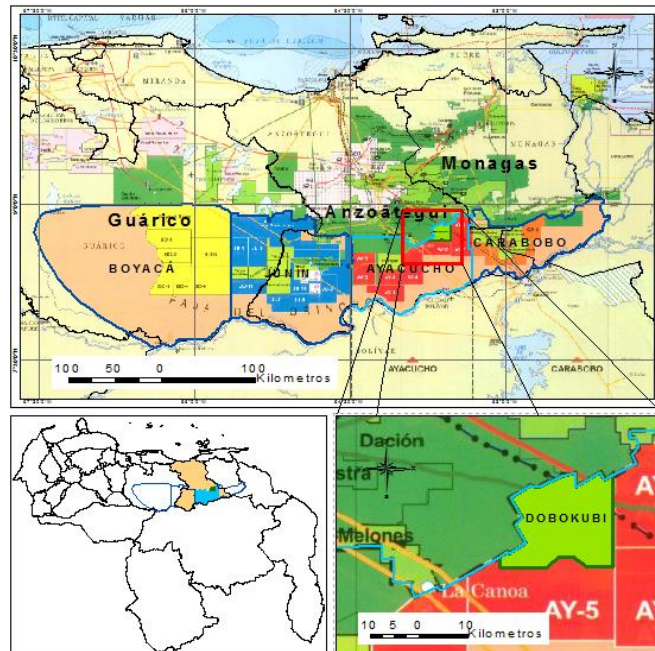


Fig. 1.1. Mapa de ubicación del área de estudio. (Modificado de: Petroguía, 2011-2012)

En la Figura 1.2 se puede identificar la ubicación de los pozos presentes en la zona de estudio, la cual abarca un área de 11 Km².

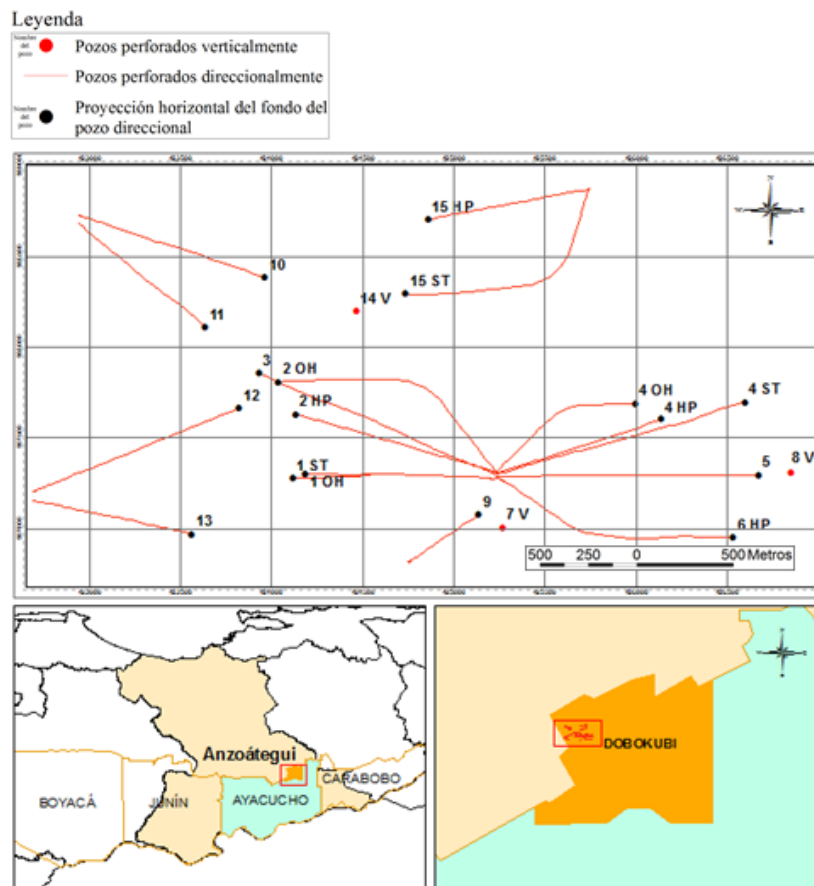


Fig. 1.2. Mapa de ubicación de los pozos en el área de estudio

En el área de estudio hay un total de 20 pozos y se destacan las siguientes características:

- Hay 17 pozos direccionales y 3 pozos verticales
- Un total de 20 pozos intersectan la Unidad U1S
- Un total de 18 pozos intersectan la Unidad U2

1.4 Limitaciones del trabajo

Para la caracterización geológica de las unidades U1S y U2 solo fue posible la aplicación de registros de pozos facilitados por la empresa Schlumberger, presentándose las siguientes limitaciones:

- No fue posible disponer de secciones sísmicas en el área de estudio por corresponder a información confidencial de la empresa PDVSA, lo que imposibilitó validar las interpretaciones estructurales realizadas a partir de las secciones de correlación de registros de pozos y los mapas estructurales del tope y base generados para las unidades U1S y U2.
- En el campo Dobokubi, como muestras directas del subsuelo solo ha sido posible la adquisición de núcleo (datos de la empresa PDVSA) para un pozo ubicado bastante distante hacia el sur del área de estudio, lo que imposibilitó integrar y validar las interpretaciones estratigráficas y sedimentológicas realizadas a partir de las secciones de correlación y los mapas estratigráficos que caracterizan a los distintos cuerpos sedimentarios de las unidades U1S y U2, que fueron generados a partir de la evaluación de registros de pozos.
- En el área de estudio y en general en todo el campo Dobokubi no se dispone de una amplia variedad de registros de pozos, ni muestras directas del subsuelo que permitan una óptima evaluación petrofísica; disponiendo solo de registros GR y de Resistividad, por lo cual no fue posible integrar con respecto a parámetros de calidad de roca (como porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburo) las interpretaciones realizadas para la caracterización de los cuerpos arenosos de las unidades U1S y U2.

CAPÍTULO II MARCO GEOLÓGICO

2.1 Marco Geológico Regional

2.1.1 Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es el resultado de complejas interacciones que envuelven el rompimiento de Pangea, la deriva de Suramérica y el desarrollo de la Placa del Caribe (Di Croce, 1995).

La evolución de la cuenca se divide en cuatro periodos principales que abarcan desde el Paleozoico hasta el Oligoceno (González de Juana “et al.”, 1980).

Comienza con un prerift durante el Paleozoico Tardío y el Triásico, donde se inicia el arqueamiento de la corteza terrestre producto de la dinámica magmática, para posteriormente durante el Jurásico Temprano, generarse el proceso de rifting con la apertura e inicio de la separación entre las placas Suramericana y Norteamericana como consecuencia de la ruptura de la corteza terrestre por la actividad magmática, caracterizándose este periodo por formación de grábenes que representan el espacio para la sedimentación, generándose una depositación synrift (sedimentación durante la apertura en el proceso de rifting).

Durante el Cretácico y el Paleógeno se forma una cuenca de margen pasivo, permitiendo el desarrollo de una plataforma relativamente estable, por lo cual durante este periodo no se generó depositación de sedimentos hacia el oriente de Venezuela, por no existir espacio para la sedimentación sino solamente hacia el norte en donde se presentaba el talud de la plataforma. A partir del final del Oligoceno la plataforma evoluciona a una cuenca antepaís producto del choque entre el sur de placa Caribe y el norte de la placa Suramérica, generándose napas de corrimiento con el levantamiento de la Serranía del Interior Oriental, la deflexión de la litósfera continental generando la cuenca y su consecuente migración sureste por ser la dirección de avance de la placa Caribe.

2.1.2 Generalidades de la Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco tiene 700 kilómetros aproximadamente de largo y abarca desde Tucupita (Delta Amacuro) hasta el estado Guárico, atravesando Monagas y Anzoátegui. Su ancho varía entre 35 y 100 kilómetros y su área total es de unos 54.000 kilómetros cuadrados. Geológicamente es la parte sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Faja del Orinoco porque casi todo su límite sur corre a lo largo del río del mismo nombre (Tópicos Petroguía, 2008).

La delineación de su parte norte se fue llevando a cabo desde mediados de los años treinta con el pozo Canoa 1, a medida que se exploraba la cuenca de Maturín y se avanzaba en dirección este-oeste. Entre los años 78 y 83 se aceleró la campaña exploratoria dividiendo toda el área de la faja en cuatro Bloques llamados de oeste a este Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, los cuales fueron renombrados en el año 2006 como Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo respectivamente (Ver Figura 2.1).



Fig. 2.1. División en Bloques de la Faja Petrolifera del Orinoco

(Tomado de: Petroguía, 2008)

2.1.3 Sistema petrolero de la Faja Petrolífera del Orinoco

Según Méndez, 1985 el hidrocarburo en la Cuenca Oriental de Venezuela se generó en el eje central, el cual corresponde con el eje del sinclinorio formado por la deflexión causada por el empuje de las napas de corrimiento generadas en la colisión de la Placa Caribe con el norte de la Placa de Sudamérica. La roca madre corresponde con la Formación Querecual del Cretácico (Albiense-Santoniense), generándose gas termogénico y condensado.

La migración de los hidrocarburos ocurrió desde el eje de la cuenca hacia el norte y hacia el sur rumbo hacia el Escudo Guayanés como se indica en la Figura 2.2, donde se observa en vista horizontal la ruta de migración del hidrocarburo.

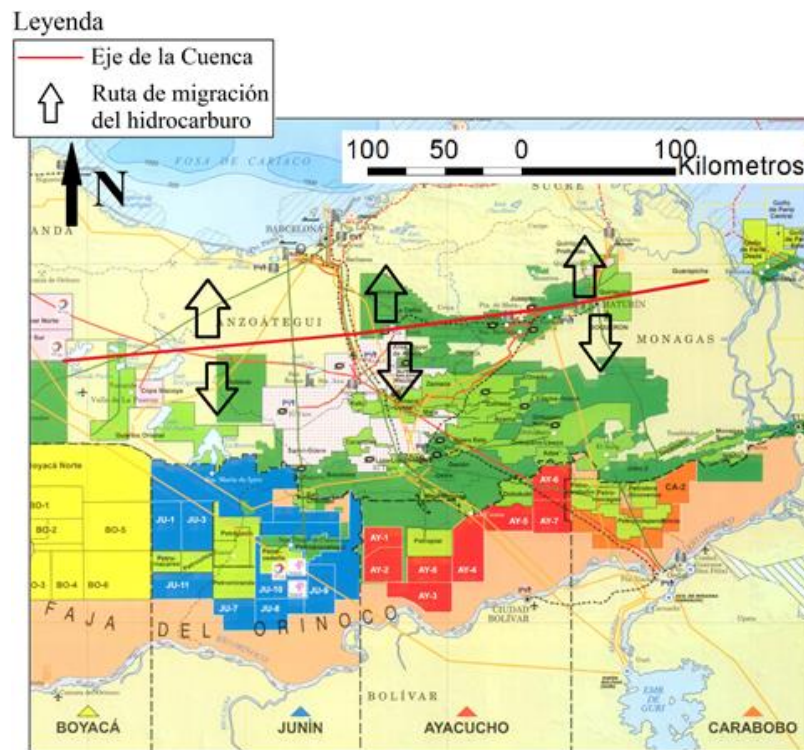


Fig. 2.2. Mapa de la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de: Petroguía, 2011-2012) indicando rutas de migración del hidrocarburo en la Cuenca Oriental de Venezuela (Tomado de: Méndez, 1985)

A medida que la migración se dirigió al sur (Ver Figura 2.3), el hidrocarburo fue perdiendo sus componentes volátiles y se acumularon yacimientos de petróleo liviano, mediano y pesado.

El recorrido final hacia el extremo sur de la cuña sedimentaria despojó al petróleo pesado de casi todos los volátiles remanentes. Al mismo tiempo fue oxidado por las aguas meteóricas y degradado por la acción de bacterias. Es así como se transformó el en petróleo pesado, extrapesado y bitumen acumulado en la Faja Petrolífera del Orinoco en arenas fluvio-deltáicas de la Formación Oficina (Mioceno) y de la Formación Merecure (Oligoceno).

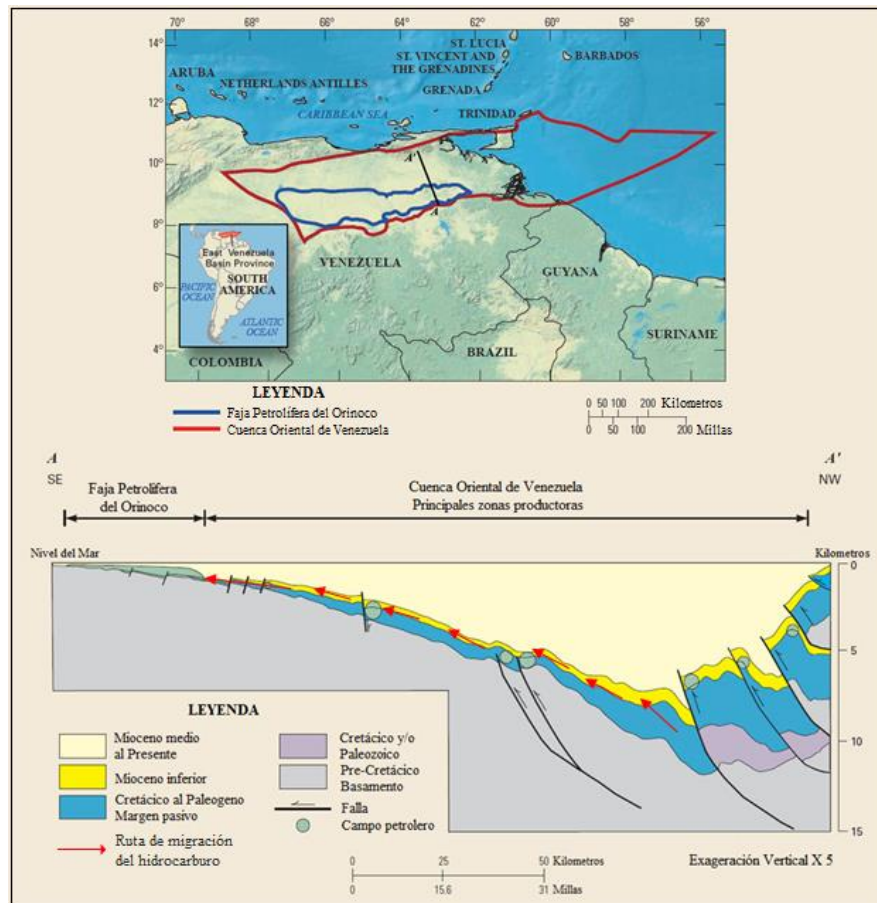


Fig. 2.3. Sección geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela indicando ruta de migración del hidrocarburo desde Roca Madre del Cretácico en el eje de la cuenca hasta Roca reservorio del Mioceno en la Faja Petrolífera del Orinoco. (Modificado de: Jacome "et al.", 2003)

2.1.4 Marco Estructural de Venezuela Oriental

El marco estructural en el Oriente de Venezuela se ha encontrado influenciado por la colisión de la Placa Caribe con la Placa Suramericana, desarrollándose una cuenca antepaís hacia el sur del oriente venezolano, influenciada por la tectónica compresiva sufrida al norte como se observa en la Figura 2.4.

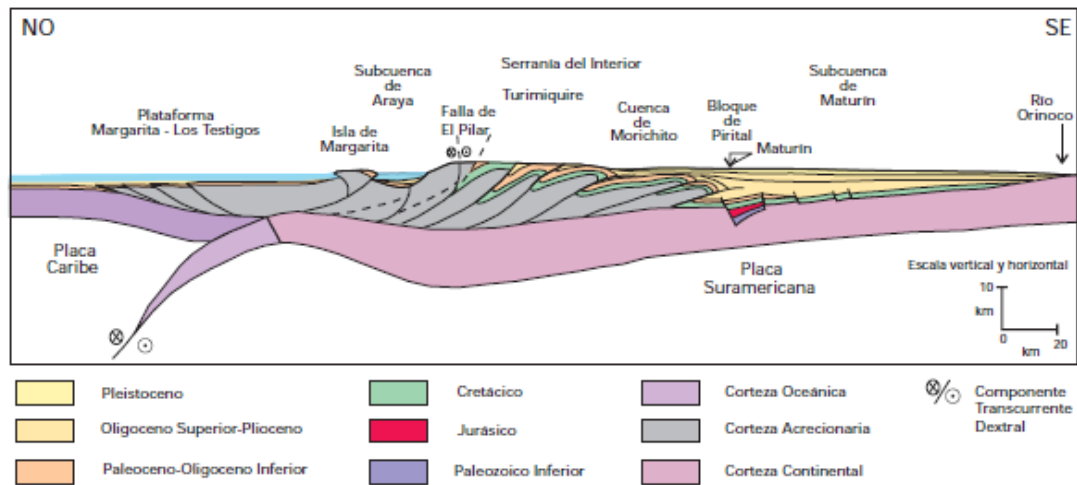


Fig. 2.4. Corte geológico conceptual noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita Los Testigos hasta el Río Orinoco. (Tomado de: WEC, 1997)

Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

- Fallas de corrimiento hacia el norte del Oriente venezolano en el frente de deformación por la colisión con la Placa Caribe.
- Una serie de pliegues, anticlinales y domos presentes en las napas de corrimiento generadas en el frente de deformación.
- Deflexión hacia el sur del Oriente venezolano, la cual representa la cuenca antepaís tras el frente de deformación, y es consecuencia del empuje ejercido por las napas de corrimiento.

- Las formaciones geológicas hacia el sur del Oriente venezolano, en la Faja Petrolífera del Orinoco constituyen un monoclinial, interrumpido por fallas normales, las cuales representan estructuras de relajación por la deflexión de las formaciones hacia esta zona.
- Algunas fallas transcurrentes.

2.2 Marco geológico del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco

2.2.1 Características Estructurales

Las formaciones geológicas en el Bloque Ayacucho, estructuralmente representan un monoclinial con buzamiento 3°- 4° Norte generado por la deflexión de las formaciones hacia el Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela debido al empuje y peso de las napas de corrimiento generadas por la colisión de Placa Caribe y Placa Sudamericana.

La estructura monoclinial presente en las formaciones en el Bloque Ayacucho y la dirección y sentido de buzamiento controlan la migración del hidrocarburo hacia el sur, ya que este fluye desde zonas de mayor profundidad (al norte) donde hay mayor presión, hacia zonas de menor profundidad (al sur) donde la presión en la formación es menor.

El Bloque Ayacucho también presenta sistemas de fallas normales, las cuales representan estructuras de relajación por la deflexión de las formaciones hacia el sur del Oriente venezolano.

2.2.2 Marco Estratigráfico

En la Figura 2.5 se puede identificar un cuadro de correlación de las formaciones en el Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, destacándose la estratigrafía del Bloque V donde está presente el campo Dobokubi en el que se encuentra el área de estudio. El Bloque Ayacucho presenta una estratigrafía que

refleja los distintos eventos depositacionales en la evolución de la Cuenca Oriental, comenzando con la depositación del Grupo Temblador (Cenomaniense-Campaniense) en provincia sedimentaria costanera definida por González de Juana “et al.” (1980) en el periodo de última transgresión del Cretácico.

Posteriormente luego de un hiato del Maastrichtiense-Mioceno (localmente Maastrichtiense-Oligoceno Superior), se depositan la Formación Merecure en el Oligoceno Formación Oficina en el Mioceno, ambas de ambiente fluvial-deltaico; esta depositación ocurre en un marco transgresivo en cuenca extensional antepaís generada por la interacción de Placas Caribe y Suramérica. El máximo transgresivo está representado por la depositación de la Formación Freites constituida principalmente por lutitas, posterior a la cual se desarrolla un periodo transgresivo con la depositación de la Formación Las Piedras y Formación Mesa.

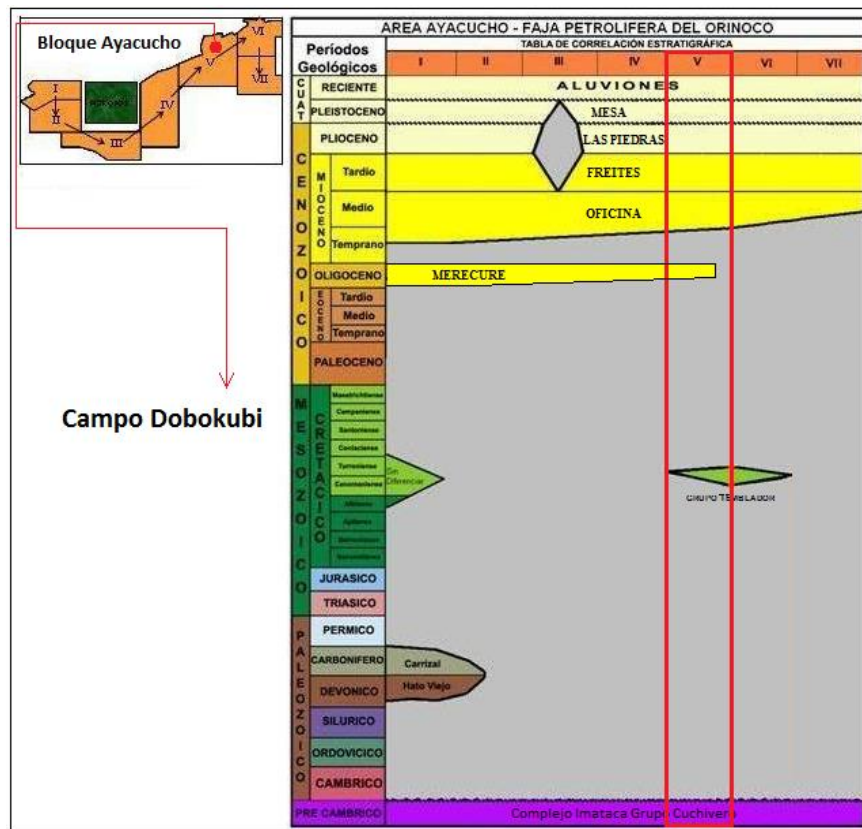


Fig. 2.5. Cuadro de correlación estratigráfica del Bloque Ayacucho de la Faja del Orinoco.

(Tomado de: PDVSA INTEVEP, 2012)

En la Figura 2.6 se presenta una columna estratigráfica del Bloque Ayacucho de la Faja del Orinoco, donde se identifica la descripción general de las distintas formaciones presentes en el área de estudio.

EDAD		FORMACION	LITOLOGIA
Cuaternario	RECIENTE	ALUVION	DEPOSITOS ALUVIALES
	PLEISTOCENO	MESA	ARENISCAS CONGLOMERATICAS LIMOS Y ARCILLA.
PLIOCENO		LAS PIEDRAS	ARENISCAS, LIMOLITAS, LUTITAS Y LIGNITOS.
SUPERIOR			
Mioceno	MEDIO	FREITES	LUTITAS MARINAS FOSILIFERAS , ARCILLAS Y ARENISCAS GRISES.
	INFERIOR	OFICINA	LUTITAS CON CUERPOS LENTICULARES DE ARENAS, ARENAS DE CANAL Y BARRAS DE MEANDRO
	OLIGOCENO	MERECURE	ARENISCAS MASIVAS CON INTRCALACIONES DE LUTITAS
CRETACICO		GRUPO TEMBLADOR (F. TIGRE / F. CANOA)	INTERCALACIONES DE LUTITAS, ARENISCAS Y LIMOLITAS.
PRE-CAMBRICO		BASAMENTO	COMPLEJO IGNEO - METAMORFICO

Fig. 2.6. Columna Estratigráfica. Principales formaciones en el Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco. (Tomado de: CIED PDVSA, 1997)

A continuación se describen las formaciones que conforman la columna estratigráfica de la zona en estudio (Figura 2.6), desde las que afloran en superficie (Mesa y Las Piedras), hasta la más importantes desde el punto de vista petrolero, como lo son las siguientes: Freites (reservorio), Oficina (productora y almacén de hidrocarburos al mismo tiempo), Tigre, Canoa, Merecure, Carrizal y Hato Viejo.

2.2.2.1 Formación Hato Viejo (Cámbrico)

De acuerdo con Hedberg “et al.” (1947), la Formación Hato Viejo está constituida esencialmente de areniscas de grano fino a grueso, con granos redondeados y muy bien cementados. Según Petróleos de Venezuela y sus empresas filiales (PDVSA) e Instituto de tecnología Venezolana para el petróleo (INTEVEP) las características de la unidad indican que el ambiente de sedimentación es

continental, y sus sedimentos son de relleno de cuenca (facies fluvial y/o piedemonte) correspondientes a una fase erosiva contemporánea o subsiguiente a un período de intensa actividad tectónica.

La Formación Hato Viejo infrayace a la Formación Carrizal del Paleozoico (Cámbrico Temprano) y suprayace discordantemente a las rocas precámbricas del Escudo de Guayana (Hedberg, 1942). Talwani (2002) indica que los datos de pozo muestran espesores para las arenas cámbricas de la Formación Hato Viejo de al menos 90 m, correspondientes a la fase paleozoica de *Prerift*.

2.2.2.2 Formación Carrizal (Cámbrico Temprano)

Según Hedberg “et al.” (1947), la Formación Carrizal está constituida por espesas secuencias de arcilitas intensamente bioturbadas, con presencia de limolitas y areniscas. Esta formación fue depositada en condiciones de ambientes marinos (nerítico), en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanuras de marea, lo cual se evidencia en las estructuras sedimentarias.

El tope de la Formación Carrizal es siempre erosional y está cubierta por el Grupo Temblador y la Formación Oficina. En la base suprayace a la Formación Hato Viejo y su espesor es de aproximadamente 640 m tanto para las lutitas como para las arenas (Talwani, 2002), también pertenecientes al estadio *prerift*.

2.2.2.3 Grupo Temblador (Cretácico)

De acuerdo con Yoris y Ostos (1997) el Grupo Temblador está constituido por las formaciones Canoa y Tigre y es la principal evidencia de la transgresión marina que se inició en el este de Venezuela aproximadamente en el Cenomaniense.

Este grupo está constituido principalmente por sedimentos no marinos que gradan hacia sedimentos marinos en el tope de las formaciones Canoa y Tigre.

Formación Canoa (Aptiense – Albiense)

La Formación Canoa está definida como una intercalación de conglomerados de grano fino, areniscas, limolitas y arcilitas (Hedberg “et al.”, 1947). Se sugiere una depositación en ambientes continentales por la presencia de conglomerados, posiblemente fluvial del tipo barra de meandro (PDVSA-INTEVEP, 2011).

Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense)

La Formación Tigre es una secuencia variable de areniscas y limolitas que se encuentran irregularmente estratificadas, son de grano fino, con areniscas gruesas, limolitas y lutitas carbonosas y fosfáticas. También se observan capas delgadas de calizas dolomíticas y dolomías (Hedberg “et al.”, 1947). La fauna encontrada en esta unidad indica un ambiente de plataforma que va desde plataforma exterior a talud (PDVSA-INTEVEP, 2011). La máxima transgresión marina ocurrida durante la fase de margen pasivo avanzó hacia el sur y durante el Turoniense caracterizó la depositación de esta formación y consolidándose como el tope del Grupo Temblador.

2.2.2.4 Formación Merecure (Terciario: Oligoceno – Mioceno Temprano)

Esta unidad se encuentra conformada por más del 50% de areniscas de granos finos a gruesos, incluso conglomeráticas (PDVSA-INTEVEP, 2011). Las arenas están separadas por láminas o intervalos delgados de lutitas. El tope de la Formación Merecure constituye un reflector sísmico regional como consecuencia del contraste acústico causado por la diferencia litológica existente entre las arenas masivas de la Formación Merecure y la alternancia arenisca-lutita de la Formación Oficina, sin embargo, ambas formaciones son concordantes. Hacia la base, el contacto entre la Formación Merecure y el Grupo Temblador presenta una marcada discordancia basal, la cual no se puede observar, explica Reina (2002), debido a que la posición

estructural de ambas unidades es subparalela. Tanto el tope como la base de la formación se hacen más jóvenes hacia el sur, por el avance del mar en esa dirección.

Las características litológicas indican que la sedimentación de esta unidad se desarrolla en un sistema fluvio-deltáico, sin embargo la presencia de canales indican que la Formación Merecure se encuentra en la zona más continental del delta y está dominado por corrientes fluviales entrelazadas (PDVSA-INTEVEP, 2011).

2.2.2.5 Formación Oficina (Terciario: Mioceno Temprano – Medio)

Hedberg “et al.” (1947) describe una alternancia de lutitas que se encuentran intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de grano fino a grueso.

Según Hedberg “et al.” (1947), la Formación Oficina se encuentra concordante sobre la Formación Merecure, sin embargo, Hedberg aclara que la misma está discordante sobre unidades cretácicas. El contacto superior de la Formación Oficina está definido como concordante con la Formación Freites y la Formación Quiamare, pero es discordante con la Formación Las Piedras (PDVSA-INTEVEP, 2011).

En general, las condiciones de sedimentación de la Formación Oficina se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte (Hedberg “et al.”, 1947), mostrando ciclos caracterizados por regresiones marinas asociadas a períodos de caídas del nivel del mar y progradaciones de la plataforma (Campos, Cabrera y Lander, 1985).

González de Juana “et al.” (1980) y Méndez (1985) aclaran que la presencia de arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos puede estar indicando la presencia de un gran complejo fluvio-deltáico.

Muñoz (1985) asegura que las arenas de esta formación son consideradas como las principales rocas reservorio de la Cuenca Oriental debido a su cuantiosa producción petrolífera.

2.2.2.6 Formación Freites (Terciario: Mioceno Medio-Tardío)

Según PDVSA-INTEVEP (2011), la Formación Freites se encuentra en todo el flanco sur de la subcuenca Maturín hasta las proximidades del Río Orinoco. Por su parte, Hedberg “et al.” (1947) considera que la litología característica de esta formación está representada por lutitas con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior con capas delgadas de areniscas arcillosas, un intervalo predominantemente lutítico y un intervalo inferior de lutitas intercaladas con areniscas, de grano medio a grueso.

La Formación Freites suprayace concordantemente a la Formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordancia con la Formación Quiamare (González de Juana, “et al.” 1980).

En la mayor parte de la cuenca, la Formación Freites representa en general un ambiente marino somero en su proporción inferior, pasando a ambientes de aguas algo más profundas en la parte media. La parte superior corresponde de nuevo a ambientes de aguas llanas (PDVSA-INTEVEP, 2011).

2.2.2.7 Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Tardío-Plioceno)

A nivel superficial la formación aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo al este hasta Pedernales, Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del río Orinoco en la Faja Petrolífera. Según González de Juana “et al.” (1980) está conformada principalmente por sedimentos finos mal consolidados, que incluyen areniscas y limolitas, más o menos carbonosas, lutitas arcillosas, arcillitas y lignitos. También se encuentran algunas calizas arenosas duras. Los espesores de la formación varían entre unos cientos de metros hasta aproximadamente 1525 m (Hedberg “et al.”, 1947).

Parnaud “et al.”, (1995) establece que la formación fue depositada en ambientes deltáicos y marinos poco profundos, que desarrollaron el *foredeep* en el

período Plioceno-Pleistoceno. El contacto es aparentemente concordante y transicional con la Formación Mesa (González de Juana “et al.”, 1980).

2.2.2.8 Formación Mesa (Cuaternario: Pleistoceno)

Hedberg y Pyre (1944) otorgaron este nombre a la formación debido a que cubre las extensas mesetas fisiográficas características en la parte oriental de la cuenca oriental de Venezuela. Se extiende por los llanos centro-orientales y orientales, abarcando los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, encontrándose algunos afloramientos en los estados Sucre y Bolívar. Litológicamente consiste en arenas y gravas muy duras de grano grueso, cementadas con cemento ferruginoso y conglomerados ferruginosos (González de Juana, 1946).

González de Juana “et al.” (1980) establecen que, en líneas generales, el espesor de la Formación Mesa disminuye de norte a sur, como resultado del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica. En cambio, de este a oeste el espesor aumenta, gracias a la migración del delta hacia el este, hasta llegar a su actual posición hoy día. El espesor máximo de 275 m se encuentra hacia la Mesa de Maturín, mientras que en el estado Bolívar rara vez llega a los 20 m. La Formación Mesa suprayace en contacto concordante y transicional a la Formación Las Piedras.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Facies Sedimentarias

3.1.1 Facies

Una facies es un conjunto de roca que posee características litológicas, composicionales, estructurales, paleontológicas, estructuras sedimentarias y texturales que la diferencian de las rocas infrayacentes y suprayacentes de un sección.

Una facies puede definir un tipo característico de roca que fue formada bajo algunas condiciones particulares de sedimentación, las cuales son evidencia de un ambiente y proceso de depositación.

3.1.2 Descripción de las Facies

La descripción de facies comprende tanto la litofacies como la biofacies de un cuerpo rocoso, los cuales son atributos que pueden ser observados en dicho cuerpo rocoso para luego ser interpretados en términos de procesos depositacionales y biológicos. Una litofacies es una unidad rocosa definida en base a sus semejanzas litológicas, incluyendo composición, tamaño de grano, características de la estratificación y estructuras sedimentarias que se formaron durante la depositación. Una biofacies es un término complementario el cual se basa en los aspectos paleontológicos, cuerpos de fósiles y/o huellas fósiles, y a las condiciones biológicas reinantes durante la depositación una unidad rocosa (Miall & Tyler, 1991).

3.1.3 Relaciones de Facies

Walthers (1894) en su ley de facies indica que las facies que se encuentran en una secuencia vertical concordante han sido formadas en ambientes lateralmente

adyacentes y que las facies en contacto vertical deben ser producto de ambientes geográficamente vecinos, donde la sucesión vertical de facies refleja la yuxtaposición de dichos ambientes.

La Ley de Walthers se puede solo aplicar en sucesiones sin interrupciones mayores, ya que una interrupción en la sucesión reflejada por un contacto erosivo o abrupto es indicio de cambios en el ambiente de depositación y comienzo de ciclos de sedimentación, con la ocurrencia de gran variedad de ambientes de cuyo producto fue subsecuentemente removido.

Las facies pueden encontrarse entre sí formando tres tipos distintos de contactos estos son principalmente los siguientes: los contactos agradacionales, contactos abruptos y los contactos erosivos. En algunos contactos de facies se pueden encontrar deformaciones, diagénesis, horadaciones, etc.; con lo cual las facies infrayacentes pueden llegar a invertirse o mezclarse (Reading, 1986).

3.1.4 Análisis de Facies

El análisis de facies en el subsuelo se puede realizar con los núcleos de pozos, registros eléctricos y con ambos cuando se dispone de ellos. Al utilizar núcleos de pozos es parecido al realizar un análisis de facies en un afloramiento pero con las limitaciones de que el diámetro de los núcleos es de pocos centímetros (generalmente 9 cm), y no se pueden observar todas las estructuras sedimentarias presentes en las formaciones penetradas. A través de registros de pozos se puede obtener alguna información básica acerca del subsuelo en cuanto a espesores, litología, propiedades petrofísicas y fluidos presentes en las formaciones perforadas, en base a la respuesta de las curvas; pero no se pueden determinar de forma directa la litología y el tamaño de grano como en un núcleo.

En una zona donde se disponga tanto de registros de pozos como de núcleos de pozos, es ideal concatenar la información obtenida de ambos para realizar un análisis de facies más detallado de la zona.

El análisis de una facies por separado no es de mucha ayuda a la hora de realizar una interpretación ambiental en un medio sedimentario específico, por lo tanto se analizan las facies infrayacentes y suprayacente de una facies en particular las cuales poseen relaciones genéticas entre sí. Este conjunto de dos o más facies relacionadas genéticamente constituyen una ASOCIACIÓN DE FACIES, la cual puede representar los procesos característicos de un ambiente particular.

Cuando se tiene una secuencia vertical continua constituida por un conjunto de facies relacionadas genéticamente y bien delimitadas por contactos abruptos se puede decir que las distintas tipos de facies se formaron en ambientes adyacentes lateralmente, los cuales son consecuencia de cambios en los ambientes dominantes a través del tiempo (Ley de Walthers).

A la hora de realizar un análisis de facies se debe tener en cuenta que los medios sedimentarios no poseen un comportamiento homogéneo en su forma de depositación y además las zonas de depositación pueden variar rápidamente. Por lo tanto, se debe tener presente que la idea de que los sedimentos se encuentran en estratos depositados uno sobre otro en forma horizontal y en grandes extensiones laterales es una condición muy idealizada y pocas veces vista.

3.1.5 Secuencias de Facies

Las secuencias de facies son una serie de facies las cuales están limitadas generalmente en su base y tope por periodos de no depositación (hiatos), por contactos erosivos o capas marcadoras; donde se pasa de una facies a otra de forma gradual (Walker & James, 1992).

Las principales secuencias de facies que caracterizan los ambientes depositacionales están definidas por la variación del tamaño de grano de las rocas a partir de un contacto erosivo o abrupto. Cuando las rocas presentan un aumento en el tamaño de grano de base a tope, éstas representan a una secuencia granocreciente hacia el tope; y cuando presentan una disminución en el tamaño de grano de base a

tope, representan a una secuencia granodecreciente hacia el tope (Walker & James, 1992).

3.1.6 Electrofacies

Serra (1998), define el término de electrofacies como el conjunto de respuestas de las diagráfias de registros eléctricos de pozos, que caracterizan a un estrato y permiten que este pueda ser diferenciado de otros que lo rodean.

Las electrofacies representan todas las respuestas de los registros de pozos (eléctricos, nucleares, acústicos, de buzamiento, etc.) que indican aspectos cuantitativos (valores del parámetro) y cualitativos (características de la curva) que caracterizan a un estrato y el posible ambiente depositacional. En la Figura 3.1 se identifican los posibles ambientes sedimentarios asociados a la forma del registro GR, el cual es uno de los principales indicadores de litología.

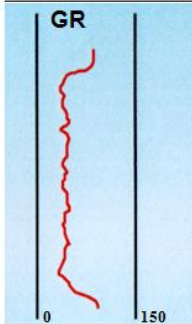


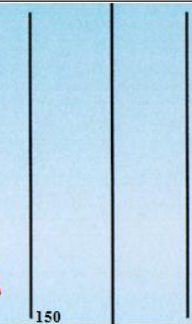
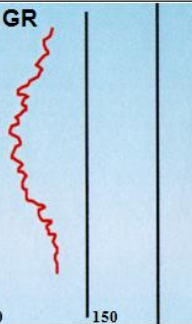
Cilíndrico	Embudo	Campana	Simétrica	Irregular
Limpio, sin tendencia,	Tope Abrupto Engrosamiento hacia el tope	Base abrupta, Afinamiento hacia el tope	Base y tope graduales	Mezcla de areniscas y lutitas. Sin tendencia
				
Eólico, Fluvial, entrelazado, Plataforma carbonática, Arrecife, Cañón Submarino	Abanico de rotura, Barra de desembo- cadura, Isla de barrera, Marino somero, Banco de carbonatos, Lóbulo de Abanico submarino	Barra de meandro fluvial, Barra de meandro tidal, Canal de abanico submarino, arenas transgresivas	Barra costaafuera, Arenas transgresivas, Apilamiento de barras o canales.	Llanura de inundación, Talud carbonático o clástico, Relleno de cañón submarino.

Fig. 3.1. Respuestas de registros GR de pozos y relación con ambientes sedimentarios

(Tomado de: Serra, 1998)

3.2 Correlaciones estratigráficas

Para realizar el análisis de un ambiente depositacional y los procesos que generaron es necesario correlacionar las características presentes en toda la sección que abarca dicho ambiente depositacional. Dentro de estas características tenemos la variación de la litología, la variación de los espesores de los estratos y capas, etc.

Por lo tanto, se debe tener mucho cuidado al realizar la correlación de las unidades estratigráficas debido a que una excelente correlación garantiza secciones estratigráficas y mapas acertados generando como producto final un análisis de facies correcto (Walker & James, 1992).

Existen varias técnicas para la correlación de unidades estratigráficas pero las más utilizadas son las siguientes: Capas marcadoras, Ajustes por patrones y Técnica de porción (Walker & James, 1992).

3.2.1 Correlación con Capas marcadoras

Es el método más utilizado a la hora de realizar una correlación, en este método se identifican las respuestas de las curvas de ciertas capas o conjunto de las cuales se extienden a lo largo de la mayoría o totalidad de sección a correlacionar.

Este criterio se realiza sin tomar en cuenta el origen de la secuencia o capa escogida como marcador; este marcador puede coincidir con superficies alloestratigráficas de importancia regional (Walker & James, 1992).

Las capas marcadoras generalmente suelen ser capas delgadas, de extensión regional, y son depositadas principalmente paralelas al nivel de mar. Estas capas sirven como excelentes marcadores de datum estratigráficos para la reconstrucción de antiguas superficies erosionadas, determinar las tasas y dirección de la sedimentación y divergencia en cuencas sedimentarias, y para establecer las pulsaciones paleodepositacional de una zona.

Según Walker & James (1992), las capas marcadoras más utilizadas para realizar correlaciones son las siguientes:

- Calizas delgadas
- Bentonitas
- Carbones
- Evaporitas
- Margas
- Arcillas marinas delgadas
- Radiactivas “hot streaks”
- Fósiles índices, Zonas faunales o florales

3.2.2 Correlación de Ajuste por patrones

Este método de correlación se basa en ajustar la respuesta de los registros eléctricos a la profundidad de las unidades que se desean correlacionar para agruparlos en sucesiones verticales de facies, sucesiones de facies sobreimpuestas o unidades límites-discordantes. Las respuestas de las curvas son observadas y correlacionadas en intervalos largos o sucesiones y no picos dentro de cada sucesión (Walker & James, 1992).

Con el ajuste por patrones se pueden correlacionar secuencias estratigráficas donde han ocurrido cambios laterales de facies, litología o espesores; ya que se pueden correlacionar los registros de pozos vecinos sobreponiendo un registro sobre el otro, para luego mover hacia arriba y hacia abajo uno de los dos perfiles hasta hacer coincidir las curvas de la mejor forma. Con este método cuando se observan repeticiones o pérdidas de secuencias en los registros de pozos se pueden identificar cambios laterales de facies, espesores, la presencia de fallas o tectonismo sinsedimentario.

3.2.3 Correlación de Técnica de la porción

Es un método que se utiliza cuando los dos métodos anteriores no arrojan resultados y consiste en dividir los intervalos de la secuencia sedimentaria en porciones de forma arbitraria con espesores constantes o proporcionales (Walker & James, 1992).

Esta no es una correlación verdadera sino que con ella se pretende subdividir una sección la cual no se puede subdividir de ninguna otra forma. Es una técnica que genera muchos errores ya que con ella se asume que todas las líneas de tiempo son horizontales lo cual no es cierto por lo tanto se utiliza como última opción en depósitos continentales donde no existen capas continuas ni sucesiones de facies de buena extensión lateral.

3.3 Ambientes Sedimentarios

3.3.1 Ambiente Fluvial

3.3.1.1 Generalidades

Los depósitos fluviales corresponden a ambientes continentales donde la sedimentación ocurre en el proceso de esorrentía de las aguas superficiales. El ambiente depositacional está definido por la acción del agua en movimiento, la energía del flujo de agua y por el conjunto de erosión, transporte y sedimentación dentro del mismo ambiente.

3.3.1.2 Clasificación de los sistemas fluviales

Según Schumm (1977), los sistemas fluviales pueden ser clasificados de acuerdo a su morfología, la cual es función de factores como la pendiente del terreno

de flujo del agua, el tamaño de grano del sedimento transportado, la presencia de vegetación, el tipo de sustrato atravesado, la presencia de estructuras geológicas, etc. En la Figura 3.2 se muestra la clasificación de morfológica propuesta por Schumm (1977).

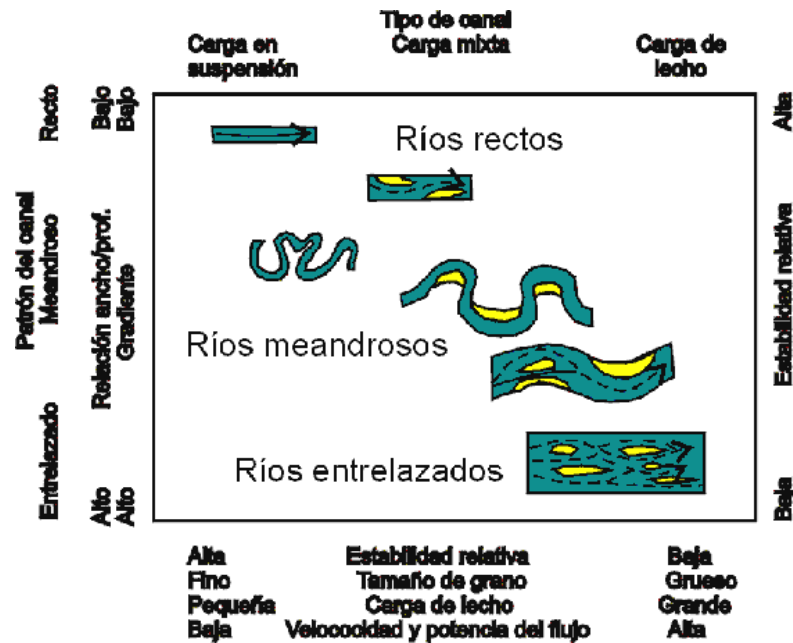


Fig. 3.2. Clasificación de sistemas fluviales. (Tomado de: Schumm, 1977)

Los ríos rectos a menudo resultan del control de estructuras geológicas (fallas, pliegues, etc.) y no son frecuentes en la naturaleza. Por el contrario, los ríos meandriformes son muy comunes y por lo general se encuentran en áreas de llanura o baja pendiente.

Los ríos anastomosados y entrelazados pertenecen a la categoría de sistemas multicanalizados. Los ríos entrelazados se caracterizan por no desarrollar amplias planicies de inundación, encontrarse frecuentemente en áreas de alta pendiente y presentar canales con moderada migración lateral. Por el contrario, los sistemas anastomosados suelen exhibir amplias áreas de planicies de inundación e islas vegetadas, generalmente se presentan en regiones de menor gradiente y los canales suelen mostrar significativa migración lateral.

3.3.1.3 Subambientes de los sistemas fluviales

Los distintos sistemas fluviales están constituidos por varios subambientes depositacionales, los cuales están relacionados con la morfología, energía y carga del medio (Reineck & Singh, 1980). En la Figura 3.3 se presenta en general los ambientes más comunes en los distintos sistemas fluviales.

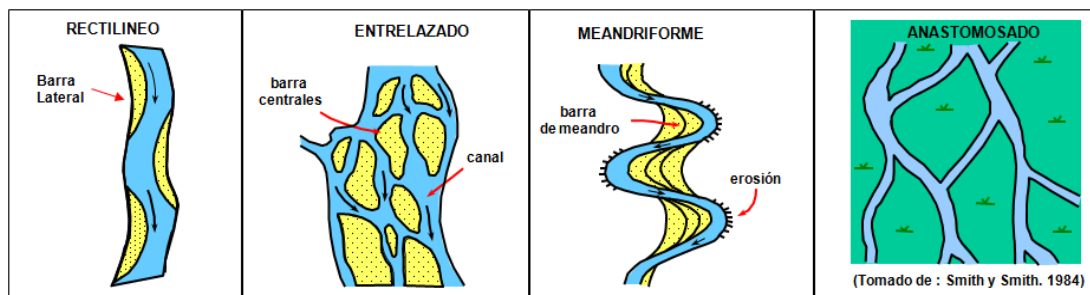


Fig. 3.3. Ambientes presentes en sistemas fluviales

(Tomado y modificado de: Reineck & Singh, 1980)

Se reconocen dentro de los sistemas fluviales dos tipos de subambientes, aquellos emplazados en áreas de canal y los correspondientes a planicies de inundación (Ver Tabla 3.1)

Tabla 3.1. Clasificación de subambientes de sistemas fluviales

(Tomado y modificado de: Reineck & Singh, 1980)

Subambientes principales	Subambientes menores
Canal	Barras
	Núcleos de barras
	Piso de canal
Planicie de inundación	Albordón
	Lóbulos y canales de desbordamiento
	Cuenca de inundación
	Lagunas y pantanos

Subambientes de ríos meandriformes:

En la Figura 3.4 se observa que los canales de meandros discurren sobre amplias planicies de inundación, de los que son separados por acumulaciones cordoniformes denominadas albardones (Allen, 1989). El tipo más frecuente de acumulación en los canales son las barras en espolón, que muestran en su superficie, desarrollo de barras espiraladas. Aunque con menos frecuencia algunos ríos meandriformes muestran barras internas de canal.

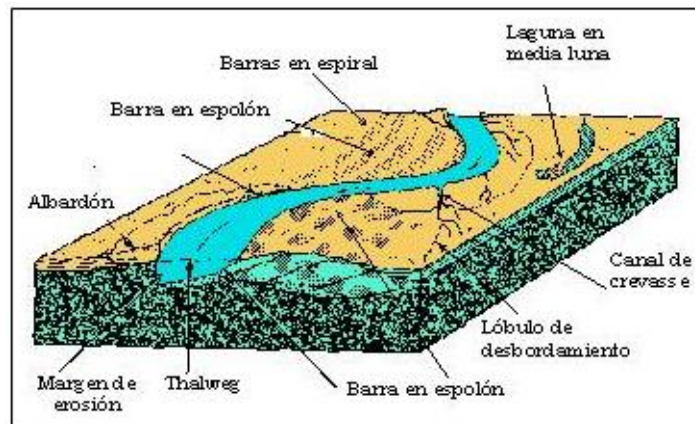


Fig. 3.4. Subambientes en ríos meandriformes

(Tomado de: Allen, 1989)

El albardón conforma una acumulación discontinua que separa los canales del área de cuenca de inundación. Se genera como resultado de la rápida depositación de sedimentos alrededor de los cursos durante las crecientes. En ocasiones los albardones son seccionados, formándose canales de desbordamiento (“*crevasse channels*”) que alimentan pequeños lóbulos de desbordamiento (“*crevasse splay*”). Finalmente, lagunas y pantanos son frecuentes en el área de cuenca de inundación y que, en muchos casos, representan meandros abandonados súbitamente durante el desplazamiento lateral de los canales.

Subambientes de ríos anastomosados:

Los ríos anastomosados (Figura 3.5) presentan una distribución de subambientes en muchos aspectos similar a los ríos meandriiformes, aunque difieren de ellos en el carácter multicanalizado del sistema, en la existencia de islas, en la amplia diversidad de tipos de barras y en el carácter más estable de los canales (Allen, 1989).



Fig. 3.5. Subambientes en ríos anastomosados

(Tomado de: Allen, 1989)

Subambientes de ríos rectos:

Los ríos rectos (Figura 3.6) no son frecuentes y en muchas ocasiones resultan del control que estructuras geológicas (tales como fallas, pliegues, fracturas, etc.) ejercen sobre el diseño de los canales.

Con asiduidad, los ríos rectos muestran barras laterales y pueden desarrollar o no albardones y extensas planicies de inundación (Allen, 1989).

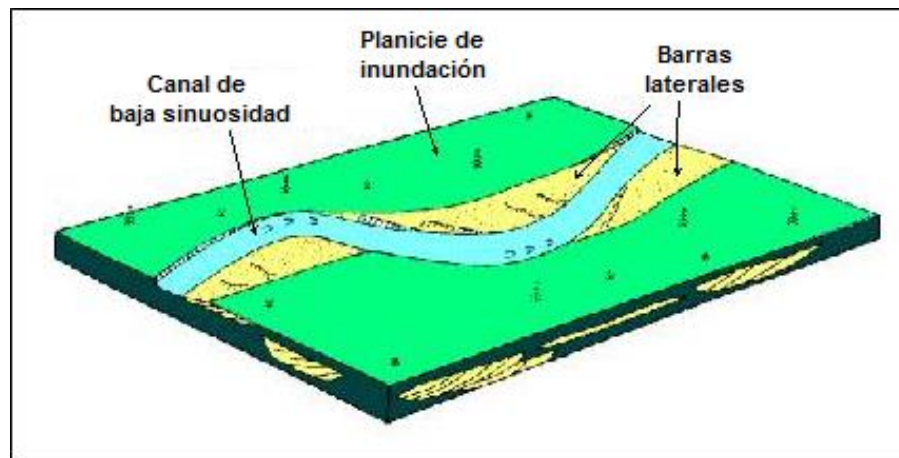


Fig. 3.6. Subambientes en ríos rectos

(Tomado de: Allen, 1989)

Subambiente de ríos entrelazados:

Finalmente, los ríos entrelazados presentan un diseño multicanalizado de baja sinuosidad (Figura 3.7). En este caso es poco frecuente el desarrollo de extensas planicies y barras en espolón y por lo general no se forman albardones. Barras internas de canal del tipo longitudinal dominan en los sistemas entrelazados proximales y barras transversales en los distales (Allen, 1989).

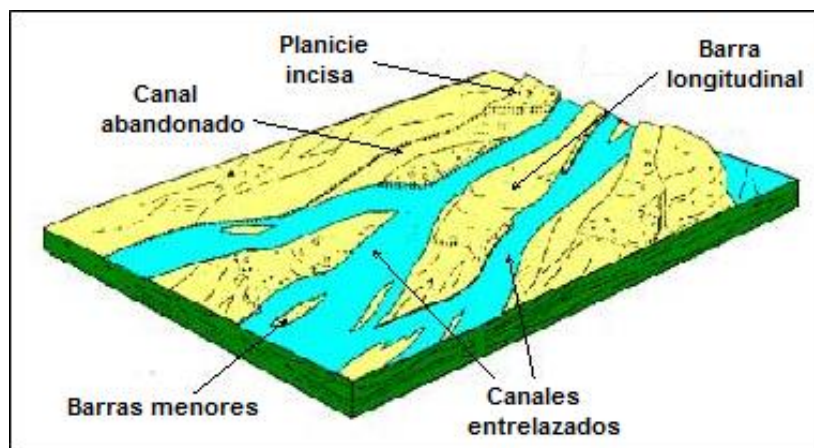


Fig. 3.7. Subambientes en ríos entrelazados

(Tomado de: Allen, 1989)

3.3.1.4 Estructuras sedimentarias de ambiente fluvial

En los distintos ambientes sedimentarios, los sedimentos presentan un arreglo geométrico y disposición particular, a lo cual se le puede definir como estructuras sedimentarias, estos arreglos son consecuencia de los agentes físicos, químicos y biológicos que actúan durante el transporte y depositación.

Según Nichols (2009), los sedimentos de ambiente fluvial presentan un arreglo particular que corresponde a estructuras sedimentarias denominadas estratificación cruzada, desarrollándose paquetes de laminaciones inclinadas respecto a la superficie principal de sedimentación y hacia la dirección de sedimentación (Ver Figura 3.8). La estratificación cruzada característica de los depósitos de ambiente fluvial son consecuencia del tipo de flujo o corriente unidireccional en el cual se están transportando y depositando los sedimentos, por lo cual una de las principales importancias de la interpretación de las estructuras de estratificación cruzada en cuerpos sedimentarios de ambiente fluvial, es que la disposición que estas presentan reflejan la dirección de sedimentación.

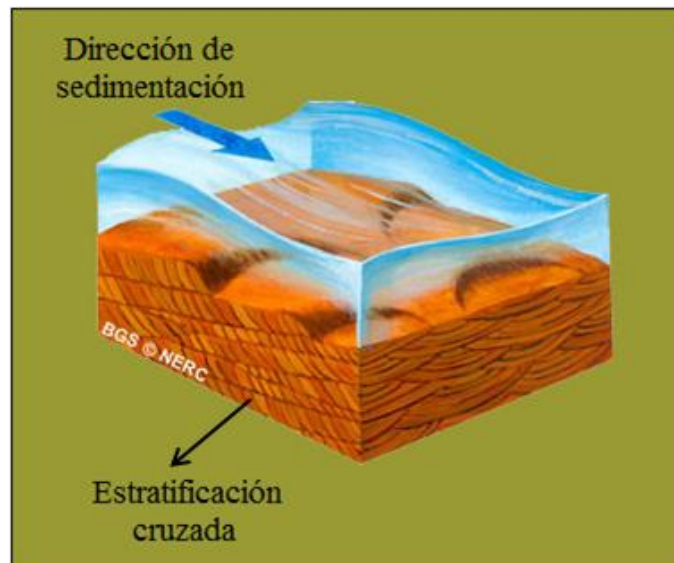


Fig. 3.8. Estratificación cruzada identificándose serie de planos o laminaciones de estratificación inclinándose en una dirección constante, indicando la dirección de sedimentación fluvial. (Tomado de: http://www.bgs.ac.uk/eqr/GeoD_Structures.htm)

En pozos petroleros, las estructuras sedimentarias de estratificación cruzada de cuerpos sedimentarios de ambiente fluvial, pueden ser identificadas en muestras directas de roca tales como núcleos así como también pueden ser identificadas en datos indirectos como imágenes de la pared del pozo obtenidas por herramientas de perfilaje de pozos (Ver Figura 3.9), lo cual es de gran importancia en la caracterización de cuerpos arenosos petrolíferos de este tipo de ambiente, ya que con la interpretación de la dirección de sedimentación a partir de las estructuras sedimentarias de estratificación cruzada, se logra identificar la dirección en la cual es posible que el cuerpo arenoso mantenga continuidad.

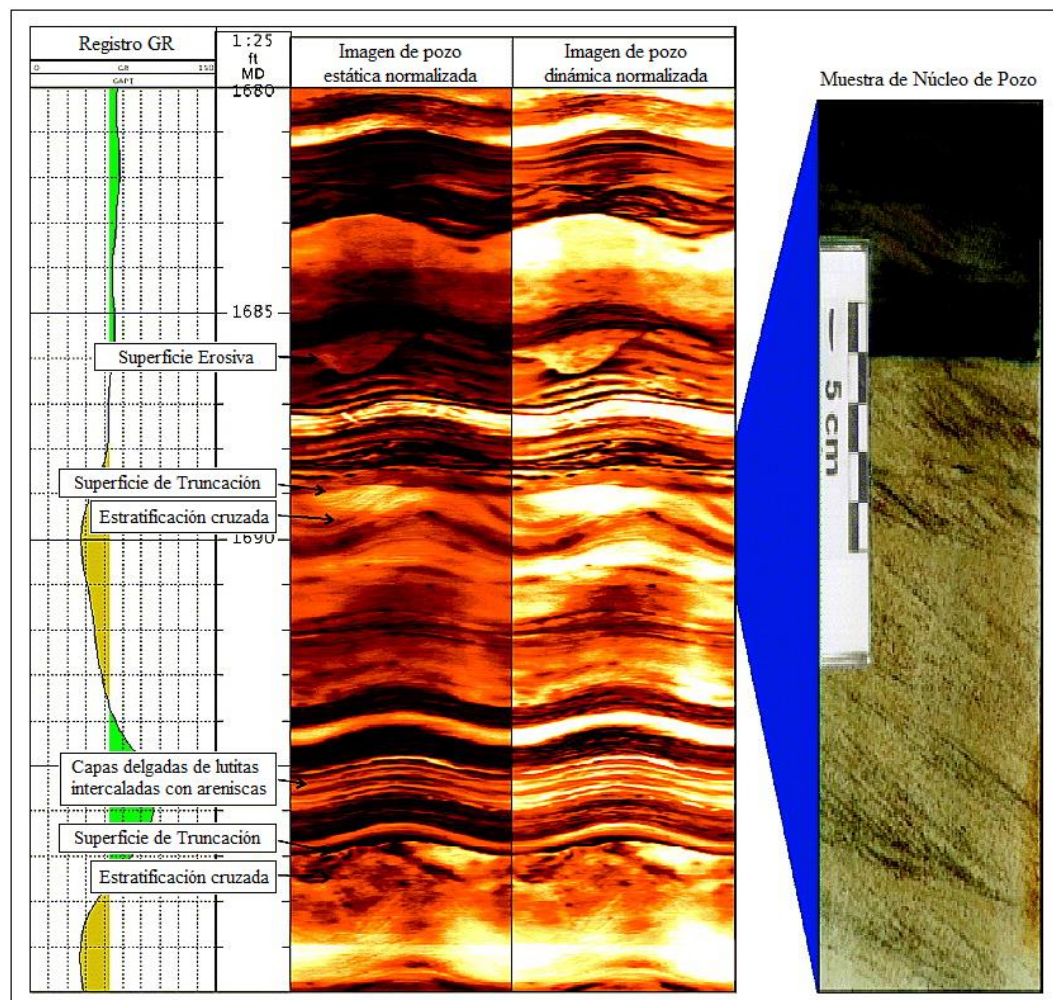


Fig. 3.9. Ejemplo de identificación de estructuras sedimentarias de estratificación cruzada en imagen de pared de pozo y en muestra de núcleo. (Lofts & Morris, 2010)

3.3.2 Ambiente de abanico de rotura

Los abanicos de rotura (“crevasse splay”) consisten en depósitos de desborde en forma de abanico, que se desarrollan rápidamente sobre la llanura de inundación como resultado de la ruptura del dique natural de un canal fluvial principal. La génesis de los abanicos de rotura está vinculada con la ruptura de los diques naturales durante los periodos de inundación (Méndez, 2000). Maca “et al.” (2007) establecieron tres etapas para la formación y evolución de los abanicos de rotura (Ver Figura 3.10), las cuales se enumeran a continuación:

- Etapa I: desarrollo de canales.
- Etapa II: estabilidad e incorporación de canales reflejados por la formación de bancos de arena elongados en la llanura de inundación.
- Etapa III: los canales de propagación se ensanchan, el flujo de sedimentos se concentra en pocos canales pero muy estables.

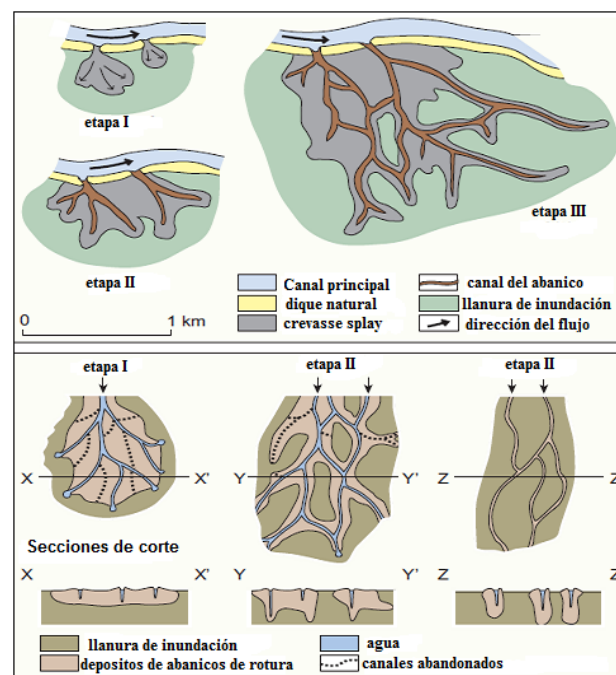


Fig. 3.10. Evolución y sedimentación de los abanicos de rotura.

(Tomado y modificado de: Maca “et al.”, 2007)

3.3.3 Ambientes deltaicos

3.3.3.1 Generalidades

Los depósitos costeros consisten de sedimentos traídos a la línea de costa por los ríos. En la mayoría de los casos los sedimentos en la desembocadura de un río forman una protuberancia costera progradante conocida como delta costero.

Los deltas se forman cuando la tasa de aporte de sedimento fluvial a la costa excede la energía erosiva de las olas y mareas. Cuando esto pasa, los sedimentos en la desembocadura del río llenan el espacio disponible en la plataforma y la línea de costa prograda. Por esto un delta siempre forma un sistema regresivo.

3.3.3.2 Partes de un delta

Los deltas básicamente están conformados por tres partes principales que corresponden a la llanura deltaica (parte proximal), el frente deltaico (parte intermedia) y el prodelta (parte distal), presentándose una sedimentación característica en cada zona (Ver Figura 3.11).

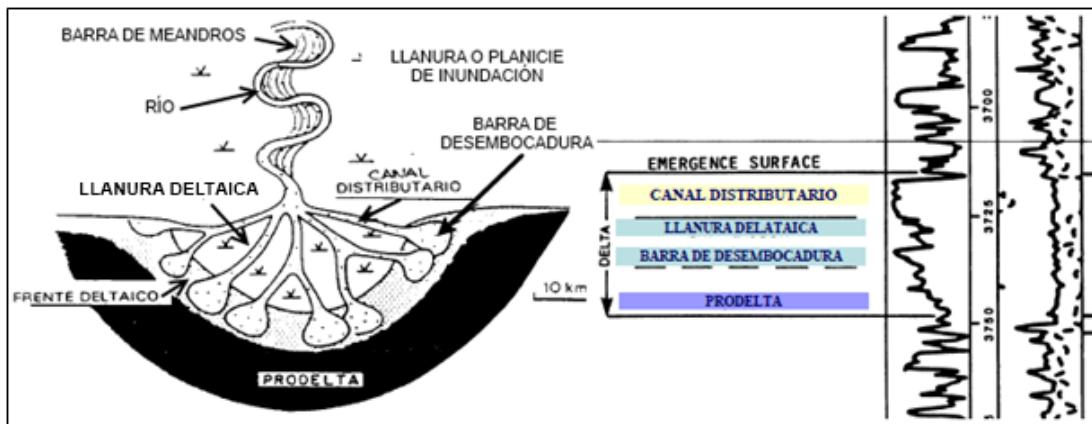


Fig. 3.11. Principales componentes morfológicos y sedimentarios comunes a todos los deltas
(Tomado de: Galloway, 1975)

Galloway (1975) presenta la siguiente descripción para las partes de un delta:

Llanura deltaica:

La llanura deltaica representa la parte emergente del delta, la cual forma una llanura de inundación plana, subaérea y con marismas, se desarrolla después que el delta ha rellenado el espacio disponible en la plataforma.

La llanura deltaica es cortada por los canales distributarios, los cuales transportan el agua y los sedimentos del río hasta la línea de costa y el frente deltaico.

Barras de desembocadura:

Las barras de desembocadura progradan hacia el mar a medida que los canales distributarios mantienen un continuo aporte de sedimentos.

Frente deltaico:

El frente deltaico es la plataforma marina somera que bordea la llanura deltaica. Comprende depósitos de arenisca bajo la forma de barras de desembocadura, las cuales están formadas por arena fluvial que se acumula en la desembocadura de los canales distributarios.

Prodelta:

El prodelta es una franja que se extiende desde el límite marino del frente deltaico, que es donde termina la sedimentación de arena de la barra de desembocadura, hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla.

El prodelta es un sub-ambiente de sedimentación fina, donde se deposita el limo y la arcilla transportados en suspensión por los canales distributarios, luego que la arena de la carga de fondo es dejada en el frente deltaico.

3.3.3.3 Clasificación de los deltas

En los años 1960-70, el estudio de los medios sedimentarios recientes reveló las relaciones entre los mecanismos de transporte, las facies y la geometría de los depósitos, y demostró que la morfología de las costas, y particularmente de los deltas varía en función de la importancia relativa de tres factores: (1) la importancia de los aportes y de los procesos fluviales, (2) la energía del oleaje, y (3) la de las mareas. Cada tipo de delta está caracterizado por una morfología distinta, y por geometrías y propiedades diferentes de los cuerpos arenosos.

Galloway (1975) presenta una clasificación de los deltas en función de la importancia relativa del dominio fluvial, mareal o de oleaje, esta se presenta en la Figura 3.12.

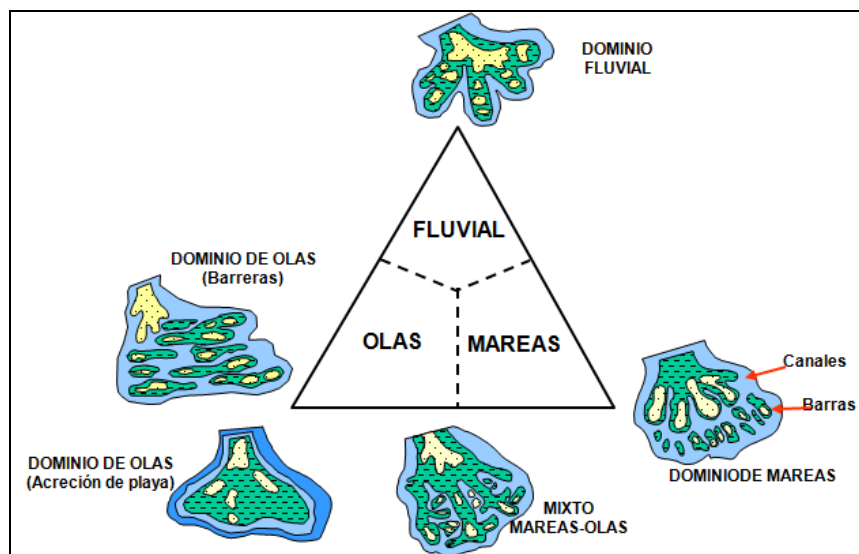


Fig. 3.12. Clasificación ternaria de deltas, diagrama esquemático de la clasificación de deltas (Tomado de: Galloway, 1975)

Fisher “et al.” (1969) describe los principales componentes de los deltas en función del factor dominante en su formación (Ver Figura 3.13), reflejando que los deltas dominados por ríos están constituidos por todos los elementos de un delta completamente formado.

Por el contrario, los deltas dominados por mareas presentan alta ineficiencia en la construcción, sin la generación de zona de prodelta y formándose barras de marea a consecuencia de la invasión del mar dominante respecto al aporte fluvial.

Finalmente los deltas dominados por oleaje se caracterizan por la generación de una extensa barra costera a consecuencia de la colisión entre el oleaje y el aporte de sedimentos fluviales.

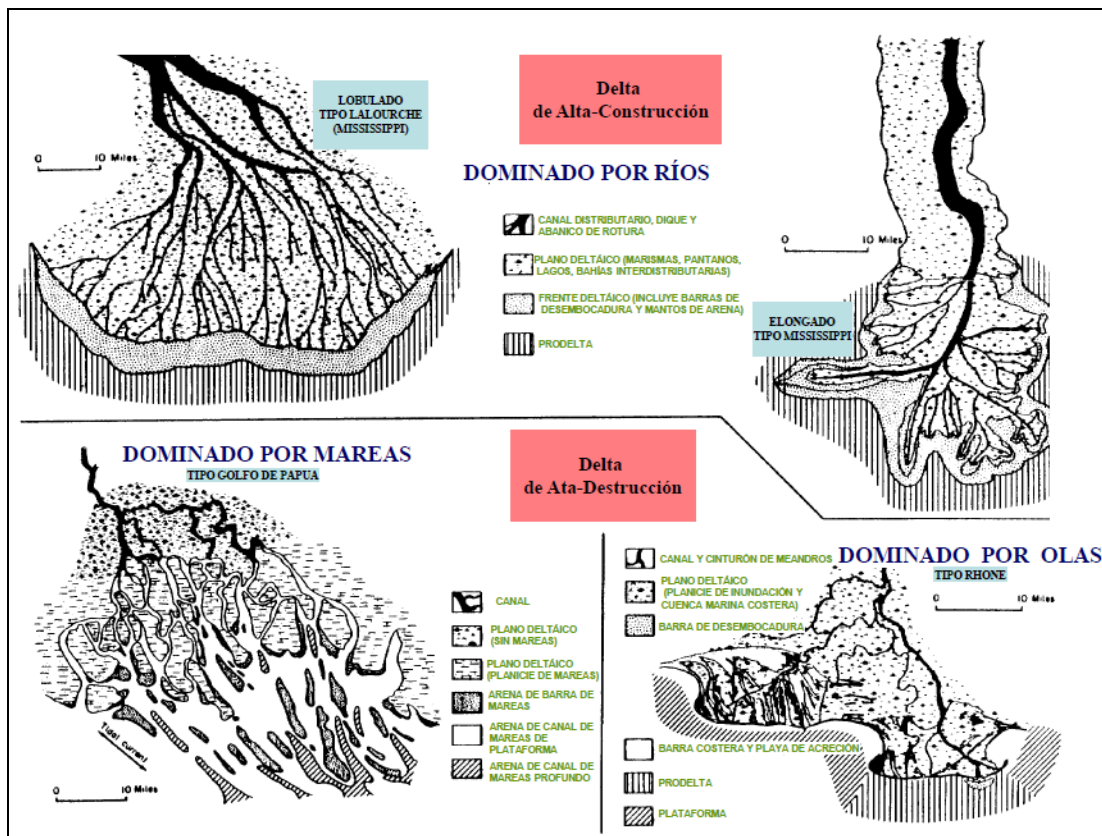


Fig. 3.13. Componentes de los principales tipos de deltas. (Tomado de: Fisher “et al.”, 1969)

3.4 Perfiles de pozos

3.4.1 Generalidades

Los registros de pozos representan uno de los métodos más importantes de adquisición de medidas de propiedades físicas del material de la roca matriz y los fluidos que ocupan los poros. Estos datos también son obtenidos por análisis de núcleos y análisis de muestra de pared.

Los datos de núcleos y registros son comparados y usados en conjunto para definir las propiedades del yacimiento.

Cuando no hay núcleo disponible, los datos de registros son frecuentemente usados extrapolando la información de análisis de núcleo y registros de pozos vecinos. Las medidas de registros pueden definir o al menos inferir propiedades petrofísicas tales como porosidad, volumen de arcilla, litología, saturación de agua, gas y petróleo, estimar permeabilidad, predecir cortes de agua, determinar zonas de sobre presión y cálculos de petróleo residual.

Los registros de rayos gamma de pozos son utilizados en el área de la geología para determinar las secuencias estratigráficas del subsuelo, realizar correlaciones estratigráficas y estructurales y para el análisis secuencial de ambientes depositacionales.

Uno de los mecanismos de perfilaje de pozos, corresponde con el perfilaje convencional a guaya, para el cual se debe detener la perforación, sacar toda la sarta de perforación del pozo e introducir sondas de perfilaje.

Recientemente se implementa una nueva tecnología de adquisición de registros durante la perforación (LWD por sus siglas en inglés Logging While Drilling) que se utiliza para la evaluación de formaciones mientras se perfora, permitiendo la toma de decisiones en tiempo real, principalmente para pozos direccionales y horizontales donde se requiere un óptimo y eficiente control geológico.

3.4.2 Factores que influyen en la calidad de los Registros de Pozos

3.4.2.1 Resolución Vertical

Cualitativamente la resolución vertical es definida como el espesor de la capa o unidad estratigráfica más delgada que las herramientas de perfilaje de pozos pueden detectar y que puede ser identificada en el registro.

Cuantitativamente en el perfilaje de resistividad de la formación, la resolución vertical es el espesor que la capa o unidad estratigráfica debe tener para que las herramientas de perfilaje lean al menos el 90% de la resistividad verdadera. En otras palabras, hay herramientas que pueden estar disponibles para detectar capas delgadas, pero pueden no estar disponibles para determinar la resistividad verdadera de estas capas si son muy delgadas tal como se observa en la Figura 3.14.

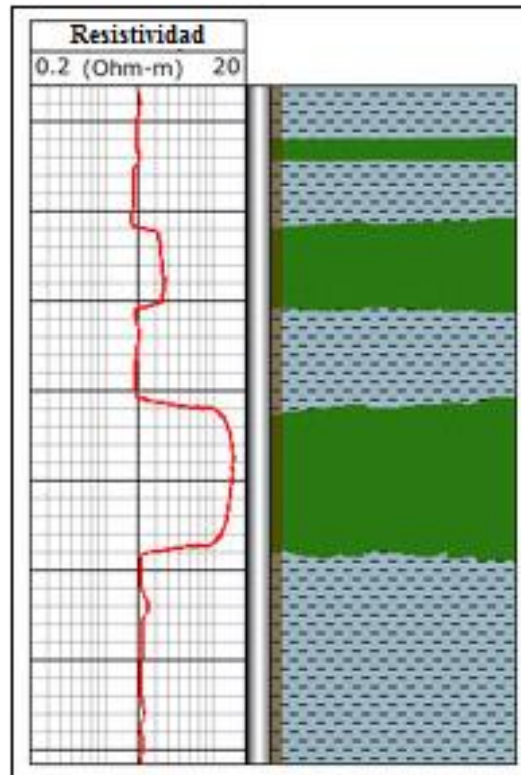


Fig. 3.14. Resistividad de capas con diferentes espesores
(Tomado de: Schlumberger, 2012)

3.4.2.2 Profundidad de Investigación

La profundidad de investigación, es la profundidad lateral perpendicular a la superficie de las herramientas de perfilaje, a la cual estas pueden realizar la medición de propiedades de la formación.

Para mediciones de resistividad, los parámetros que determinan la profundidad de investigación son los siguientes:

- La intensidad de la corriente inducida o del campo electromagnético propagado en la formación.
- La profundidad de invasión del lodo, la cual requiere mayor profundidad de investigación para mediciones de resistividad en zonas no afectadas por la invasión
- El espaciamiento entre los sensores transmisores y receptores de la corriente inducida o de la onda electromagnética propagada en la formación.
- La resistividad de la formación, a mayores resistividades, mayor será la profundidad de investigación.

Las mediciones de rayos gamma son atenuadas por la dispersión de todos los materiales entre el átomo que emite rayos gamma y el detector en la herramienta de perfilaje. El grado de atenuación depende de la densidad del número de átomos en el materia, y esto se relaciona con la densidad del material (Schlumberger, 2012).

3.4.2.3 Invasión del Lodo

Las herramientas de perfilaje de resistividad determinan la resistividad de la formación alrededor del pozo. Las medidas que estas realizan pueden ser afectadas tanto por la roca como por los fluidos en la formación.

En las condiciones habituales de perforación bajo balance, la presión del lodo se mantiene normalmente más alta que la presión de la formación; esto evita que los

fluidos de formación fluyan hacia el pozo, sin embargo, la alta presión obliga al lodo a entrar en la formación.

El lodo está hecho de líquidos y sólidos. La parte líquida del lodo, o el filtrado del lodo, fluye directamente hacia dentro de la formación, empujando los fluidos presentes originalmente en la misma; a este proceso se le conoce como invasión. Mientras tanto, los sólidos en el lodo están atrapados a lo largo de la pared del pozo, finalmente estos sólidos forman una capa llamada costra de lodo o revoque. La interacción entre el lodo de perforación y la formación divide a la misma en distintas zonas tal como se observa en la Figura 3.15.

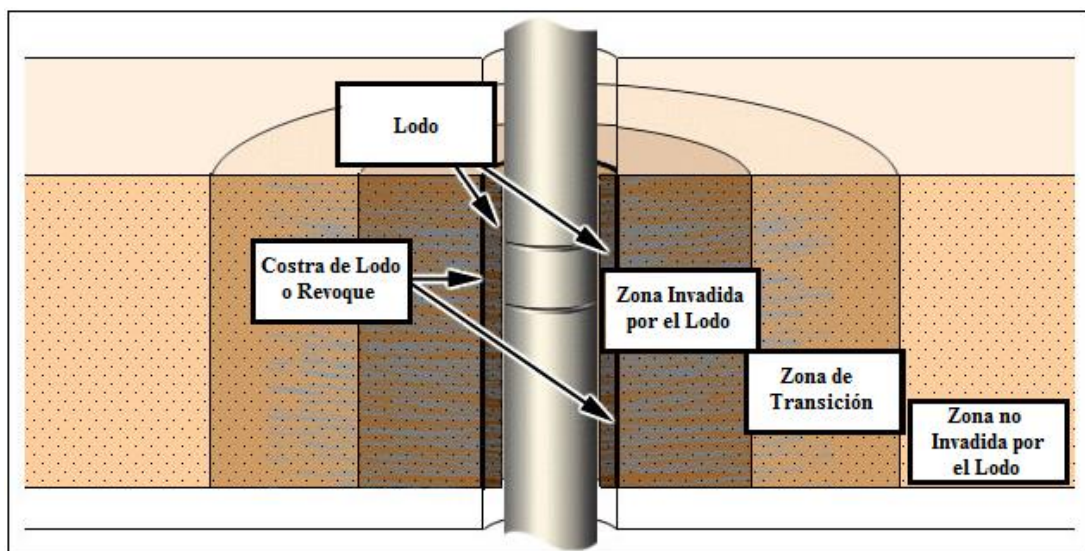


Fig. 3.15. Zonas de invasión de fluidos de perforación en la formación

(Tomado de: Schlumberger, 2012)

Dependiendo de la profundidad de investigación de la herramienta de perfilaje de pozos, la medición de resistividad será realizada en una zona u otra (Ver Figura 3.16), cabe destacar que el valor de resistividad real de la roca corresponde a aquella que es medida en la zona no invadida por el lodo de perforación, donde la resistividad de los fluidos acumulados en la roca, no se verán afectados por la resistividad del lodo de perforación.

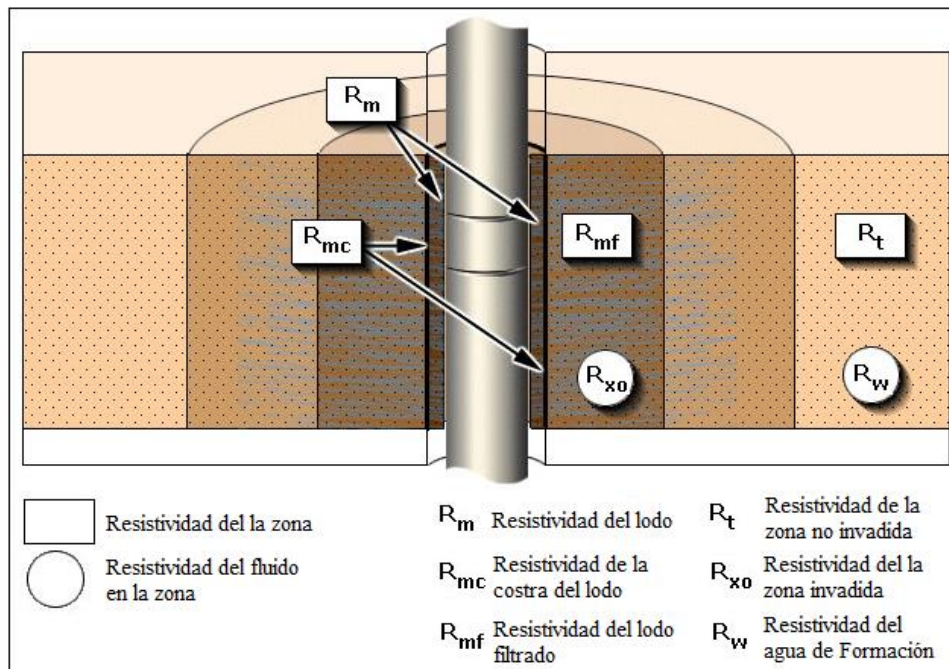


Fig. 3.16. Resistividades de las zonas de invasión y de los fluidos que presentan
(Tomado de: Schlumberger, 2012)

3.4.3 Tipos de profundidad en el perfilaje de pozos

En el perfilaje convencionales la medición de la profundidad corresponde con la longitud de la guaya que baja la herramienta al fondo del pozo; en el perfilaje durante la perforación corresponde con la sumatoria de las tuberías que para continuar la perforación son introducidas al fondo del pozo. Estas mediciones de la profundidad se realizan hasta el punto en el que se realizan las ediciones de los parámetros de la formación.

En la Figura 3.17 se identifican los tipos de profundidades y los niveles de referencia de la medición. Las profundidades más importantes en el perfilaje de pozos son:

- La profundidad medida (MD): corresponde con la longitud medida a lo largo del pozo desde el piso de perforación.

- La profundidad vertical verdadera (TVD): corresponde con la proyección de la profundidad medida en una recta vertical.
- La profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar (TVDSS): corresponde con la misma profundidad TVD pero tomando como nivel de referencia el nivel del mar.

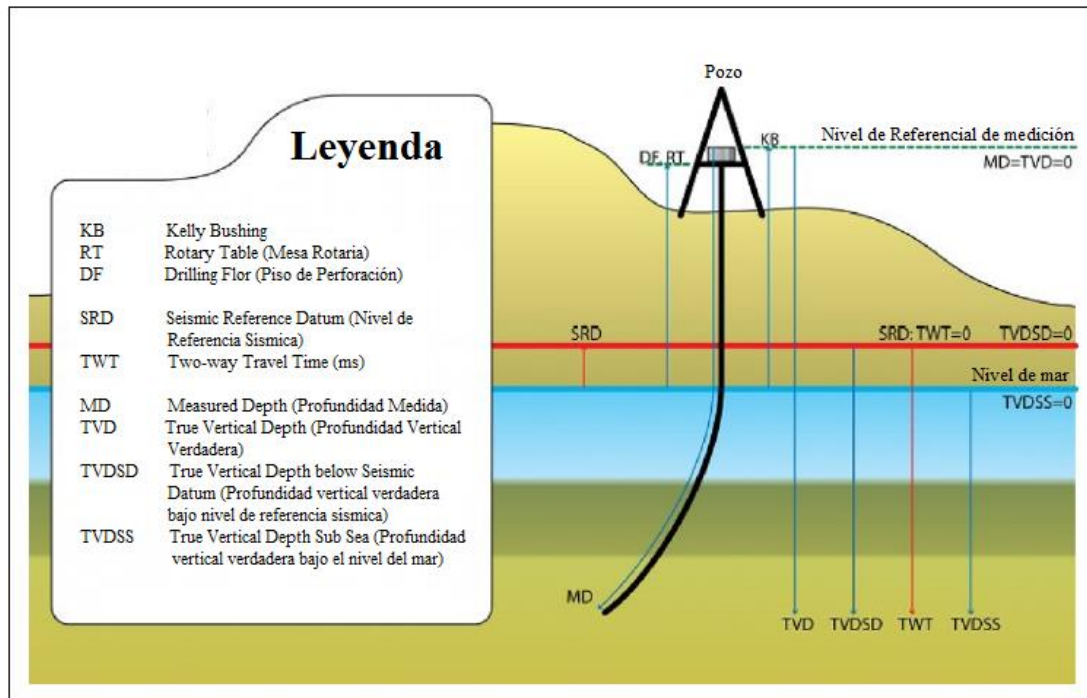


Fig. 3.17. Tipos de profundidades y niveles de referencia para la medición
(Tomado de: DGBES, 2012)

3.4.4 Registros por perfilaje convencional

3.4.4.1 Registro de Potencial Espontáneo (SP)

Este registro es una medida de las diferencias de potencial natural o potencial espontáneo que existe entre un electrodo móvil colocado en la herramienta de adquisición y un electrodo colocado en la superficie del pozo. El potencial espontáneo se genera cuando el fluido de perforación al llenar el hoyo hace contacto

con el agua de formación y debido a las diferencias electroquímicas de estos dos fluidos produce un potencial eléctrico.

El registro de SP es utilizado para diferenciar la litología de las formaciones penetradas; debido a que es un buen indicador de porosidad con lo cual se pueden distinguir las lutitas impermeables de las arenas porosas y permeables. Las corrientes del SP son medidas en milivoltios (1×10^{-3}) y la escala es en +/- mv; donde las mínimas deflexiones absolutas son indicadores de las zonas impermeables en la sección representadas por las lutitas; mientras que las máximas deflexiones absolutas son indicadoras de zonas porosas donde se encuentran presente la litología arenosa. Con las deflexiones mínimas que se generan a la derecha del registro de SP se puede determinar lo que se conoce como “Línea Base de Lutitas” o línea de arcillosidad (Ver Figura 3.18).

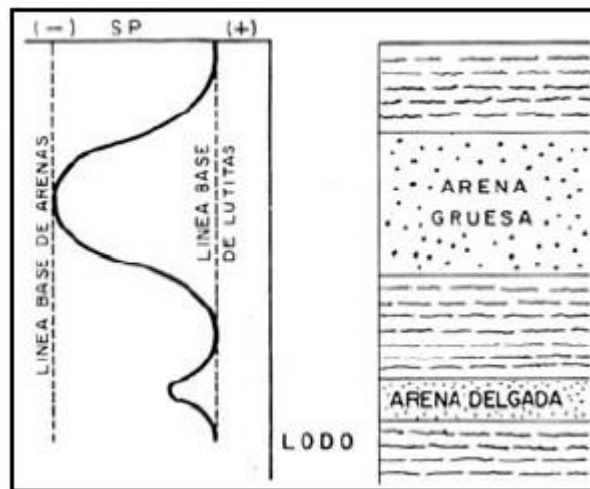


Fig. 3.18. Identificación de líneas base de arena limpia y de lutita para interpretación litológica en registro SP. (Tomado de: Schlumberger, 1972)

Otra propiedad por la cual es muy utilizado el registro de Potencial Espontáneo (SP), es que este registro es necesario para realizar los cálculos de la fracción de arcilla (V_{sh}) contenida en las arenas y evaluar la resistividad del agua de formación en el pozo.

3.4.4.2 Registro de Rayos Gamma (GR)

El registro de Rayos Gamma (GR) obtiene una medida de la radioactividad natural de cada una de las formaciones en el subsuelo, dicha radioactividad natural proviene de las emisiones de potasio, torio y uranio presentes en las rocas. Dichos elementos se encuentran comúnmente en los minerales de arcilla y en algunas evaporitas.

El registro de rayos gamma (GR) muestra el grado de arcillosidad de la roca en las secuencias terrígenas clásticas (Ver Figura 3.19). El registro de rayos gamma es una herramienta extremadamente útil para la discriminación de diferentes litologías. Este registro es usado frecuentemente para la correlación de la estratigrafía de un pozo en particular con la de pozos cercanos a este (Walker & James, 1992).

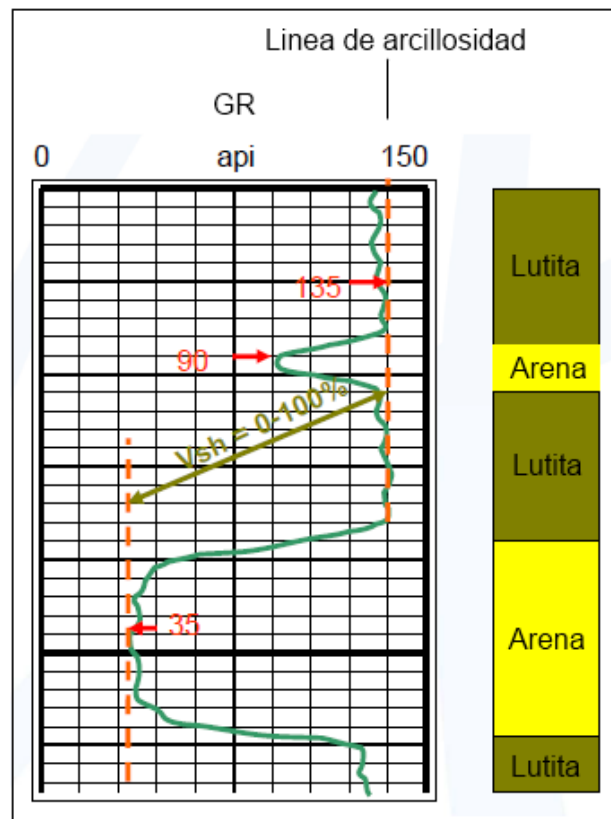


Fig. 3.19. Identificación de líneas base de arena limpia y de lutita para interpretación litológica en registros GR. (Modificado de: Schlumberger, 1972)

Con el registro de rayos gamma (GR) se pueden determinar intervalos netamente arcillosos e intervalos de arenas o carbonatos limpios, esto se realiza cuando se conoce la litología de la secuencia y se calibra el registro para establecer una lectura máxima para los intervalos arcillosos y una lectura mínima para los intervalos arenosos o carbonáticos.

Hay que tener en cuenta que la concentración de los elementos radioactivos en las arcillas aumenta con la compactación, por lo tanto se tiene que ajustar la línea de corte de las lutitas (“cut off”) según sea el caso, especialmente en las secuencias sedimentarias muy espesas. Es importante conocer que los registros de rayos gamma (GR) presentan algunos inconvenientes y son afectados por ciertas condiciones; dichas condiciones son las siguientes: Las lutitas con altas concentraciones de illita poseen una radioactividad mayor a las lutitas ricas en clorita y motmorillonita, las arenas arcillosas con altos contenidos de feldespatos potásicos son más radioactivas que las arenas que no poseen este tipo de feldespatos, la respuesta del perfil de rayos gamma es afectado en rocas que presentan diagénesis y arcillas radioactivas en los poros.

Otra de las importantes aplicaciones de los registros GR es para el cálculo del volumen de arcillosidad de las rocas. Esto es importante como valor de umbral de volumen de arcilla que es comúnmente usado para ayudar a discriminar entre rocas reservorio y no reservorio.

3.4.4.3 Registro de Resistividad (Rt, Rxo, Rd)

El registro de resistividad no es otro que el perfil que mide la resistividad de la formación, la cual se expresa como la resistencia al paso de corriente eléctrica a través de ella o la respuesta de la conductividad de los fluidos intersticiales presentes en las rocas cuando por estas se hace pasar una corriente eléctrica directa, la cual proviene de un electrodo o es magnéticamente inducida dentro de la formación desde el hoyo.

El registro de conductividad representa la capacidad de la formación de conducir corriente eléctrica a través de ella, siendo la conductividad el inverso de la resistividad, por lo tanto este par de registros están relacionados estrechamente el uno con el otro.

La unidad de medida de los registros de resistividad es el ohmio metro (ohm.m) el cual es representado en una escala logarítmica. Para el caso de la conductividad la unidad de medida es el miliohmio metro ($1 \times 1000 / \text{ohm m}$).

Los registros de resistividad son utilizados en su mayoría en la industria petrolera para evaluar los distintos tipos de fluidos presentes dentro de una formación (Ver Figura 3.20), se pueden identificar capas de carbones presentes en la secuencia sedimentaria, diferenciar capas delgadas de calizas y bentonitas que se encuentran entre espesores de lutitas.

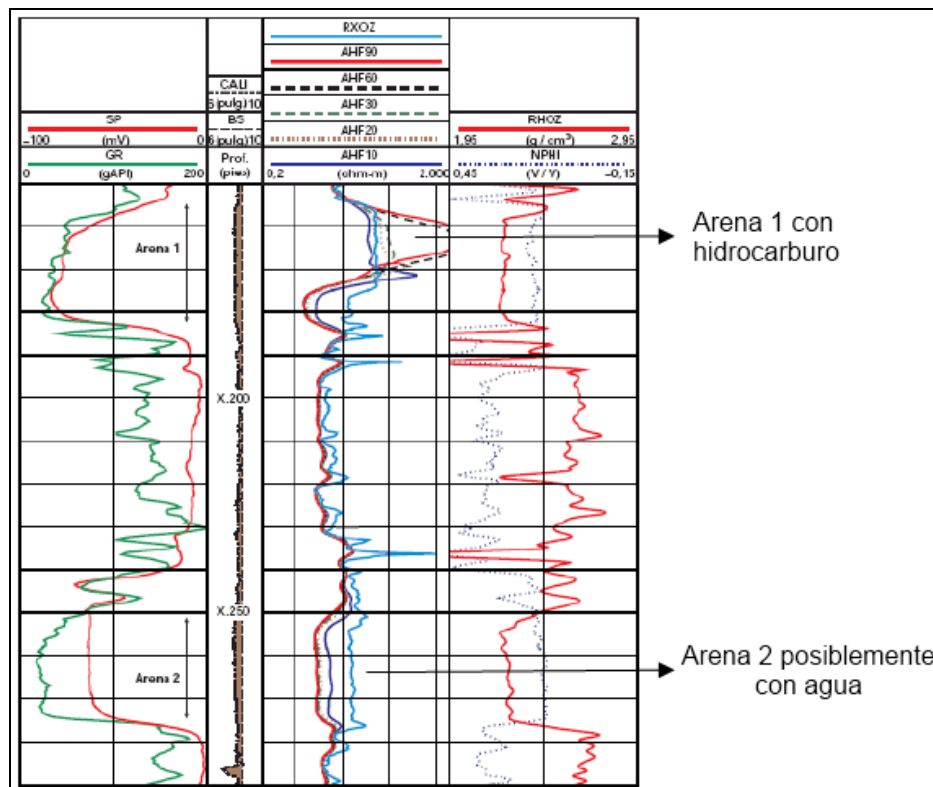


Fig. 3.20. Ejemplo de interpretación del tipo de fluido presente en areniscas, según la respuesta en el registro de resistividad de pozo. (Tomado de: WEC, 1997)

Debido a que los fluidos dentro de las formaciones se encuentran dentro de rocas porosas, el registro de resistividad sirve como apoyo para separar lutitas de arenas porosas y carbonatos.

Además este perfil crea una respuesta particular según sea el tipo de fluido que se encuentre en la formación; diferenciando principalmente el agua fresca, el petróleo y el gas presente en los poros de las rocas; en otras palabras cuando una formación es porosa y contiene agua salada la resistividad es alta, pero si dicha formación contiene hidrocarburos la resistividad puede ser muy alta.

3.4.4.4 Imágenes de pozos con perfilaje convencional

Las imágenes de pozo son imágenes con colores de los 360° de la pared del pozo y que son respuesta a propiedades físicas de la formación medidas en la pared del pozo tales como la conductividad eléctrica, o el tiempo de viaje sónico más la reflectancia acústica. En el perfilaje convencional de imágenes de pozos, herramientas son bajadas con cable en el pozo abierto con circulación de lodo (Jiménez, 2012).

Para Jiménez (2012), varias aplicaciones de imágenes de pozos han sido desarrolladas para transformar las características de la pared del pozo en información útil para describir al yacimiento. Muchas de estas características son geológicas (litología, contactos de unidades litológicas, fracturas, etc.) por lo cual las imágenes de pozos pueden ser utilizadas en las siguientes aplicaciones:

- Zonificación estructural (por análisis de buzamiento).
- Interpretación de límites estructurales.
- Caracterización de fracturas, descripción de la fractura y su distribución.
- Análisis del régimen de esfuerzos y parámetros geomecánicos.

- Evaluación de la porosidad secundaria.
- Determinación del espesor de arena neta.
- Determinación de la dirección de las paleocorrientes.

También puede que otras características de la pared del pozo sean no geológicas, pero también pueden ser interpretadas a partir de un registro de imagen resistivo. Algunas son creadas por las tensiones de la perforación, las alteraciones de la pared del pozo causadas por los fluidos de perforación y de extracción de muestras y por operaciones de perfilaje.

Algunas de estas características no geológicas como ruptura y fracturas inducidas por la broca y por la presión ejercida por el lodo en la formación, dan una idea distorsionada de la compresión, tracción y las propiedades cortantes de las formaciones. Esta información puede ser utilizada por los ingenieros de perforación para comprender mejor la estabilidad del pozo y por los ingenieros de yacimientos para ayudar en la caracterización de yacimientos.

El Segmento de Wireline de Schlumberger ofrece herramientas a guaya para el perfilaje de imágenes de pozo, entre estas se destaca el Generador de Imágenes Microelectricas (FMI por las siglas en ingles de Fullbore Formation MicroImager), que se puede observar en la Figura 3.21.

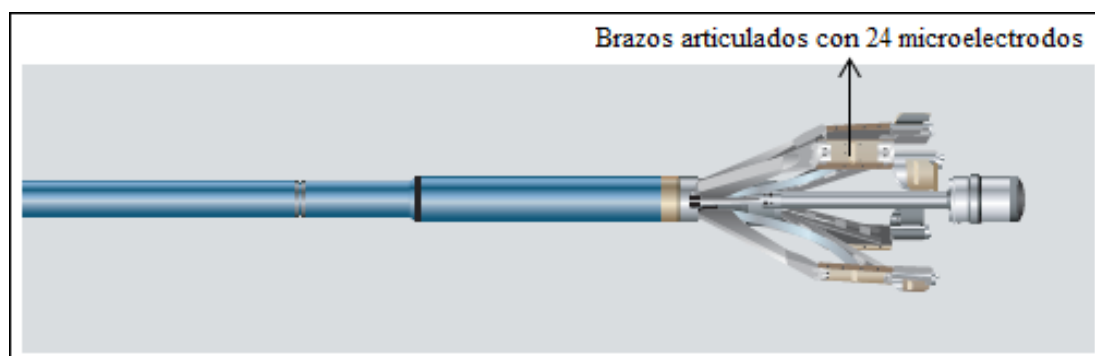


Fig. 3.21. Herramienta FMI de Schlumberger Wireline para la adquisición de Imágenes Microelectricas de Pozos (Tomado de: Schlumberger, 2012)

La herramienta FMI consta de cuatro brazos articulados en cada uno de los cuales hay un patín de goma con 24 microelectrodos, estos se corren simultáneamente, pegados a la pared del pozo, con lo cual se obtienen 192 mediciones de microresistividad. Estas mediciones son procesadas obteniéndose las imágenes microeléctricas.

La orientación de la herramienta está controlada por un acelerómetro y un magnetómetro triaxial; con la información de estos, se determina la posición exacta de la herramienta en el espacio, por lo tanto la de los rasgos geológicos que esta detecta.

Cada 0.2 pulgadas (correspondiente a la resolución vertical de la herramienta FMI) de movimiento del cable, se obtiene un valor de microresistividad de cada uno de los electrodos, dándole a la curva resultante una gran resolución vertical, que junto a una amplia cobertura perimetral (dependiendo del diámetro del pozo), proporciona imágenes de la pared del pozo de buena nitidez y continuidad, en las cuales son evidentes una gran variedad de características texturales y estructurales de las rocas registradas.

Para la lectura de las imágenes se establece un código de colores, que indica con tonos claros alta resistividad y tonos oscuros baja resistividad. Las bajas resistividades pueden estar relacionadas con minerales conductores de la electricidad como las arcillas, pirita y también por la presencia de filtrado de lodo no resistivo en fracturas, cavidades de disolución o en cualquier tipo de espacio poroso, oscureciendo la imagen; mientras que las altas resistividades (colores claros) están dados fundamentalmente por las rocas duras.

3.4.5 Tecnología de mediciones durante la perforación (MWD) y registros durante la perforación (LWD)

La adquisición de Registros Durante la Perforación (LWD por las siglas en ingles de Logging While Drilling) se realiza a partir de herramientas especializadas unidas a la sarta de perforación y que constituyen parte de los componentes de un

Ensamblaje del Fondo de Pozo para perforaciones direccionales (BHA por las siglas en ingles de Bottom Hole Assembly).

En Schlumberger D&M, las herramientas LWD realizan mediciones de propiedades de la formación durante la perforación. Estas herramientas se encuentran conectadas electrónicamente a herramientas de Mediciones Durante la Perforación (MWD por las siglas en inglés de Measurement While Drilling) las cuales tienen entre los principales propósitos la medición de la dirección o azimut y la inclinación del pozo para el control de la orientación durante la perforación y además otra de sus importantes aplicaciones es en la recepción de los datos adquiridos por la herramienta LWD y el envío de todos los datos a superficie por un proceso de telemetría.

Para el envío de los datos a superficie la herramienta MWD codifica los datos en pulsos de lodo generados internamente en la herramienta a partir del bloqueo y desbloqueo del flujo del lodo de perforación, con lo cual se generan aumentos y estabilizaciones en la presión del lodo. Estos cambios de presión son detectados por sensores en superficie y convertidos en señales eléctricas enviadas a computadores para la decodificación y procesamiento de la información generando así los registros durante la perforación.

Entre las principales ventajas de la adquisición de registros durante la perforación con herramientas LWD respecto al perfilaje convencional, se encuentran:

- La adquisición de datos y el perfilaje en tiempo real lo cual permite una evaluación de formaciones durante la perforación
- Perfilaje en pozos horizontales o desviados
- Perfilaje poco tiempo después de ser la formación perforada por la mecha lo cual trae como beneficios mediciones de propiedades de la formación poco afectadas por la invasión del lodo.

La herramienta LWD básica requerida en perforaciones direccionales de pozos corresponde con aquella con la que se pueda realizar la adquisición de registros de Rayos Gamma para la correlación de pozos durante la perforación e identificar la unidad objetivo, y el registro de resistividad para evaluar el contenido de fluidos en la formación durante la perforación.

3.4.5.1 Herramienta LWD de Conjunto de Resistividad Compensada (ARC por las siglas en ingles de Array Resistivity Compensated)

La herramienta ARC de Schlumberger D&M es aplicada para la adquisición de registros de rayos gamma y de resistividad.

Para la medición de rayos gamma, la herramienta consta de un sensor interno que detecta la radiación natural de la formación provenientes de los isótopos de Potasio-40, Uranium-Radium y de las series de Torio (Ver Figura 3.22).

Para la medición de resistividad, la herramienta consta de cinco antenas transmisoras y cinco antenas receptoras de ondas electromagnéticas que viajan a través de la formación (Ver Figura 3.22).

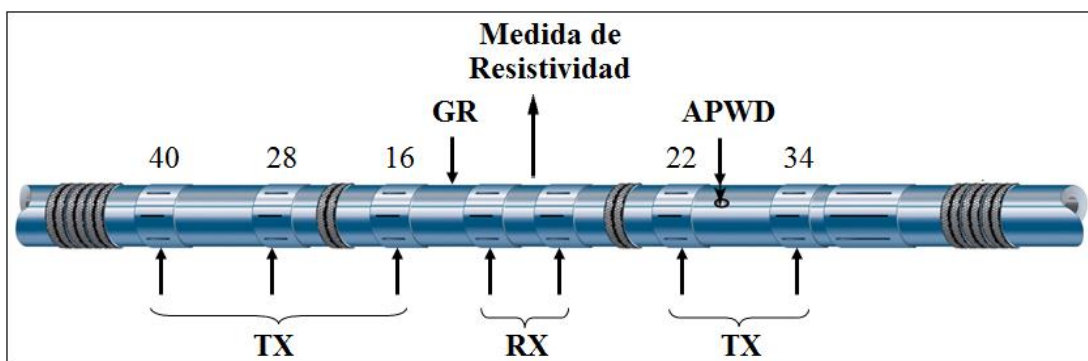


Fig. 3.22. Herramienta ARC de Schlumberger D&M para el perfilaje durante la perforación de registros GR y resistividad. Se observan entre sus principales componentes antenas transmisoras (TX) y receptoras (RX) de ondas electromagnéticas y el espaciamiento respecto del punto de medición de resistividad (Tomado de: Schlumberger, 2012)

La herramienta mide cambio de fase y atenuación de la onda electromagnética entre los receptores, la cual es generada por los transmisores (los cuales generan internamente una corriente a dos frecuencias 2Mhz y 400 Khz, esta corriente genera el campo electromagnético) y mediante una relación matemática, la herramienta calcula la resistividad de la formación obteniéndose dos valores de resistividad, una por cambio de fase y otra por atenuación.

Las mediciones de resistividad por cambio de fase permiten mayor resolución vertical pero menor profundidad de investigación respecto a las mediciones de resistividad por atenuación. Los distintos espaciamientos de los transmisores respecto a los receptores permite la medición de resistividades a distintas profundidades de investigación.

3.4.5.2 Herramienta MWD TeleScope para la medición de dirección e inclinación del pozos desviados durante la perforación

En las perforaciones direccionales, herramientas para la medición de la dirección e inclinación del pozo son indispensables, para tener un control de la orientación del pozo durante la perforación y así lograr una adecuada toma de decisiones en la desviación requerida en el pozo para seguir un plan de perforación establecido.

La herramienta TeleScope de Schlumberger D&M es aplicada para la medición de la dirección e inclinación del pozo y para el envío de esta información junto con la adquirida por las herramientas LWD hacia superficie mediante un proceso de telemetría, donde los datos son codificados en pulsos de lodo que son generados por la herramienta para viajar a través del fluido de perforación hasta superficie.

Esta herramienta consta de cuatro componentes indispensables para ejecutar todas sus funciones las cuales están representadas en la Figura 3.23.

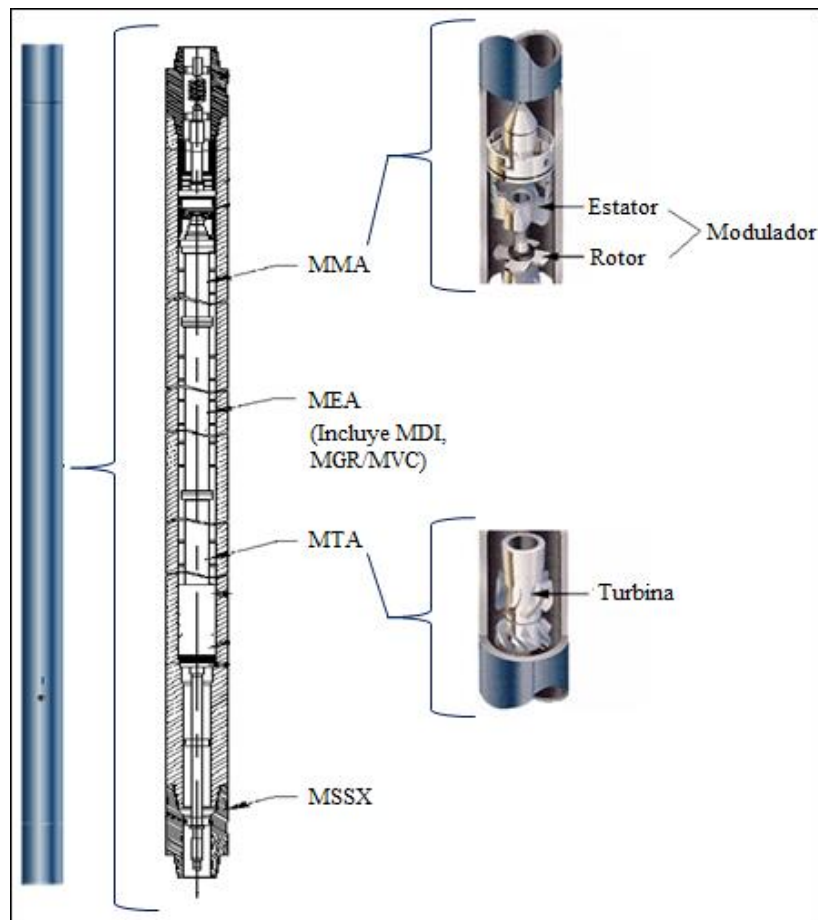


Fig. 3.23. Componentes de la Herramienta TeleScope. Entre los principales componentes se encuentran el ensamblaje del modulador (MMA), el ensamblaje de la electrónica (MEA), el ensamblaje de la turbina (MTA) y una extensión (MSSX)

(Tomado de: Schlumberger, 2012)

A continuación se presenta una descripción de los componentes principales de la herramienta TeleScope:

- **Extensión (MSSX)**: este componente establece la comunicación electrónica con la herramienta LWD. A través de la conexión entre las extensiones de ambas herramientas, se realiza la transferencia de los datos adquiridos por la herramienta LWD hacia la herramienta TeleScope.

- Ensamblaje de la turbina (MTA): está constituido por una turbina (Ver Figura 3.24), la cual tiene la capacidad de rotar gracias a la circulación del lodo de perforación dentro de la herramienta. La rotación de las turbinas genera la energía requerida para encender la herramienta y activar sus funciones.

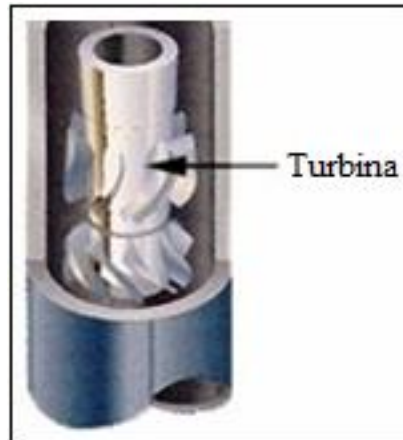


Fig. 3.24. Turbina de la herramienta TeleScope (Tomado de: Schlumberger, 2012)

- Ensamblaje de la electrónica (MEA): está constituido por componentes para la medición de dirección e inclinación (MDI) comprendido por tres acelerómetros y tres magnetómetros para medir la orientación de la herramienta y del pozo respecto al vector de gravedad y al norte magnético. En relación a los registros de pozos adquiridos con herramientas LWD, las mediciones de Dirección e inclinación del pozo son necesarias para transformar los registros en profundidad MD a registros en profundidad TVDSS. El MEA también contiene un sensor para mediciones de GR, sin embargo estas mediciones no son usadas para el registro, ya que las oficiales son las de la herramienta LWD. También se encuentra un sensor para la medición de vibraciones y choques que presenta la herramienta en el fondo del mozo durante la perforación.

- Ensamblaje del modulador (MMA): representa el componente necesario para el proceso de telemetría.

Está constituido por un rotor y un estator (Ver Figura 3.25), que tienen como funciones bloquear y desbloquear la circulación del lodo dentro de la herramienta a medida que gira el rotor, generando aumentos y estabilizaciones de la presión del lodo.

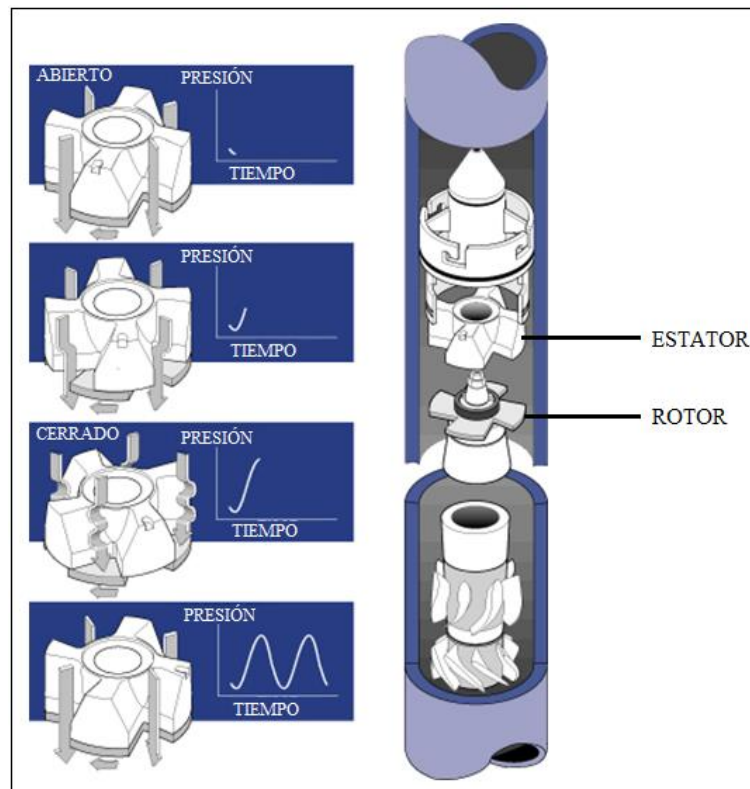


Fig. 3.25. Componentes del ensamblaje del modulador y aplicación en la generación de pulsos de lodo para el proceso de telemetría (Tomado de: Schlumberger, 2012)

Los cambios de presión representan la información adquirida por las herramientas LWD y MWD codificadas en pulsos de lodo que viajan hasta superficie, a través del lodo que circula dentro de la sarta de perforación.

3.4.5.3 Imágenes de pozo con herramientas LWD

Aplicando herramientas LWD también es posible la adquisición de imágenes de pozos. Estas imágenes permiten la evaluación de características geológicas de la formación en la pared del pozo durante la perforación.

En teoría existen dos tipos de metodologías que aplican las herramientas para la adquisición de imágenes de pozos:

- Con herramientas que tienen sensores radialmente espaciados que permiten realizar mediciones en varios puntos en la sección transversal del pozo. Este es el caso de la herramienta FMI de Schlumberger Wireline.
- Con herramientas que tienen solo un sensor y la posición relativa a los ejes de la herramienta es conocida.

Schlumberger D&M ofrece la herramienta GeoVISION Resistivity (GVR), la cual aplica la segunda opción para la generación de imágenes de pozos. La herramienta GVR realiza varias mediciones de resistividad en distintos puntos longitudinalmente en la herramienta y solo una medición de GR en un único punto de la herramienta.

No hay sección transversal alguna en la cual se presente más de un punto de medición de resistividad, sin embargo, durante la perforación, mientras la herramienta se encuentre rotando, este único punto de medición de resistividad o de GR de la sección transversal de la herramienta, realizará distintas mediciones en la sección transversal del pozo, con lo cual se realizarán mediciones de GR y Resistividad azimutal logrando generar imágenes resistivas y de GR de la pared del pozo.

La herramienta presenta transmisores o electrodos de corriente (Ver Figura 3.26) que generan un campo eléctrico que viaja en la formación y a partir de electrodos de voltaje, la herramienta mide la intensidad de corriente y el voltaje aplicado para producirla y a partir de estos valores determina la resistencia eléctrica

de la formación. A partir de un factor geométrico, la herramienta determina resistividad a partir de la resistencia.

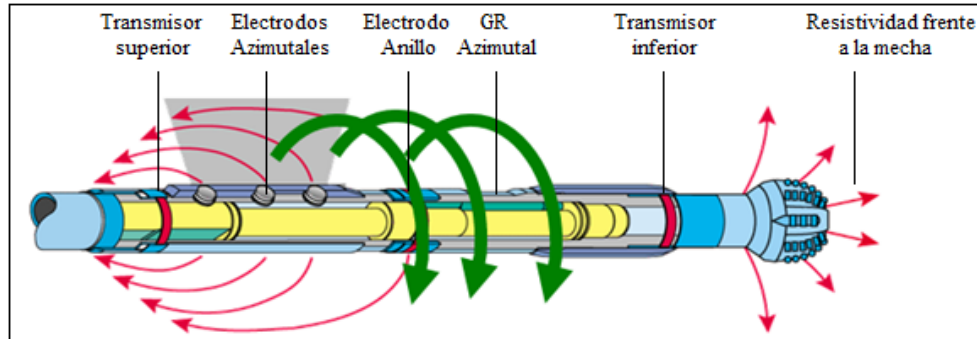


Fig. 3.26. Partes de la herramienta GVR (Tomado de: Schlumberger, 2012)

La herramienta realiza mediciones de resistividad a cinco diferentes profundidades de investigación. Estas mediciones de resistividad presentan las siguientes características:

- Tres mediciones realizadas en los electrodos azimutales, son de resistividad azimutal. Con estas resistividades se realizan las imágenes de pozos.
- Una medición es realizada en el electrodo anillo
- Una medición toma la mecha como electrodo

3.4.5.4 Herramienta PeriScope para el mapeo del tope y base de arenas petrolíferas

La herramienta PeriScope está constituida por un conjunto de antenas transmisoras y receptoras dispuestas de forma tal que puedan proveer sensibilidad direccional al conjunto (Ver Figura 3.27).

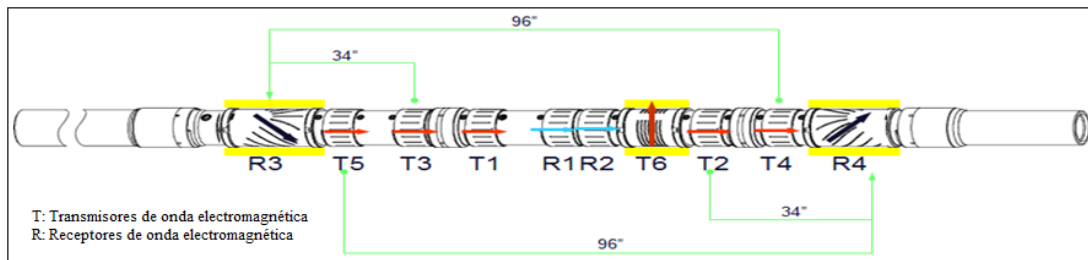


Fig. 3.27. La herramienta PeriScope incorpora una antena transmisora transversal (T6) y antenas receptoras inclinadas (R3 y R4) para proveer sensibilidad direccional, además de las antenas axiales (T1 a T5, y R1 y R2). (Tomado de: Schlumberger, 2012)

La herramienta PeriScope de la tecnología LWD provee mediciones de resistividad electromagnética acimutal profunda, las cuales al llegar a superficie por telemetría a partir de herramientas MWD, son utilizadas para calcular la distancia y orientación de los límites de capas o unidades hasta 6.4 metros (21 pies) del pozo, 360° alrededor de este. Estas mediciones en tiempo real, combinadas con software y procesos especializados, permiten el mapeo de los límites de unidades perforadas, independientemente de la anisotropía y del buzamiento (Ver Figura 3.28).

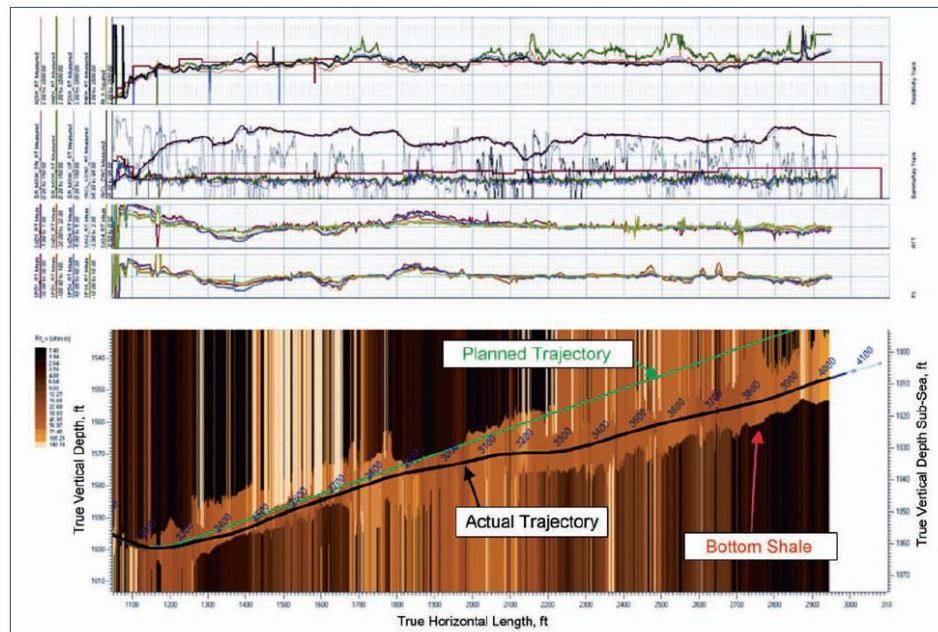


Fig. 3.28. Ejemplo de aplicación de sistema de mapeo por herramienta PeriScope de límite de capa perforada en Campo Girazol, Colombia. (Tomado de: Schlumberger, 2012)

La herramienta de mapeo de límites de capas en tiempo real PeriScope asegura la colocación precisa del pozo para maximizar la producción, ahorrando tiempo y minimizando costos de perforación de pozos.

3.5 Perforaciones Direccionales

La perforación direccional fue originalmente desarrollada por la necesidad de realizar “sidetrack” para corregir problemas de pesca de herramientas que no lograron sacarse del pozo, otras aplicaciones igualmente importantes tuvieron desarrollo con el tiempo, tales como la perforación de pozos dirigida a la parte alta del yacimiento así como secciones horizontales de largo alcance cuyo objetivo fue el de optimizar la producción. Actualmente la perforación direccional es aplicada en operaciones en mar adentro y en tierra. La tecnología y las técnicas de perforación modernas permiten cualquier diseño de pozo razonable, incluyendo pozos direccionales con alta inclinación y pozos horizontales de alcance extendido para llegar a los objetivos de perforación deseados.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo por una determinada trayectoria a un objetivo deseado, el control de desviación del pozo es el proceso de mantener el pozo dentro de algunos límites establecidos relativos al ángulo de inclinación.

3.5.1 Aplicaciones de las Perforaciones Direccionales

La perforación direccional es la desviación intencional de un pozo de la vertical. Aunque generalmente los pozos se perforan para que sean verticales, algunas veces es necesario o ventajoso perforar un pozo a un ángulo fuera de la vertical.

Entre las principales aplicaciones de realizar perforaciones direccionales se encuentran las siguientes:

- **Aumentar el factor de recobro de hidrocarburos:** con las perforaciones direccionales se incrementa el volumen de penetración en las unidades petrolíferas aumentando el volumen de drenaje de hidrocarburo en el pozo dentro del yacimiento, incrementando el factor de recobro y las reservas.
- **Localizaciones superficiales inaccesibles:** en muchos casos no es posible establecer localizaciones superficiales por motivos económicos, políticos, culturales o sociales, razón por la cual inhiben el desarrollo de pozos verticales. Para el desarrollo de yacimientos que se encuentran bajo estas áreas inaccesibles, es necesario realizar perforaciones horizontales para alcanzar lateralmente a los yacimientos en el subsuelo.
- **Perforación de pozos “Sidetrack” para re-direccionar perforaciones fallidas en el alcance del objetivo:** si con una trayectoria preestablecida de perforación no se ha de alcanzar el objetivo deseado, con la perforación direccional se puede re-direccionar el pozo hacia la formación productiva.
- **Perforación a través de una falla:** la perforación direccional puede ser usada para deflectar la trayectoria de un pozo y eliminar el peligro de perforar un pozo vertical a través de una falla abruptamente inclinada la cual podría torcer o cortar el revestimiento.
- **Para perforar yacimientos que están bajo el agua:** cuando una formación productiva se encuentra bajo del agua, la perforación direccional permite que el pozo se perfora desde una superficie en tierra hacia el objetivo bajo el agua. Aunque la perforación direccional es costosa, lo es menos que la perforación costa afuera.
- **Perforación costa afuera:** la perforación direccional se usa comúnmente en perforación costa afuera porque se pueden perforar varios pozos desde una misma plataforma, a través de la perforación multilateral.
- **Para perforar a través de un domo salino:** perforar a través de un domo salino trae como consecuencias múltiples problemas operacionales. Por esta razón son aplicadas las perforaciones direccionales para alcanzar formaciones productoras que frecuentemente yacen bajo la capa selladora inferior al domo.

3.5.2 Tipos de perforaciones direccionales de acuerdo a la arquitectura del pozo

Existen tres perfiles principales que pueden ser previstos para la trayectoria de un pozo individual los cuales se pueden observar representados en la Figura 3.29. También se encuentra un esquema moderno de perforación multilateral para el aprovechamiento de distintos yacimientos a partir de una misma localización superficial.

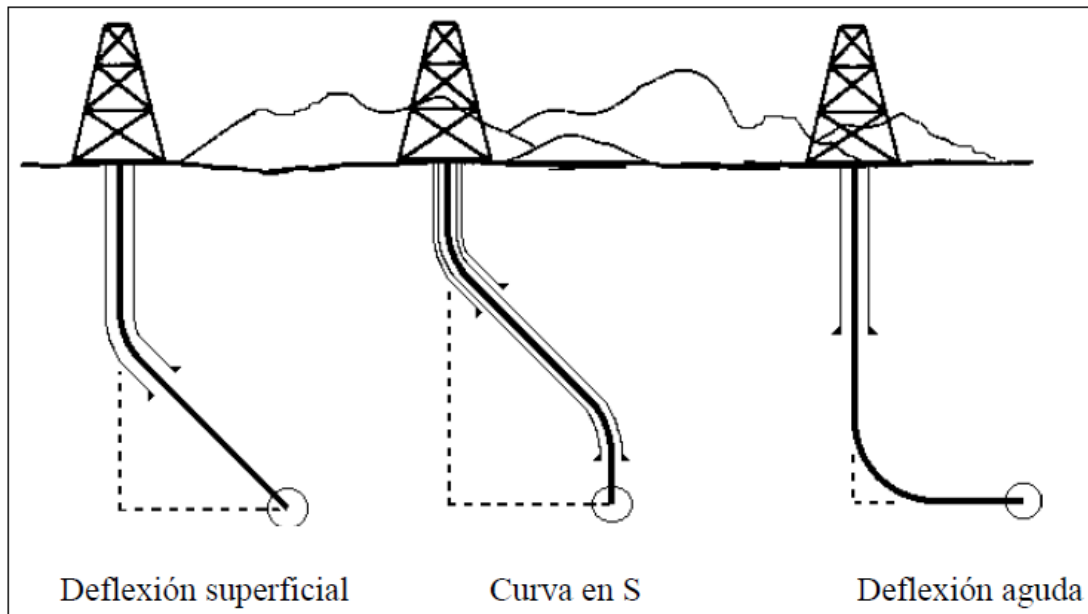


Fig. 3.29. Tipos de perfiles de pozos (Tomado de: Hawker "et al.", 2002)

3.5.2.1 Perfil tipo S

Los pozos con perfil tipo "S" constan de una sección vertical, una sección de construcción de ángulo, una sección tangente manteniendo un ángulo deseado para el desplazamiento lateral y finalmente una sección y finalmente una sección donde se reduce el ángulo del pozo para regresar a la vertical con el fin de llegar al objetivo.

Este tipo de pozos es útil para la obtención de núcleos de roca y es comúnmente aplicado como pozos para correlaciones estratigráficas denominados Hoyo Piloto (HP).

3.5.2.2 Perfil tipo J (Slant o pendiente) o de deflexión superficial

Los pozos con perfil tipo “J” constan de una sección vertical, una sección de construcción de ángulo y una sección tangente que se mantiene hasta alcanzar el objetivo.

Este tipo de perfiles de pozos es comúnmente aplicado para perforar de acuerdo al ángulo de buzamiento de la unidad productora.

3.5.2.3 Perfil Horizontal o de deflexión aguda

Un pozo vertical se define como un pozo perforado desde la superficie, el cual se va desviando desde la vertical hasta alcanzar 90° y penetrar al yacimiento con una sección completamente horizontal (Ver Figura 3.30).

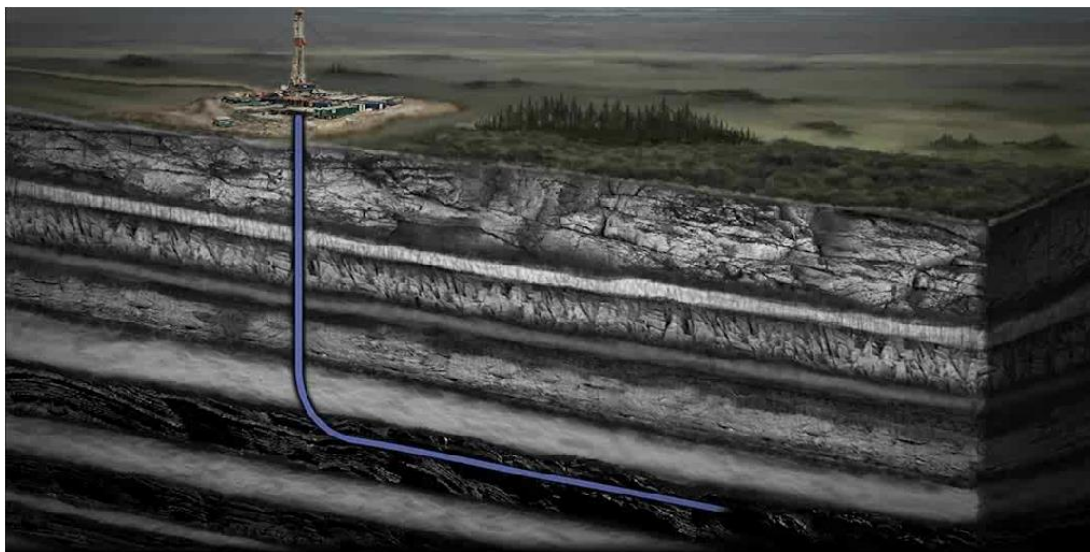


Fig. 3.30. Representación de un pozo horizontal
(Tomado de: Schlumberger, 2012)

Los pozos con perfil horizontal en general constan de una sección vertical, una primera sección de construcción de ángulo, una sección tangente manteniendo un ángulo deseado, una segunda sección de construcción hasta intersectar la unidad objetivo y finalmente una sección horizontal de geonavegación del pozo dentro del yacimiento.

3.5.2.4 Pozos Multilaterales

Los pozos multilaterales consisten en un hoyo primario y uno o más hoyos secundarios que parten del hoyo primario, tal como se muestra en la Figura 3.31.

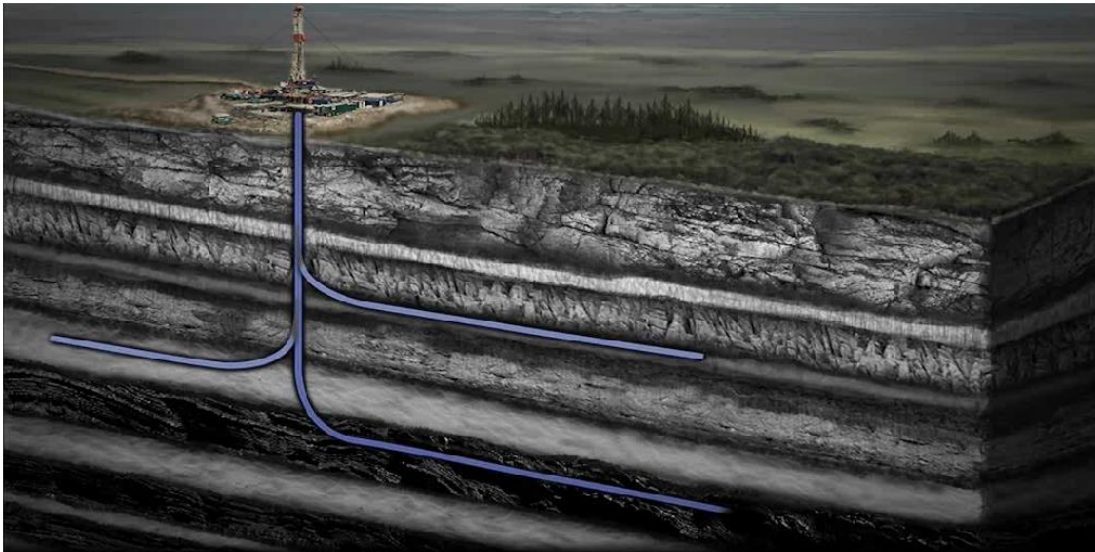


Fig. 3.31. Representación de pozos multilaterales

(Tomado de: Schlumberger, 2012)

El objetivo principal de los pozos multilaterales es reducir el número de pozos que se perforan, reemplazando varios pozos individuales con distintas localizaciones superficiales, optimizando la producción de las reservas de hidrocarburos de distintos yacimientos.

3.5.3 Etapas de la perforación direccional

Se consideran cuatro etapas principales en la perforación de un pozo direccional:

- **Punto de desvío de la vertical (KOP por las siglas en ingles de Kick Off Point):** es el punto en el cual el pozo comienza a ser desviado respecto de la vertical.
- **Sección de construcción o de levantamiento de ángulo (Build Section):** después del KOP, la inclinación del pozo se aumenta progresivamente hasta un ángulo deseado de deflexión. Es importante que en esta sección se eviten los cambios severos de ángulo o de pata de perro (Dogleg), el cual es denominado como la variación del ángulo del pozo cada 100 pies perforados. Estos cambios severos de ángulo pueden causar problemas para continuar la perforación direccional o dificultades para bajar el revestidor del pozo luego de la perforación.
- **Sección de ángulo constante:** una vez se ha conseguido el ángulo de deflexión deseado en la sección de levantamiento, se debe mantener la trayectoria para llevar el pozo al objetivo.
- **Disminución de ángulo:** esto puede ser requerido si el pozo se está dirigiendo por encima del objetivo.

3.5.4 Ensamblaje del Fondo del Pozo (Componentes de perforación direccional)

El ensamblaje de fondo de pozo (BHA por las siglas en ingles de Bottom Hole Assembly) es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la mecha y la tubería de perforación.

En las perforaciones direccionales el BHA tiene como funciones proporcionar el peso requerido sobre la mecha para maximizar la tasa de penetración y el direccionamiento del pozo durante la perforación en la trayectoria requerida.

El BHA está constituido básicamente por los siguientes componentes:

- Tuberías
- Martillo
- Monel
- Estabilizadores
- Herramientas MWD y LWD
- Herramienta direccional
- Mecha

3.5.4.1 Tuberías de perforación

Las tuberías de perforación son barras de acero huecas. Todo el conjunto de parejas de tuberías constituyen la mayor longitud de toda la sarta de perforación, por lo cual una de las finalidades es alcanzar la longitud establecida para la perforación del pozo.

Otro aspecto importante de las tuberías de perforación son las diferencias de peso para los distintos tipos de tubería:

- Los Collares o lastrabarras (DC-Drillcollar) corresponden a las tuberías más pesadas.
- Las Tuberías Pesadas (HW-Heavy Weight) presentan un peso intermedio.
- Las Tuberías de perforación (DP-Drillpipe) presentan el peso más liviano entre los tipos de tuberías.

Una configuración adecuada de todo el conjunto de tuberías proporcionará el peso a la mecha requerido para alcanzar la profundidad total establecida para la perforación.

3.5.4.2 Martillo

Estos son elementos operados mecánicamente o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo para el caso en que sobrevenga una pega de tubería.

3.5.4.3 Monel

Es una tubería dispuesta entre las tuberías de perforación y la herramienta MWD, con el propósito de reducir la interferencia magnética en las mediciones de dirección, para la cual la herramienta utiliza magnetómetros que se pueden ver afectados por materiales magnéticos del cual están hechas las tuberías de perforación.

3.5.4.4 Estabilizadores

Los estabilizadores como su nombre lo indica, dan firmeza y seguridad al ensamblaje de fondo o sarta de perforación.

La ubicación de los estabilizadores en el ensamblaje de fondo, depende del desempeño que requiera la sarta en cuanto a trayectoria se refiere. Si el estabilizador se encuentra lo suficientemente alejado de la broca, este no tiene efecto en el comportamiento del BHA. Sin embargo, si el estabilizador es movido lo más cerca de la broca, la configuración permitirá la construcción de ángulo con mayor facilidad, lo cual es requerido en la perforación de la sección de construcción. En la sección de geonavegación del pozo en la arena productora, se requiere un estabilizador cercano a la broca y otro lo suficientemente alejado de la broca para proporcionar la rigidez necesaria para tener mayor estabilidad en la sección horizontal.

3.5.4.5 Herramientas MWD y LWD

Las herramientas MWD y LWD proporcionan las mediciones de parámetros de orientación del pozo y los registros de propiedades de la formación respectivamente. Con la información suministrada por las herramientas MWD y LWD se puede realizar un control de la orientación del pozo y la evaluación de formaciones durante la perforación, con lo que se logra la geonavegación del pozo en la unidad productora.

3.5.4.6 Herramientas direccionales

Las herramientas direccionales se encuentran directamente conectadas a la mecha de perforación estas tienen la capacidad de ser dirigidas en la orientación de la trayectoria preestablecida para la perforación direccional.

Las herramientas pueden ser clasificadas en dos grandes grupos, los motores de fondo dirigibles y los sistemas rotatorios dirigibles (RSS por las siglas en inglés de Rotary Steerable System), estas herramientas pueden ser orientadas según la trayectoria planificada para el pozo y tomando en cuenta las mediciones de dirección e inclinación de la herramienta MWD.

3.5.4.6.1 Motores dirigibles

Los motores dirigibles se definen como un ensamblaje de fondo cuyo comportamiento direccional puede ser modificado por ajuste de los parámetros de perforación controlables desde superficie, incluyendo velocidad rotaria y peso sobre la mecha.

Dos de las secciones del motor, identificadas en la Figura 3.32, le proporcionan la capacidad de controlar la dirección del pozo.

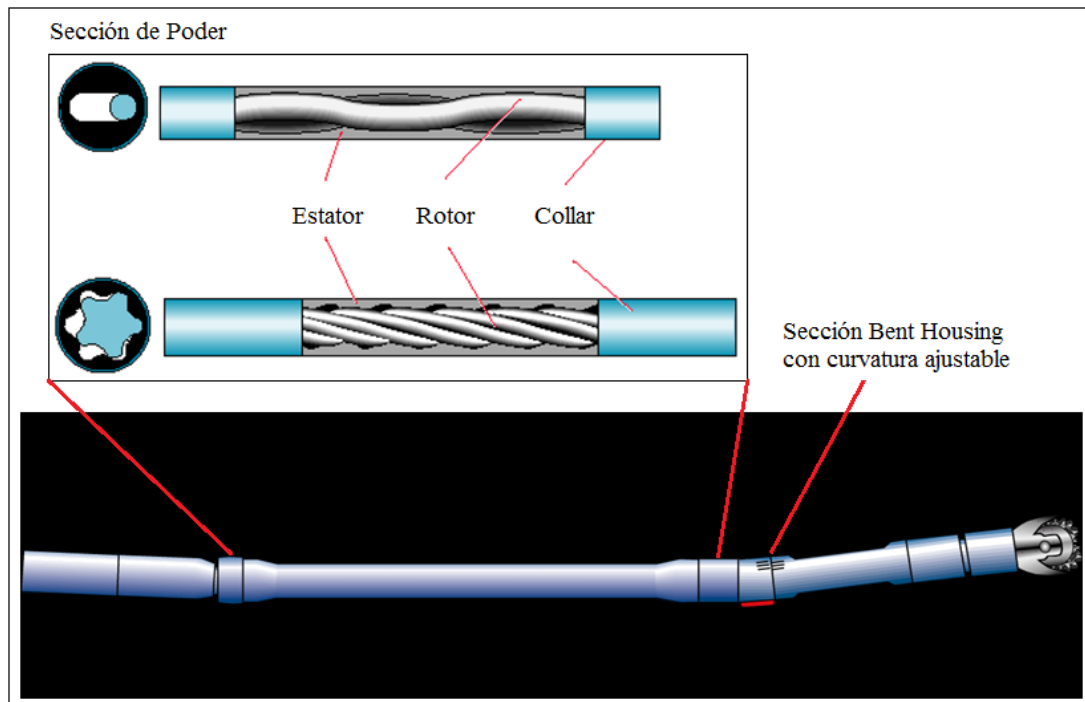


Fig. 3.32. Esquema del motor dirigido, indicando la sección de poder y la sección con curvatura ajustable. (Tomado de: Schlumberger, 2012)

Una sección, denominada sección de poder, está constituida por un rotor y un estator; el rotor tiene la capacidad de girar siempre que el lodo de perforación se encuentre circulando en el espacio que lo separa del estator. Internamente en la herramienta el rotor se encuentra conectado a varias piezas que finalmente se conectan a la mecha de perforación, por esta razón la mecha tiene la capacidad de rotar siempre que el rotor del motor se encuentre rotando.

La otra sección presenta en el collar de la herramienta un cuerpo desviado o curvado (Bent Housing), el cual puede ser ajustado entre 0.5° y 3° . La Curvatura que presenta el motor puede ser orientada en una determinada dirección y sentido a partir de la rotación proporcionada a toda la sarta de perforación.

En el proceso de construcción de ángulo durante la perforación direccional, se debe orientar la curvatura del motor en la dirección y sentido deseado y eliminar la rotación de sarta de perforación para mantener fija la orientación proporcionada al motor, de forma tal que con la circulación del lodo solo tenga rotación la mecha,

cortando a la formación en la orientación establecida. Sin embargo, durante la perforación direccional también se requiere mantener fija una orientación de perforación cuando ya se ha alcanzado la construcción del ángulo deseado, para lo cual se debe rotar toda la sarta de perforación, lo cual impide mantener fija la curvatura del motor en una sola orientación.

3.5.4.6.2 Sistema rotatorio dirigible

Los sistemas rotatorios dirigibles (RSS por las siglas en inglés de Rotary Steerable System) permiten dirigir activamente la mecha mientras rota continuamente la sarta de perforación. Para este direccionamiento las herramientas RSS cuentan con una electrónica inteligente que requiere la recepción de comandos que le indique la orientación que debe establecer. Estos comandos son enviados desde superficie a partir de cambios de galonaje vinculados al comando deseado, que conllevan a cambios de presión en el lodo de perforación y son percibidos por la herramienta en el fondo del pozo. Schlumberger D&M cuenta con distintos tipos de herramientas RSS, los cuales aplican distintos sistemas para ser dirigidos:

- **Herramienta PowerDrive Xceed:** esta herramienta al recibir el comando realizado en superficie, aplica el sistema de apuntar la mecha (Ver Figura 3.33). Con este sistema, la herramienta provoca el giro en la orientación deseada.

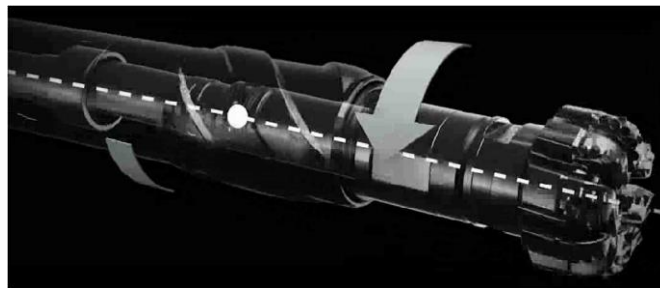


Fig. 3.33. Sistema de apuntar la mecha en herramienta PowerDrive Xceed

(Tomado de: Schlumberger, 2012)

- **Herramientas PowerDrive X5:** esta herramienta tiene almohadillas cercanas a la mecha, con lo cual aplica el sistema de empujar la mecha. Al recibir los comandos desde superficie, la herramienta utilizando las almohadillas, empuja a la formación para orientar la perforación en la orientación deseada (Ver Figura 3.34).

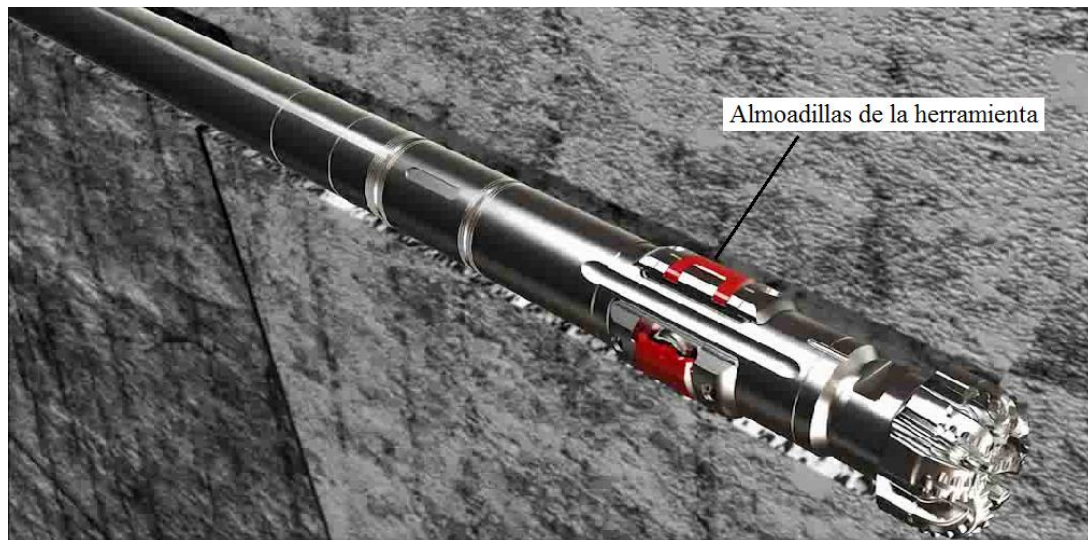


Fig. 3.34. Sistema de empujar la mecha utilizando almohadillas en la herramienta PowerDrive X5 y X6 (Tomado de: Schlumberger, 2012)

- **Herramienta PowerDrive Archer:** es una herramienta que aplica tanto el sistema de empujar como el de apuntar la mecha.

3.5.4.7 Mechas, brocas o barrenas

Las mechas, también denominadas barrenas, brocas o trépanos son herramientas metálicas, de poca longitud que se encuentran en la parte más baja del BHA y están en contacto directo con el fondo del pozo. Están constituidas de piezas de diamante que le dan la capacidad de corte de la formación al estar en contacto y mientras se encuentre rotando.

Básicamente existen tres tipos de mechas, cada una de ellas con distinta agresividad en la perforación, por lo cual el tipo de formación perforada es importante en la selección de la mecha adecuada.

- **Mechas de diamante policristalino (PDC):** son mechas cuyo mecanismo de perforación es el cizallamiento de la formación, aplicando principalmente esfuerzos cortantes (Ver Figura 3.35). Son las mechas bastante agresivas en la perforación, aplicadas en todo tipo de formaciones desde blandas a duras. Una de las principales ventajas respecto a otras mechas es la alta velocidad de perforación.



Fig. 3.35. Mecanismo de corte de las mechas PDC (Tomado de: Schlumberger: 2012)

- **Mechas Tricónicas:** son mechas con cojinetes que presentan conos dentados o con insertos de carburo de tungsteno (Ver Figura 3.36). El principal mecanismo de perforación de este tipo de mechas es por esfuerzos compresivos, causando la trituración de la formación. Permiten una mayor estabilidad y direccionamiento pero menor velocidad de perforación.

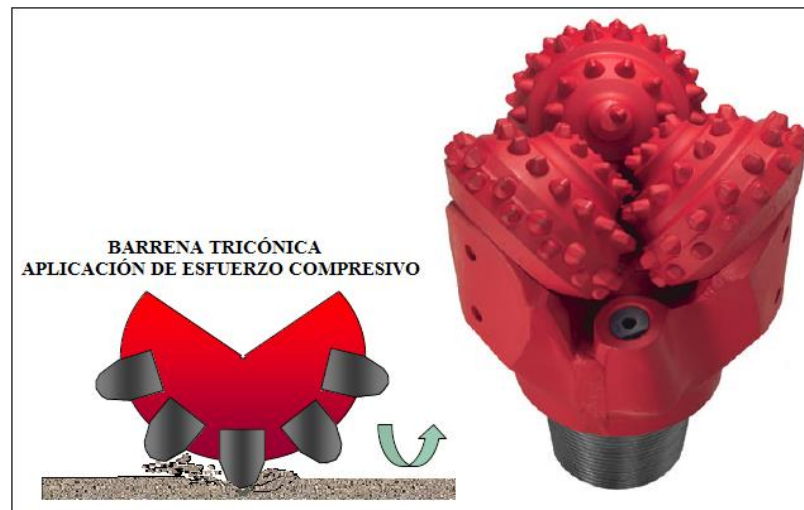


Fig. 3.36. Mecanismo de perforación de mechas tricónicas (Tomado de: Schlumberger: 2012)

- **Mechas impregnadas de diamante:** son mechas que al presentar impregnación de diamante tanto lateral como frontalmente (Ver Figura 3.37), tienen capacidad de aplicar tanto esfuerzos cortantes como esfuerzos compresivos a la formación. Son principalmente aplicadas para perforación de rocas duras.



Fig. 3.37. Mecanismo de perforación de mechas impregnadas de diamante (Tomado de: Schlumberger: 2012)

Como se mencionó anteriormente, la selección de la mecha adecuada para la perforación está estrechamente relacionada con el tipo de formación, siendo la resistencia a la compresión uno de los más importantes parámetros a considerar. En la Figura 3.38 se observa el espectro de aplicaciones de los distintos tipos de barrenas relacionando la velocidad de perforación con la resistencia a la compresión de la formación.

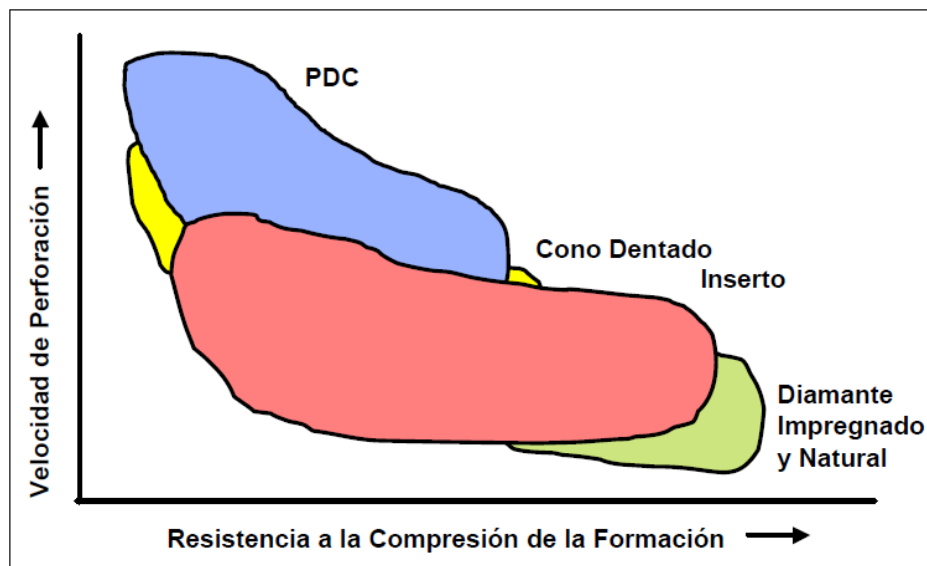


Fig. 3.38. Espectro de aplicaciones de los distintos tipos de mechas
(Tomado de: Schlumberger: 2012)

3.5.5 Parámetros que deben ser controlados en la perforación direccional

Múltiples parámetros deben ser controlados durante las perforaciones direccionales, entre ellos los principales parámetros de los cuales depende el direccionamiento del pozo durante la perforación se encuentran el peso sobre la mecha, la presión diferencial en el lodo de perforación, la tasa de penetración, el galonaje de lodo de perforación en circulación, las revoluciones por minuto de la sarta de perforación. Entre los múltiples factores de los que dependen estos parámetros, unos de los principales es el tipo de formación geológica que se está perforando.

3.5.5.1 Tasa de penetración (ROP)

La tasa de penetración (ROP por las siglas en inglés de Rate of Penetration) es un indicador de la velocidad de perforación en la formación, el cual se expresa comúnmente en unidades de pies/hora.

La tasa de penetración se encuentra íntimamente relacionada con la dureza de la formación que se perfora. Altas y bajas ROP se verán reflejadas en la perforación de formaciones blandas y duras respectivamente. Sin embargo muchas veces en perforaciones direccionales, es necesario controlar a conveniencia la ROP para lograr el direccionamiento esperado en el pozo, en estos casos es posible que no se identifique una relación entre la ROP y la dureza de la formación.

Altas ROP pueden requerir una disminución en el peso sobre la mecha y en las revoluciones de rotación proporcionada a la sarta de perforación para lograr un mayor control direccional. En forma opuesta, bajas ROP pueden requerir mayor peso sobre la mecha y mayores revoluciones en la sarta para lograr continuar la perforación de la formación.

3.5.5.2 Peso sobre la mecha (WOB por las siglas en inglés de Weight on Bit)

La sarta de perforación junto con el sistema rotario y el bloque viajero, ejercen un peso en la línea muerta del taladro, sin embargo este varía durante la perforación.

El mayor peso aplicado por la sarta de perforación es recibido por la línea muerta cuando la mecha no se encuentra apoyada en el fondo del pozo. Al estar la mecha apoyada en fondo, la línea muerta pierde parte del peso de la sarta de perforación el cual es transferido a la mecha y a este se le conoce como peso sobre la mecha (WOB). Cabe destacar que un mayor peso sobre la mecha representa un mayor apoyo de la mecha contra la formación, por lo cual mayor será la capacidad de trituración de la roca, reflejándose en una mayor tasa de penetración.

El WOB está directamente relacionado con la presión diferencial del lodo de perforación y con las revoluciones por minuto de rotación de la sarta (RPM). A mayor diferencial de presión y mayor RPM de la sarta, mayor será el peso sobre la mecha y mayor tasa de penetración se obtendrá durante la perforación.

Al igual que la ROP, el peso sobre la mecha requerido durante la perforación está relacionado con la dureza de la formación. Formaciones duras requieren mayor WOB para ser perforadas.

3.5.5.3 Presión diferencial del Lodo de perforación

La presión diferencial, es la diferencia entre las presiones del lodo cuando la mecha se encuentra apoyada en el fondo del pozo y cuando se encuentra fuera de fondo. Cuando la mecha se encuentra fuera de fondo el lodo puede salir de la mecha y circular libremente hacia el espacio anular entre la formación y la sarta de perforación. Por otro lado, cuando la mecha se encuentra apoyada en el fondo del pozo, el flujo del lodo estará obstaculizado por la formación al salir de la mecha, lo cual provoca un aumento de la presión del lodo.

Para incrementar la presión del lodo ya sea estando la mecha en el fondo del pozo o fuera de fondo, basta con incrementar el galonaje de lodo circulante dentro de la sarta de perforación.

La presión diferencial se encuentra directamente relacionada con el peso sobre la mecha. Un mayor peso sobre la mecha provocará un mayor incremento en la presión del lodo al estar la mecha apoyada en el fondo del pozo, por lo cual la presión diferencial será mayor.

3.5.5.4 Revoluciones por minuto de la sarta de perforación

Las revoluciones por minuto de la sarta de perforación (RPM), corresponden a la rapidez de rotación que suministra el sistema rotario del taladro a toda la sarta de perforación.

3.5.6 Registros de desviación (Surveys) para control de la trayectoria del pozo

Durante las perforaciones direccionales es necesario tener un control de la trayectoria del pozo para la correcta toma de decisiones en ajustes de dirección e inclinación del pozo durante la perforación según una trayectoria definida.

Para el control de la orientación del pozo, se deben realizar mediciones de azimut e inclinación del pozo, para lo cual se aplican herramientas MWD constituidas por magnetómetros y acelerómetros capaces de realizar las mediciones necesarias.

La mayoría de la información direccional se deriva de dos simples mediciones:

- **Azimut:** corresponde con la dirección del pozo en grados (de 0° a 360°) a la profundidad dada del registro, medida en sentido horario a partir del norte verdadero.
- **Inclinación:** también conocida como el ángulo de desviación, expresada en grados (de 0° a 90°) es el ángulo al cual el pozo está desviado de la vertical a la profundidad dada.

Por otro lado también son importantes las mediciones de orientación del pozo puesto que en las perforaciones direccionales comúnmente se aplica el motor de fondo como herramienta direccional. Una sección de esta herramienta presenta una curvatura que al ser orientada en un determinado sentido proporciona la capacidad de direccionar al pozo en una determinada orientación, sin embargo esta herramienta no cuenta con dispositivos electrónicos que permitan conocer la orientación de esta sección curva estando en el fondo del pozo, por lo cual a partir de herramientas MWD que realizan mediciones de orientación del pozo y conocido un punto de referencia en la herramienta, se puede conocer una corrección de la orientación que presenta la sección curva del motor de fondo a partir de la orientación que tiene el punto de referencia de la herramienta MWD.

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

4.1 Procedimiento metodológico

Para concretar los objetivos planteados en este trabajo, se desarrolló una metodología firmemente estructurada, con la finalidad de seguir un esquema de trabajo que permitiera obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible. La metodología empleada para llevar a cabo el presente estudio se ilustra en el Flujograma de la Figura 4.1.

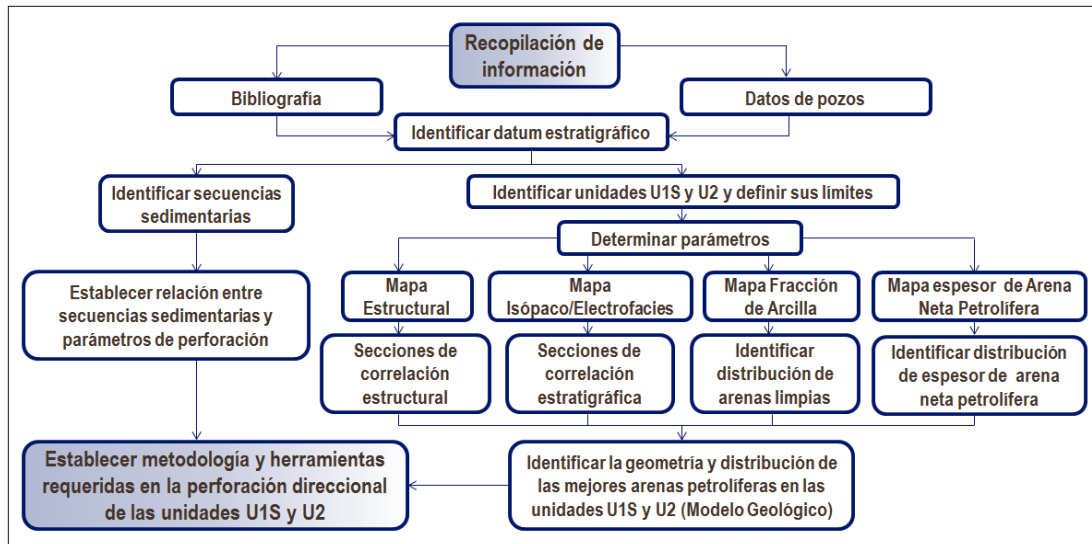


Fig. 4.1. Flujograma de la metodología aplicada para la elaboración del Trabajo Especial de Grado

4.2 Revisión bibliográfica

El primer paso aplicado dentro de la metodología fue la recolección de información. Se recopiló información bibliográfica para obtener una buena base teórica en la elaboración del trabajo, dentro de la cual se revisaron trabajos previos realizados en la cuenca sedimentaria y campo en el que está presente el área de

estudio, para comprender el marco geológico en el que esta se encuentra. Se realizó también una revisión bibliográfica general de geología estructural y estratigráfica como base teórica de fundamento para el modelo geológico generado.

Finalmente se realizó una revisión bibliográfica de operaciones y herramientas aplicadas en perforaciones direccionales para comprender el vínculo geológico existente.

4.3 Recopilación de datos de pozos

Por otro lado dentro de la recolección de información, se recopilaron todos los datos de pozos necesarios para la elaboración del trabajo. En el Apéndice B se puede identificar todos los datos que se lograron recopilar para cada pozo.

4.3.1 Inventario general de pozos

Inicialmente luego de ser establecida el área de estudio, se realizó un inventario de todos los pozos presentes dentro de ésta, los cuales se pueden identificar en la Figura 1.2 del Capítulo I. En el inventario se agrupó información básica de los pozos (Ver Apéndice A) tales como elevación del piso del taladro respecto al nivel del mar, coordenadas de superficie y tipo de pozo, los cuales son los datos iniciales requeridos por el software petrel en el cual se realizó la correlación de los pozos.

Los nombres de cada pozo dentro del área de estudio fueron modificados por políticas de confidencialidad de la empresa Schlumberger, segmento Drilling&Measurements, que proporcionó los datos requeridos para la elaboración del Trabajo Especial de Grado.

En el área de estudio, que corresponde a 11 km², se encuentra un total de 20 pozos perforados, de los cuales 17 corresponden a pozos direccionales y 3 a pozos verticales.

4.3.2 Recopilación de registros digitales y archivos .LAS de pozos

Para los pozos presentes en el área de estudio se recopilamos los registros gráficos digitales en profundidad de referencia MD y TVD, generados para el momento en que estos pozos fueron perforados, sin embargo diez de los pozos no presentan registros gráficos en la base de datos. La importancia de los registros gráficos digitales es que en estos se encuentran indicados los topes de las unidades estratigráficas establecidos por los geólogos de pozo durante la perforación, lo cual representa una importante referencia para la identificación de las unidades estratigráficas estudiadas en este trabajo.

También se recopilamos archivos .Las donde se encuentran numéricamente, las mediciones de propiedades de la formación, a cada profundidad en MD en la que estas fueron realizadas, de las cuales solo se utilizaron en este trabajo las mediciones de rayos gamma y de resistividad. En el caso de los pozos direccionales, solo fue utilizada la resistividad P40H, que corresponde con una medición de la herramienta ARC con suficiente profundidad de investigación como para garantizar que los registros de resistividad presentan mediciones realizadas en la zona no invadida por el lodo de perforación. De los archivos .Las también fueron requeridas las mediciones de tasa de penetración (ROP) de los pozos. Los archivos .Las de todos los pozos son indispensables para introducir los valores numéricos de los registros en el software petrel y general el registro gráficamente para su posterior evaluación.

4.3.3 Recopilación de los registros de desviación de los pozos (Surveys)

En el caso de los pozos direccionales se recopilamos los registros de desviación, donde la información de principal necesidad que en estos se presenta son las mediciones de azimut, e inclinación del pozo y la profundidad correspondiente, así como las coordenadas de la proyección horizontal de los puntos de medición.

El software petrel, además de los archivos .Las con mediciones de GR y Resistividad para generar los registros, requiere también los registros de desviación

de los pozos direccionales para ubicar espacialmente cada una de las mediciones presentes en los archivos .Las y para transformar los registros de profundidad MD a profundidad TVD y SSTVD.

4.4 Establecer relación entre parámetros de perforación y las secuencias sedimentarias en toda la sección perforada hasta la intersección con las unidades U1S y U2

Tanto los archivos .Las como los registros de desviación fueron ingresados al programa Petrel para la representación gráfica de los registros GR y resistividad, representando también la tasa de penetración del pozo.

Los registros fueron evaluados en profundidad SSTVD, donde la relación de espesores de las unidades, no se encuentran exagerados por efecto de la profundidad MD, siendo proyectados a la vertical identificando espesores verticales de cada tipo litológico.

En la fase inicial de esta etapa, se identificaron las principales secuencias sedimentarias presentes en toda la sección que durante las perforaciones direccionales, fue perfilada con herramienta ARC de la tecnología LWD de la empresa Schlumberger D&M.

Para identificar las distintas secuencias sedimentarias, se realizó un apilamiento definiendo límites de conjuntos litológicos que presentan una tendencia definida en la respuesta del registro GR, tal como se identifica en la Figura 4.2, donde dos paquetes litológicos fueron establecidos por la clara diferencia de respuesta en el registro GR del pozo “1ST”, el cual está relacionado con una tendencia granulométrica específica.

Para cada una de las secuencias se realizó una respectiva descripción tanto de las características de la secuencia como del marco sedimentario general en que estas fueron depositadas.

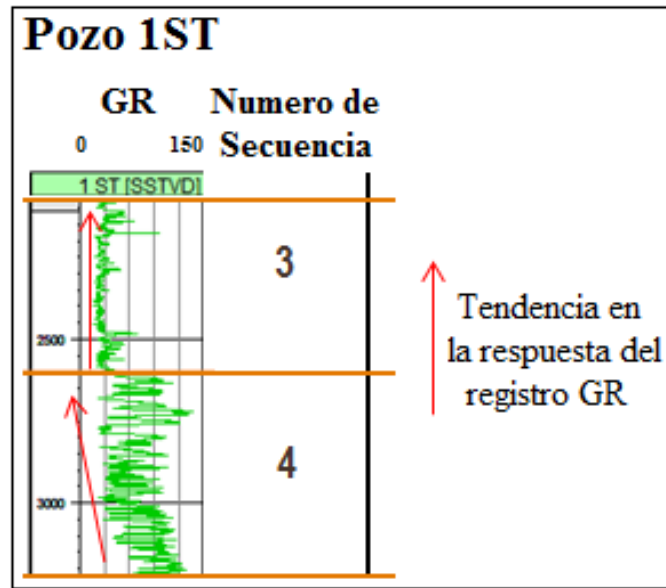


Fig. 4.2. Ejemplo de identificación y apilamiento de secuencias sedimentarias en el pozo 1ST presente en el área de estudio. El apilamiento fue realizado a partir de las diferencias en tendencias de la respuesta del registro GR para el pozo

Para cada secuencia, se determinó el espesor total, y el porcentaje de los principales tipos litológicos que presenta, identificando además la distribución de cada tipo litológico dentro de la secuencia, lo cual permitió establecer las relaciones existentes entre el conjunto de tipos litológicos con respecto a parámetros de perforación.

Para establecer la relación de parámetros de perforación respecto a las secuencias sedimentarias perforadas en el área de estudio, se identificaron las distintas tendencias que presenta el registro de ROP, definiendo la relación con las tendencias en la respuesta del registro GR de las distintas secuencias.

También se adquirió experiencia en tres perforaciones realizadas en el área de estudio (Pozos 1OH, 1ST y 3), donde se logró definir la relación entre otros parámetros de perforación y cada tipo litológico perforado. Los parámetros de perforación evaluados son: ROP, WOB, presión diferencial del lodo de perforación y RPM de la rotación suministrada a la sarta de perforación.

4.5 Identificación y correlación general de unidades U1S y U2 a partir de registros GR y SP en profundidad SSTVD de pozos perforados en el área de estudio

Durante las perforaciones direccionales, geólogos de pozo de PDVSA realizan la correlación del registro GR adquirido durante la perforación respecto a registros de pozos vecinos, estableciendo los topes de las distintas unidades estratigráficas perforadas. En esta fase de la investigación, se identificaron las unidades U1S y U2 y se definieron y redefinieron sus límites de tope y base en cada uno de los pozos presentes en el área de estudio, para lo cual se aplicaron los registros GR y SP.

Entre los pozos presentes en el área de estudio, en diez de ellos se contó con los registros gráficos del pozo en digital generados al momento de la perforación (Ver Apéndice B donde se indican los pozos que contienen registros digitales), en los cuales se identifican los topes de las distintas unidades perforadas en el área de interés establecidas por el geólogo de pozo de PDVSA. Como paso inicial en la identificación de las unidades de interés en este trabajo se realizó una revisión de los registros digitales de los diez pozos que los contienen, identificando la respuesta de GR para las unidades U1S y U2 definidas en cada pozo así como sus límites verticales; un ejemplo se puede identificar en la Figura 4.3.

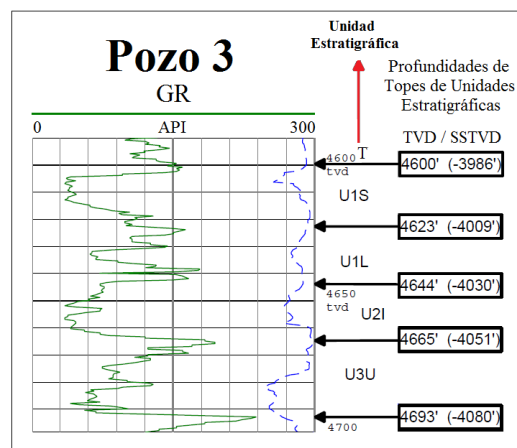


Fig. 4.3. Registro GR del Pozo 3 presente en el área de estudio identificando topes de unidades U1S y U2I correlacionados por geólogo de pozo de PDVSA durante la perforación

En la mayoría de los diez pozos correlacionados por geólogos de PDVSA, fue definida la base de la Formación Oficina en contacto con la Formación Merecure como el tope de la Unidad U2, por lo cual en la descripción estratigráfica de la Unidad U2 se definió el tipo de contacto entre ambas formaciones.

El siguiente paso consistió en verificar y validar la correlación de las unidades definidas entre los diez pozos en conjunto.

En algunos pozos fueron redefinidas las unidades estratigráficas así como también el tope y la base de dichas unidades. En la Figura 4.4 se identifican ejemplos de pozos correlacionados por geólogos de PDVSA, en los que se redefinieron las unidades de interés.

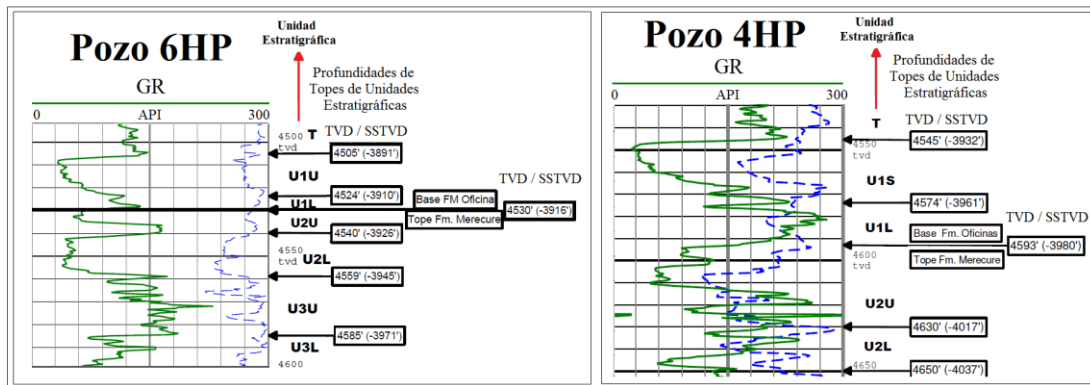


Fig. 4.4. Ejemplo de pozos correlacionados por geólogos de PDVSA que requirieron redefinir unidades

En la definición de la Unidad U1 por otros geólogos, se identificó que esta fue dividida en U1S y U1U las cuales son lateralmente equivalentes, y una tercera, la Unidad U1L infrayacente a las anteriores pero que no es de interés en este trabajo, sin embargo, cabe destacar que la Unidad U1L corresponde a un cuerpo de bajo espesor y GR bajo (Ver Figura 4.4), que se encuentra presente en todos los pozos. Las unidades U1S y U1U no presentan variación en la respuesta GR, por lo cual es este trabajo, la unidad fue simplificada solo a la nomenclatura U1S la cual fue utilizada en la mayoría de los diez pozos en los que otros geólogos definieron previamente las unidades estratigráficas durante la perforación.

Respecto a la Unidad U2, infrayacente a la Unidad U1L, se identificó que de igual manera, esta fue dividida en U2U y U2L, las cuales en la mayoría de los pozos se identifica que corresponde a dos cuerpos de alto espesor con bajo GR, considerado como arenas. A criterio personal de correlación, en pozos como el 6HP (Ver Figura 4.4) se identifica que la Unidad U2U fue definida dentro de la Unidad U1L, y en pozos como el 4HP (Ver Figura 4.4) la Unidad U2L fue definida dentro de la Unidad U3. Debido a esta inconsistencia en la correlación de las unidades U2U y U2L tal y como fueron definidas en pozos durante la perforación, en este trabajo se simplificó la nomenclatura a U2 para referirse exclusivamente al primer cuerpo arenoso (con bajo valor de GR) con espesor promedio de 25 pies que se encuentra infrayacente y directamente en contacto con la Unidad U1L, refiriéndose también con la nomenclatura a todas las variaciones laterales de electrofacies que puedan estar presentes dentro de la unidad respecto al cuerpo arenoso mencionado.

Finalmente, luego de haber validado y redefinido las unidades estratigráficas de interés en los registros de pozos correlacionados por geólogos de PDVSA, se procedió a correlacionar el resto de los pozos.

El tope y la base para las unidades U1S y U2 fue definido en lutitas que limitan a las arenas de la unidad, las cuales fueron identificadas por la alta respuesta en registros GR que reflejan la alta radioactividad de las lutitas.

El criterio de correlación para la definición del tope y la base en los registros de pozos fue aplicado en base al método de correlación por capas marcadoras establecido por Walker & James (1992).

4.6 Elaboración del modelo estructural de las unidades petrolíferas U1S y U2 en el área de estudio del Campo Dobokubi

Para la interpretación estructural de las unidades U1S y U2 se realizaron mapas estructurales del tope y base de cada unidad, donde se identifica en planta a partir de las curvas estructurales la morfología del tope y las principales estructuras

presentes asociadas a un determinado régimen de deformación en que fueron generadas en el pasado geológico.

También se generaron secciones de correlación estructural donde se identifica verticalmente la geometría y la relación estructural entre las dos unidades correlacionadas.

Finalmente se elaboró un modelo estructural en tres dimensiones donde se visualiza tanto vertical como lateralmente la geometría del tope y base de ambas unidades y las distintas estructuras presentes.

4.6.1 Generación de mapas estructurales de tope y base de las unidades U1S y U2

Méndez (2011), en su guía “Métodos de Subsuelo”, presenta una metodología aplicada en la generación de mapas estructurales del tope de unidades estratigráficas a partir de pozos verticales, en la cual se deben representar cada uno de los pozos en un mapa base (Vista horizontal), cabe destacar que cada pozo proyectado en vista horizontal, estará representado por un punto, en el cual además se debe identificar la profundidad a la cual estos pozos intersectan al tope de la unidad estratigráfica; finalmente se trazan las curvas de igual profundidad o curvas estructurales, para lo cual se realiza una interpolación entre las profundidades de los pozos, con el propósito de obtener la mayor cantidad de puntos que permitan mayor exactitud en el trazado de las curvas.

En este trabajo la metodología aplicada tiene una modificación de la utilizada por Méndez (2011), ya que de los pozos presentes en el área de estudio que permitieron la elaboración del mapa estructural, solo tres corresponden a pozos verticales, siendo los restantes pozos direccionales.

Inicialmente en mapa base (vista horizontal) con retícula de coordenadas, se representaron cada uno de los pozos que proporcionan los datos necesarios para la elaboración del mapa estructural (Ver Figura 4.5).

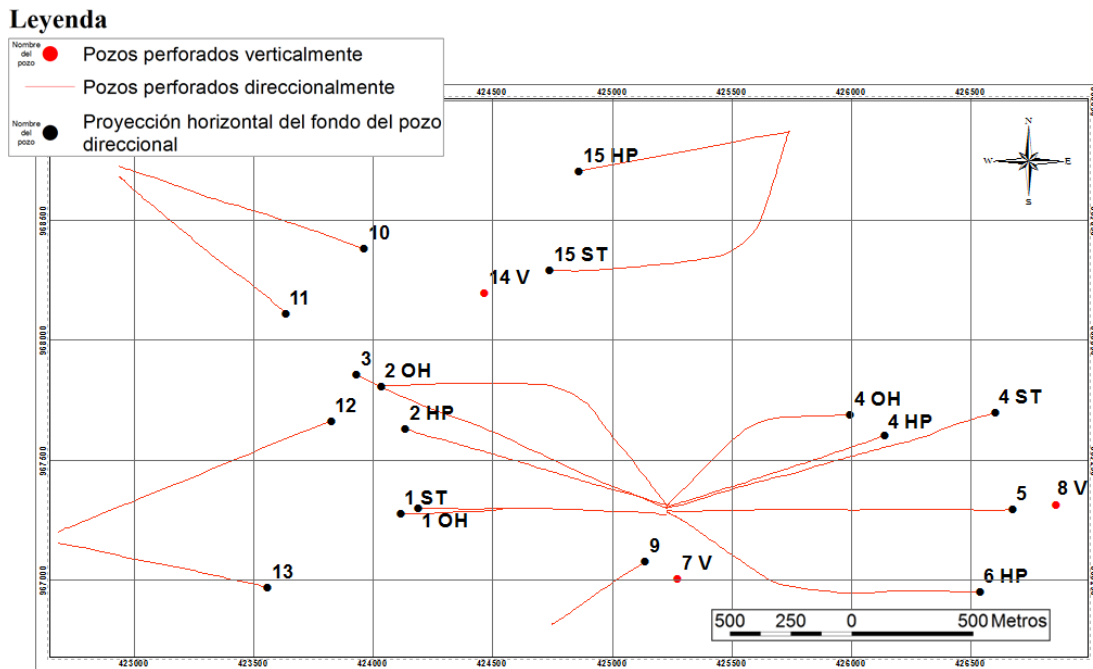


Fig. 4.5. Mapa base donde se encuentran representados los pozos en el área de estudio

Para la representación de los pozos se utilizó el programa ArcGis 9.3, el cual corresponde a un potente programa dentro de los Sistemas de Información Geográfica (GIS) utilizando el sistema de proyección UTM (Siglas en inglés de Universal Transversal Mercator) con sistema de coordenadas La Canoa.

Para pozos verticales la proyección horizontal corresponde a un punto que representa todos los puntos de la trayectoria del pozo desde superficie hasta el fondo.

Para los pozos direccionales, la proyección horizontal en el mapa base viene dada por una línea que representa la unión de todos los puntos cuyas coordenadas corresponden a la proyección horizontal de los puntos donde fueron realizadas mediciones de inclinación y azimut (indicadas en los registros de desviación del pozo) por la herramienta TeleScope de Schlumberger D&M durante la perforación de estos pozos (Herramienta MWD). El siguiente paso, luego de la representación de cada pozo, fue indicar en el mapa base la ubicación de la proyección horizontal del punto de intersección entre el pozo y la superficie a la cual se quiere representar en el mapa, ya sea el tope o la base de las unidades U1S y U2, expresando también la profundidad de intersección (Ver Figura 4.6).

Las profundidades fueron expresadas en SSTVD ya que para lograr representar correctamente la estructura de una superficie en el subsuelo, todas las profundidades de la superficie deben estar amarradas o medidas respecto a un mismo nivel de referencia, que en este caso corresponde con el nivel del mar (Méndez, 2011).

Para pozos verticales el punto de intersección con la superficie que limita a la unidad en el subsuelo viene dado por las coordenadas de superficie, el cual representa todos los puntos del pozo.

Por otro lado, para los pozos direccionales, fueron requeridos cálculos de interpolación básica para identificar en vista horizontal el punto de intersección de los pozos con una determinada superficie en el subsuelo (tope o base de las unidades de interés), para lo cual fue necesaria la aplicación de los registros de desviación de cada pozo (Ver Apéndice C).

Como paso inicial del proceso, se identificó en registros GR la profundidad a la cual fueron definidos el tope y la base de las unidades U1S y U2. Luego, en los registros de desviación se identificaron dos puntos de mediciones de dirección e inclinación, tales que, entre las profundidades respectivas a estos puntos, se encuentre la profundidad del tope o base de la unidad. A partir de las profundidades de los puntos del registro de desviación y de sus coordenadas respectivas se realizó una interpolación de la profundidad conocida del punto de intersección del pozo con la superficie a la que se quiere realizar el mapa estructural, para finalmente obtener las coordenadas de dicho punto de intersección.

En el Apéndice C se pueden identificar tablas que reflejan las interpolaciones realizadas por cada pozo para determinar las coordenadas de la proyección horizontal del punto de intersección del pozo con cada superficie límite de las unidades de interés, donde la ecuación utilizada corresponde a la fórmula de interpolación lineal de Newton, la cual se aplicó para el cálculo de las coordenada (coordenada “X” o Norte y coordenada “Y” o Este) por separado (Ver Ecuaciones 4.1 y 4.2).

$$\text{Coordenada X de la proyección horizontal del punto de intersección del pozo con el tope o base de la unidad} = \left[\frac{\left(\begin{array}{c} \text{Profundidad MD del tope o base de la unidad en el pozo} \\ \text{Profundidad MD del survey final para interpolar} \end{array} - \frac{\left(\begin{array}{c} \text{Profundidad MD del survey inicial para interpolar} \\ \text{Profundidad MD del survey inicial para interpolar} \end{array} \right)}{\left(\begin{array}{c} \text{Profundidad MD del survey final para interpolar} \\ \text{Profundidad MD del survey inicial para interpolar} \end{array} \right)} \right] \times \left(\begin{array}{c} \text{Coordenada X del survey final} \\ \text{Coordenada X del survey inicial} \end{array} - \text{Coordenada X del survey inicial} \right) + \text{Coordenada X del survey inicial}$$

Ecuación 4.1. Formula de interpolación de Newton para cálculo de la coordenada “X” de la proyección horizontal del punto de intersección entre un pozo y el tope o base de una unidad

$$\text{Coordenada Y de la proyección horizontal del punto de intersección del pozo con el tope o base de la unidad} = \left[\frac{\left(\begin{array}{c} \text{Profundidad MD del tope o base de la unidad en el pozo} \\ \text{Profundidad MD del survey final para interpolar} \end{array} - \frac{\left(\begin{array}{c} \text{Profundidad MD del survey inicial para interpolar} \\ \text{Profundidad MD del survey inicial para interpolar} \end{array} \right)}{\left(\begin{array}{c} \text{Profundidad MD del survey final para interpolar} \\ \text{Profundidad MD del survey inicial para interpolar} \end{array} \right)} \right] \times \left(\begin{array}{c} \text{Coordenada Y del survey final} \\ \text{Coordenada Y del survey inicial} \end{array} - \text{Coordenada Y del survey inicial} \right) + \text{Coordenada Y del survey inicial}$$

Ecuación 4.2. Formula de interpolación de Newton para cálculo de coordenada “Y” de la proyección horizontal del punto de intersección entre un pozo y el tope o base de una unidad

Una vez representados en el mapa base, los puntos de intersección entre los pozos y el tope o base de las unidades U1S y U2 y luego de indicar en cada punto la profundidad de intersección en SSTVD, se procedió a generar las curvas de igual profundidad o curvas estructurales. Para esto inicialmente se utilizó la aplicación de interpolación automática del programa “Surfer 10” el cual requiere para generar la interpolación y generación de las curvas los valores de coordenada “X”, Coordenada “Y” y profundidad del tope o base de la unidad estratigráfica en TVDSS; estos valores se encuentran organizados en tablas en el Apéndice D.

Posterior a la interpolación generada por el programa, el resultado fue exportado como imagen JPG para ser importado en el programa “ArcGis 9.3”, donde las curvas estructurales fueron digitalizadas y editadas para la generación del mapa estructural final.

En las curvas estructurales generadas por el programa “Surfer 10”, se identificaron anomalías en las curvas, por lo cual se requirió realizar una modificación en las curvas para ajustarlas dentro del marco geológico coherente del área de estudio.

Fueron realizados en total tres mapas estructurales:

- **Unidad U1S:** fue realizado un mapa para el tope de esta unidad, no fue realizado mapa exactamente en la base de la unidad, ya que como se podrá comprender durante la lectura del Capítulo V de Resultados y Discusión, el principal interés dentro de esta unidad se encuentra hacia el tope, por lo cual la siguiente superficie de tope a base para la cual se generó un mapa estructural corresponde directamente con el tope de la Unidad U2, agrupándose en un mismo intervalo estructural las unidades U1S y U1L.
- **Unidad U2:** para esta unidad fueron realizados dos mapas estructurales, uno para el tope de la unidad (corresponde con la base del intervalo U1S/U1L), y un mapa para la base.

4.6.2 Elaboración de modelo estructural en tres dimensiones para las unidades U1S y U2

Un modelo estructural en tres dimensiones fue elaborado con el propósito de identificar tanto lateral como verticalmente, la geometría y relación estructural que presentan las unidades estratigráficas U1S y U2.

Para la elaboración de este modelo estructural fue el programa ArcGis 9.3 donde a partir de las curvas estructurales de cada mapa estructural de tope y base generado previamente para las unidades U1S y U2, y los valores de profundidad de cada curva, el programa es capaz de generar a partir de la aplicación ArcScene un modelo tridimensional para cada superficie que limitan a las unidades estratigráficas mencionadas.

En este modelo estructural fueron identificadas con mayor claridad y en las tres direcciones espaciales cuales son las principales estructuras que presentan las unidades, se identificaron las zonas donde las unidades presentan desplazamientos verticales como consecuencia de la acción de fallas estructurales.

4.6.3 Elaboración de secciones de correlación estructural de unidades U1S y U2

Una vez identificadas las unidades estratigráficas U1S y U2 y definidos el tope y la base de dichas unidades en los registros GR de cada pozo (Ver 4.5 Identificación y correlación general de unidades U1S y U2 a partir de registros GR y SP en profundidad SSTVD de pozos perforados en el área de estudio), y luego de haber realizado los mapas estructurales para las unidades U1S y U2, se seleccionaron secciones de correlación estructural que representen verticalmente las principales estructuras identificadas en los mapas.

Al referirnos a la vista horizontal de la sección de correlación de pozos verticales, nos referimos a una única línea que representa a todas las intersecciones de la sección vertical de correlación con las distintas superficies que limitan a las unidades estratigráficas en el subsuelo, las cuales al ser proyectadas en un plano horizontal, quedaran todas solapadas en una misma línea. En este trabajo, donde los pozos correlacionados son pozos direccionales, al referirse a la vista horizontal de correlación de pozos para las unidades U1S y U2, se está haciendo referencia a la línea que une a los puntos de intersección de cada pozo correlacionado con el tope de la unidad correspondiente (Ver Figura 4.8).

Cabe destacar, que para pozos direccionales, cada límite de correlación de las unidades estratigráficas en el subsuelo, no se encuentran necesariamente solapadas al ser proyectadas en un plano horizontal, esto depende de la sección de perforación del pozo.

En la sección vertical del pozo, los límites de correlación serán solapados en vista horizontal, sin embargo, en las secciones de construcción de ángulo y secciones horizontales del pozo, los límites de correlación tendrán desplazamiento horizontal debido al desplazamiento lateral de los pozos (Ver Figura 4.8).

Leyenda

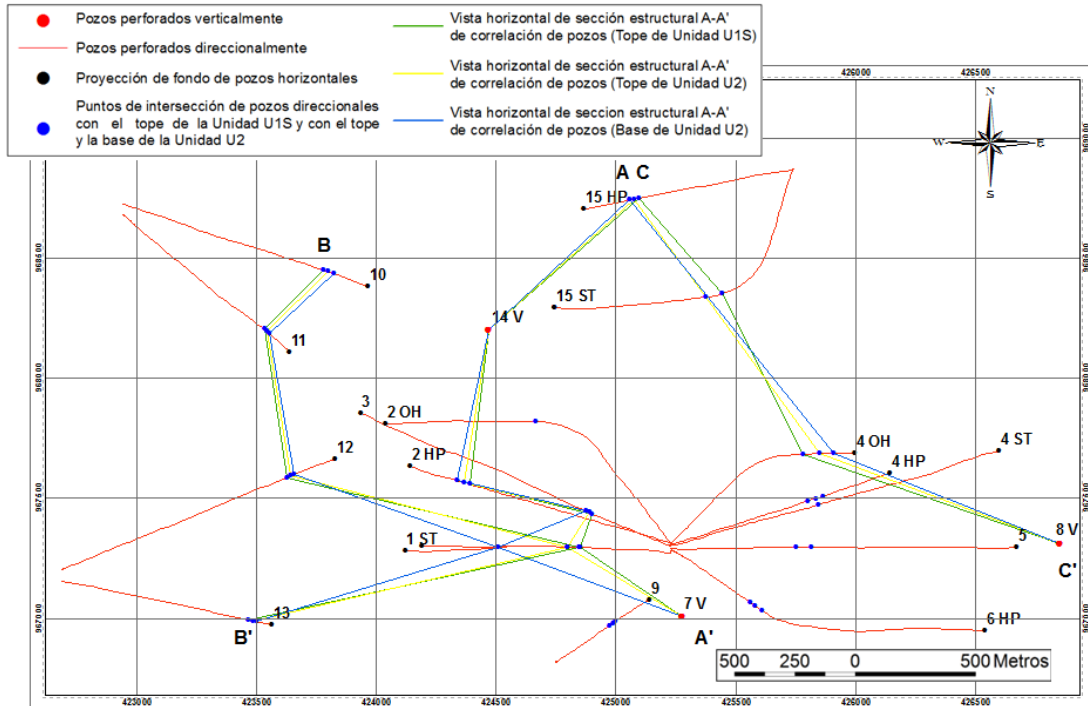


Fig. 4.8. Vista horizontal de las secciones de correlación estructural seleccionadas (B-B', A-A' y C-C')

Una vez seleccionadas las secciones estructurales de correlación de pozos a realizar, en el programa Petrel, donde fueron desplegados todos los registros de pozos a partir de los archivos .Las con valores de las propiedades de la roca como GR y resistividad, y los registros de desviación, con valores de inclinación y acimut del pozo, se procedió a amarrar o a ajustar verticalmente todos los pozos a una misma profundidad o nivel de referencia estructural (datum estructural), lo cual permite identificar la estructura real que presentan las unidades en el subsuelo.

Finalmente, fueron unidos con rectas todos los tope y bases de las unidades U1S y U2 previamente definidas (Ver 4.5 Identificación y correlación general de unidades U1S y U2 a partir de registros GR y SP en profundidad SSTVD de pozos perforados en el área de estudio).

4.7 Elaboración del modelo estratigráfico de las unidades petrolíferas U1S y U2 en el área de estudio del Campo Dobokubi

Para la interpretación estratigráfica de las unidades U1S y U2, se realizaron mapas de electrofacies combinados con mapas isópacos de espesor neto de arenas de dichas unidades, mapas de espesor de arena neta petrolífera y mapas de volumen de arcilla (en porcentaje) en las arenas. Los distintos mapas estratigráficos generados fueron generados con el propósito de identificar en vista horizontal, la geometría y variación de las distintas facies sedimentarias presentes en cada unidad, interpretadas a partir de las agrupaciones de electrofacies, así como la distribución lateral de los mejores espesores de arena neta y de arena neta petrolífera en las distintas facies de las unidades estratigráficas de interés. Los mapas de volumen de arcilla de las distintas unidades, fueron realizados para identificar la distribución lateral del contenido de arcilla en las distintas arenas de la unidad, identificando a su vez a partir del contenido de arcilla, en forma indirecta, la distribución lateral de las arenas más limpias, por lo tanto con mejores características petrofísicas para la acumulación y flujo de hidrocarburos.

Se generaron secciones de correlación estratigráfica donde se identifican lateral y verticalmente las variaciones de facies, y la geometría de los distintos cuerpos arenosos así como también la distribución vertical de las acumulaciones de hidrocarburo en las distintas arenas.

4.7.1 Generación de mapas combinados de electrofacies e isópaco de arena neta objetivo para las unidades U1S y U2

Para la elaboración de los mapas de electrofacies de las unidades U1S y U2, luego de representar en un mapa base para cada unidad estratigráfica, la proyección horizontal de los puntos de intersección entre los pozos y el tope de la unidad respectiva (ver metodología aplicada en la generación de los mapas estructurales de las unidades U1S y U2); el paso siguiente es indicar en cada punto de intersección,

las electrofacies correspondientes a cada unidad y el espesor neto de la principal arena objetivo, para lo cual se representó en mapa la respuesta de GR en cada pozo y el espesor de arena medido en esta respuesta (Ver Figura 4.9).

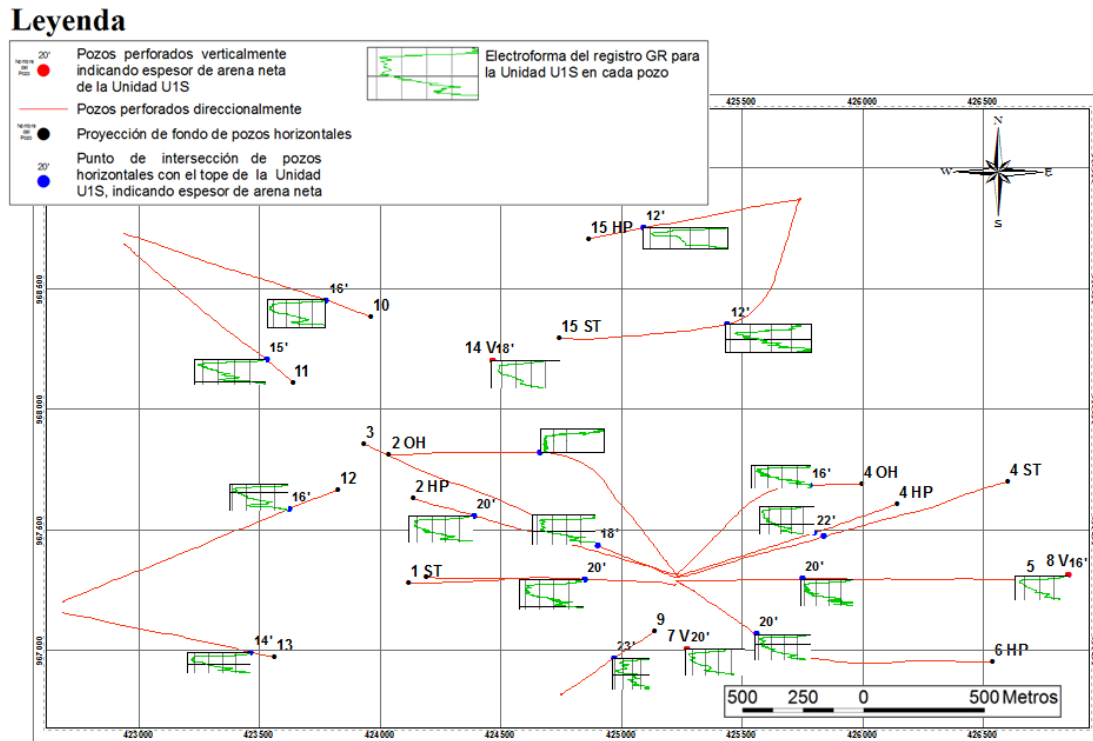


Fig. 4.9. Representación en vista horizontal de puntos de intersección de pozos con tope de Unidad U1S indicando electrofacies y espesor neto de la arena objetivo de la unidad para cada pozo.

Para la medición del espesor neto de arena en la respuesta de registros GR para cada unidad estratigráfica, se estableció un límite en el valor del registro que discrimine entre arenas y arcillas dentro de la unidad (Línea de corte de arcillas o “Cut-off), midiendo solo el espesor vertical del intervalo continuo discriminado como arena.

La línea de corte de arcillas fue establecida en el valor medio en la respuesta GR, para lo cual se debe inicialmente ubicar el valor mínimo (línea de arena limpia) y

el valor máximo (línea de máxima arcillosidad) de GR presente en el registro, para finalmente ubicar el valor medio entre ambos (Ver Figura 4.10).

Los distintos espesores de arena neta en las unidades U1S y U2, intersectadas por los pozos, se encuentran organizados en tablas en el Apéndice E, donde se observan cada una de las características medidas o calculadas y que caracterizan a las principales arenas yacimiento intersectadas en cada pozo presente en el área de estudio.

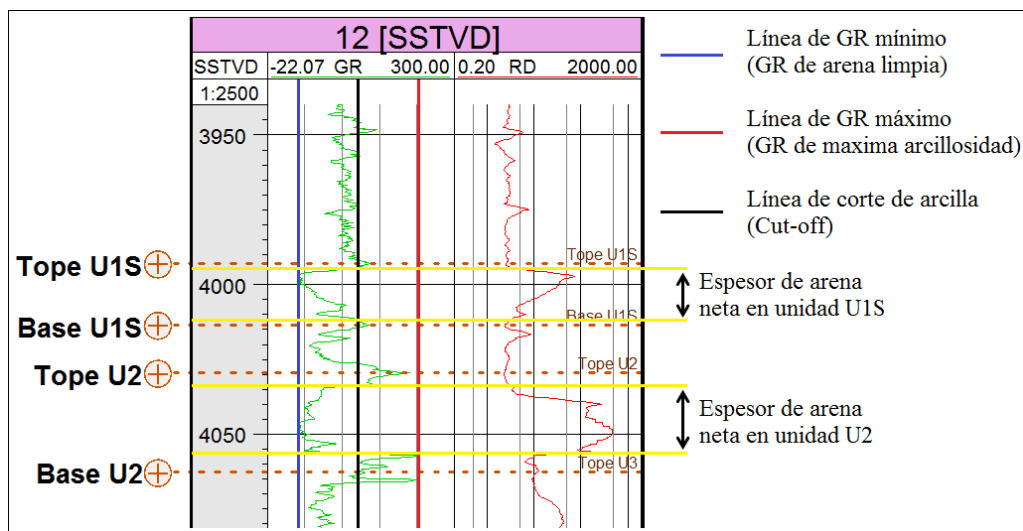


Fig. 4.10. Ejemplo de cálculo del espesor de arena neta en el pozo 12 del área de estudio

En este trabajo, al elaborar el mapa isópaco de arena neta, solo se representaron aquellas arenas continuas verticalmente que presentan espesores mayores a 10 pies (inclusive si lateralmente presentan variaciones de espesor) para las cuales la perforación direccional tendrá menores dificultades durante la geonavegación en el cuerpo arenoso.

Luego de identificar las electrofacies y espesores netos de arena para las unidades U1S y U2 en el mapa respectivo, se realizó una sectorización o asociación lateral de conjuntos de electrofacies, para lo cual en el programa ArcGis 9.3 se delinearón los límites o contornos para cada una de las asociaciones agrupando

respuestas del registro GR de cada pozo, que presentan características o morfologías similares.

Las distintas asociaciones de electrofacies están relacionadas a un determinado ambiente sedimentario, el cual fue interpretado tomando en cuenta tres aspectos en consideración:

- La geometría que presenta la asociación de electrofacies lateralmente y que está asociada a la forma en vista horizontal que presentan los depósitos de un determinado ambiente sedimentario.
- La morfología de la respuesta en el registro GR para la unidad representada en el mapa, la cual representa la respuesta característica que define a la asociación, y que está estrechamente vinculada a la variación vertical y tipo de sedimentos depositados, y que están asociados a un determinado ambiente sedimentario.
- La relación lateral entre las distintas asociaciones de electrofacies asociadas a la relación genética de ambientes sedimentarios adyacentes.
- Las variaciones de lateral de espesores y geometría en sección vertical de las distintas arenas pertenecientes a cada una de las asociaciones de electrofacies de las unidades estratigráficas U1S y U2.

Luego de delimitar las asociaciones laterales de electrofacies, se procedió a generar las curvas de igual espesor de arena neta o curvas isópacas. Para esto, a partir de los puntos de intersección de cada pozo con el tope de la unidad respectiva según el mapa, se trazaron manualmente todas las curvas isópacas, uniendo los puntos de igual espesor, e interpolando los distintos espesores en cada pozo, con el propósito de obtener la mayor cantidad de puntos que permitan mayor exactitud en el trazado de las curvas. Para la elaboración de las curvas isópacas, se utilizó el programa ArcGis 9.3, donde mediante la aplicación de digitalización y edición, se logró trazar y editar cada curva.

4.7.2 Elaboración de secciones de correlación estratigráfica de unidades U1S y U2

Una vez identificadas las unidades estratigráficas U1S y U2 y definidos el tope y la base de dichas unidades en los registros GR de cada pozo (Ver 4.5 Identificación y correlación general de unidades U1S y U2 a partir de registros GR y SP en profundidad SSTVD de pozos perforados en el área de estudio), y luego de haber realizado los mapas de electrofacies para las unidades U1S y U2, se seleccionaron secciones de correlación estratigráfica que representen las relaciones laterales y verticales de los distintos cuerpos sedimentarios correspondientes a las distintas asociaciones de electrofacies de la unidad respectiva, identificando los cambios de facies, la geometría y variaciones de espesores.

En la Figura 4.11 se puede identificar la vista horizontal de las distintas secciones de correlación estratigráfica de las unidades U1S y U2 seleccionadas. En vista horizontal, las distintas secciones estratigráficas están representadas por líneas que unen a los puntos de intersección de cada pozo correlacionado con el tope de la unidad correspondiente.

Las secciones fueron establecidas con el propósito de identificar las relaciones estratigráficas en la dirección de la sedimentación y en la dirección perpendicular o transversal a la sedimentación.

Las secciones en la dirección de sedimentación permitieron identificar la continuidad longitudinal de los cuerpos sedimentarios y su relación con la acumulación de hidrocarburos.

En cuanto a las secciones en la dirección perpendicular a la sedimentación, estas permitieron visualizar las variaciones laterales de asociaciones de electrofacies así como comparar cada asociación respecto a la presencia de hidrocarburos.

Leyenda

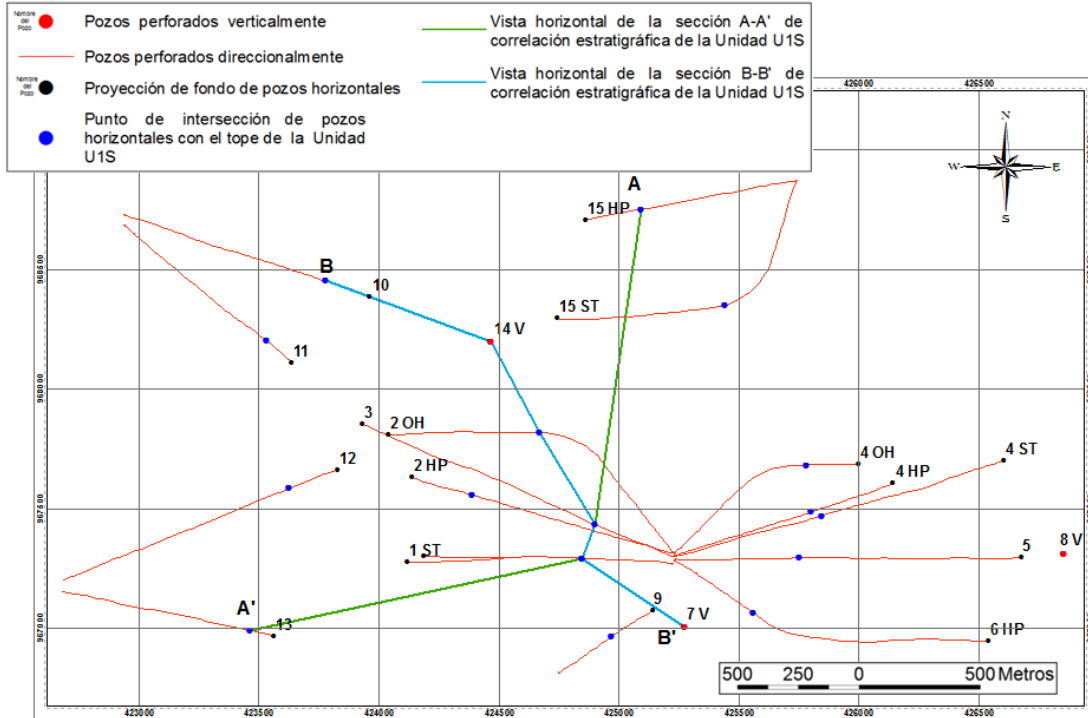


Fig. 4.11. Vista horizontal de las secciones de correlación estratigráfica seleccionadas para la Unidad U1S (A-A' y B-B')

Fueron realizadas cuatro secciones de correlación estratigráfica, dos para la Unidad U1S y dos para la Unidad U2. Las secciones estratigráficas fueron seleccionadas para cada unidad por separado, ya que la dirección de sedimentación de una unidad estratigráfica, no necesariamente corresponde con la misma dirección de sedimentación de otra unidad.

Una vez seleccionadas las secciones de correlación de pozos a realizar, en el programa Petrel, donde fueron desplegados todos los registros de pozos a partir de los archivos .Las y los registros de desviación, se procedió a amarrar o a ajustar verticalmente todos los pozos a una mismo datum estratigráfico, el cual corresponde con un marcador clave que es correlacionable en todos los pozos y que representa un evento depositacional regional. Luego fueron unidos con rectas todos los topos y bases de las unidades U1S y U2 previamente definidas y finalmente en cada unidad estratigráfica, se delimitaron las distintas asociaciones de facies que fueron definidas

en el mapa de electrofacies, identificando la geometría de los distintos cuerpos sedimentarios.

4.7.3 Elaboración de mapas de espesor de arena neta petrolífera

El propósito fundamental de los mapas de espesor de arena neta petrolífera fue establecer una relación en la distribución lateral de acumulaciones de hidrocarburos respecto a la geometría y distribución de las distintas asociaciones de electrofacies presentes en la unidad de interés y en los principales cuerpos arenosos con características de yacimiento.

Para la elaboración de los mapas de arena neta petrolífera de las unidades U1S y U2, luego de representar en un mapa base para cada unidad estratigráfica, la proyección horizontal de los puntos de intersección entre los pozos y el tope de la unidad respectiva (ver metodología aplicada en la generación de los mapas estructurales de las unidades U1S y U2); el paso siguiente es indicar en cada punto de intersección, el espesor de arena neta petrolífera medido a partir de una evaluación del registro de resistividad respecto al registro de GR (Ver valores de espesores de arena neta petrolífera en Apéndice E).

La medición del espesor de arena neta petrolífera solo se realizó para aquellas arenas que presentan un espesor de arena neta mayor a 10 pies (Ver Elaboración de mapas isópacos de arena neta), solo estas arenas fueron representadas en los mapas isópacos, las demás fueron clasificadas como arenas de baja calidad por presentar muy bajos espesores, los cuales presentan altas dificultades para ser perforados.

El espesor de arena neta petrolífera medido, corresponde con el intervalo del espesor de arena neta que presenta una alta respuesta en el registro de resistividad (Ver Figura 4.12). La alta respuesta de resistividad es un indicador de la presencia de hidrocarburos en la roca, esto se debe a que el petróleo es bastante resistivo al flujo de corriente.

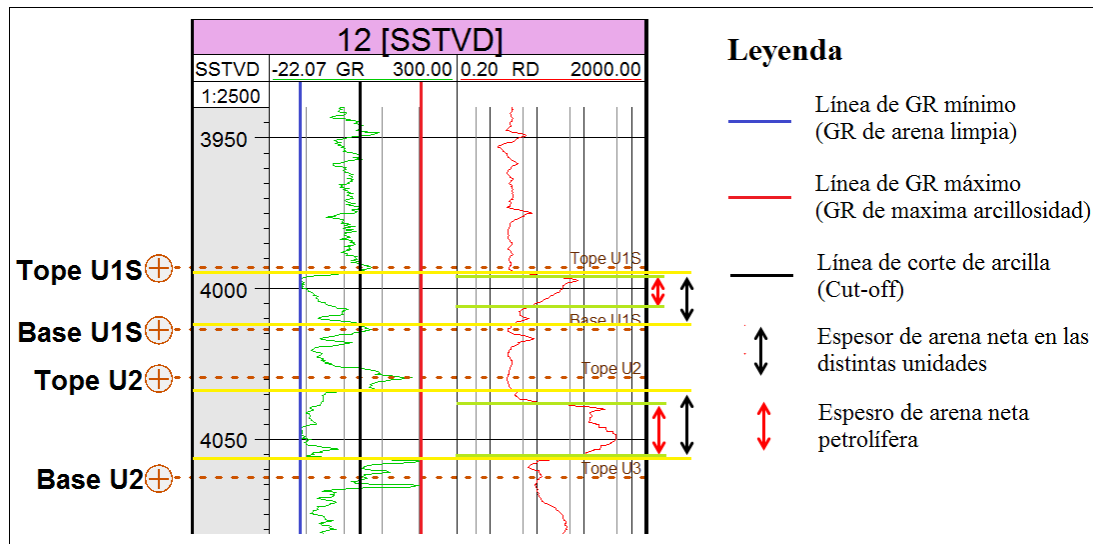


Fig. 4.12. Ejemplo de cálculo del espesor de arena neta petrolífera en el pozo 12 del área de estudio

Una vez representados en el mapa base, los puntos de intersección entre los pozos y el tope de las unidades U1S y U2 y luego de indicar en cada punto el espesor medido de pies de arena neta petrolífera, se procedió a generar las curvas isópacas de igual espesor de arena neta petrolífera mediante una interpolación manual y con criterio geológico.

Las curvas isópacas fueron generadas a partir de los puntos de intersección de cada pozo con el tope de la unidad respectiva según el mapa, se trazaron manualmente todas las curvas, uniendo los puntos de igual espesor, e interpolando los distintos espesores en cada pozo, con el propósito de obtener la mayor cantidad de puntos que permitan una mayor exactitud en el trazado de las curvas de igual espesor de arena neta petrolífera.

Para la elaboración de las curvas isópacas, se utilizó el programa ArcGis 9.3, donde mediante la aplicación de digitalización y edición, se logró trazar y editar cada curva.

4.7.4 Elaboración de mapas de volumen de arcilla (Vsh) en porcentaje contenido en arenas de las unidades U1S y U2

El principal propósito en la elaboración de mapas de volumen de arcilla, fue identificar dentro de los distintos cuerpos arenosos de las unidades U1S y U2, cual es la distribución de las arenas más limpias, es decir, con menor contenido de arcilla. Este es un factor importante que fue tomado en cuenta junto con la evaluación integrada de todas las características de los principales cuerpos arenosos, para lograr establecer las mejores trayectorias para perforaciones direccionales en las unidades U1S y U2 a lo largo de aquellas arenas que presenten acumulación de hidrocarburos y las mejores características para el flujo del mismo.

Para la elaboración de los mapas de volumen de arcilla contenido en las arenas de las unidades U1S y U2, luego de representar en un mapa base para cada unidad estratigráfica, la proyección horizontal de los puntos de intersección entre los pozos y el tope de la unidad respectiva (ver metodología aplicada en la generación de los mapas estructurales de las unidades U1S y U2); el paso siguiente es indicar en cada punto de intersección, el volumen de arcilla calculado en porcentaje contenido en los distintos cuerpos arenosos intersectados por los pozos.

El volumen de arcilla es calculado a partir del registro GR de cada pozo, aplicando una fórmula básica para dicho cálculo (Schlumberger, 1972) la cual se presenta en la Ecuación 4.3.

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Ecuación 4.3. Fórmula para el cálculo de volumen de arcilla a partir de valores identificados en registros GR de cada pozo (Schlumberger, 1972)

Dónde:

GR_{log} : Valor de GR en la arena de la Unidad U1S o U2 a la cual se le quiere calcular el Vsh.

GR_{min} : Valor mínimo de GR, correspondiente al valor de GR para las arenas limpias.

GR_{max} : Valor máximo de GR, correspondiente al valor de GR de máxima arcillosidad.

I_{GR} : Índice de GR

V_{sh} : Volumen de arcilla

La Ecuación 4.3 es aplicada directamente para calcular a partir del registro de rayos gamma el índice de GR (I_{GR}), varios autores establecen que a partir del I_{GR} se debe realizar una corrección para determinar el V_{sh} (Ver Figura 4.13), otros asumen una correlación lineal entre el índice de arcillosidad y el volumen de arcilla ($V_{sh} = I_{GR}$), la cual fue aplicada en este trabajo.

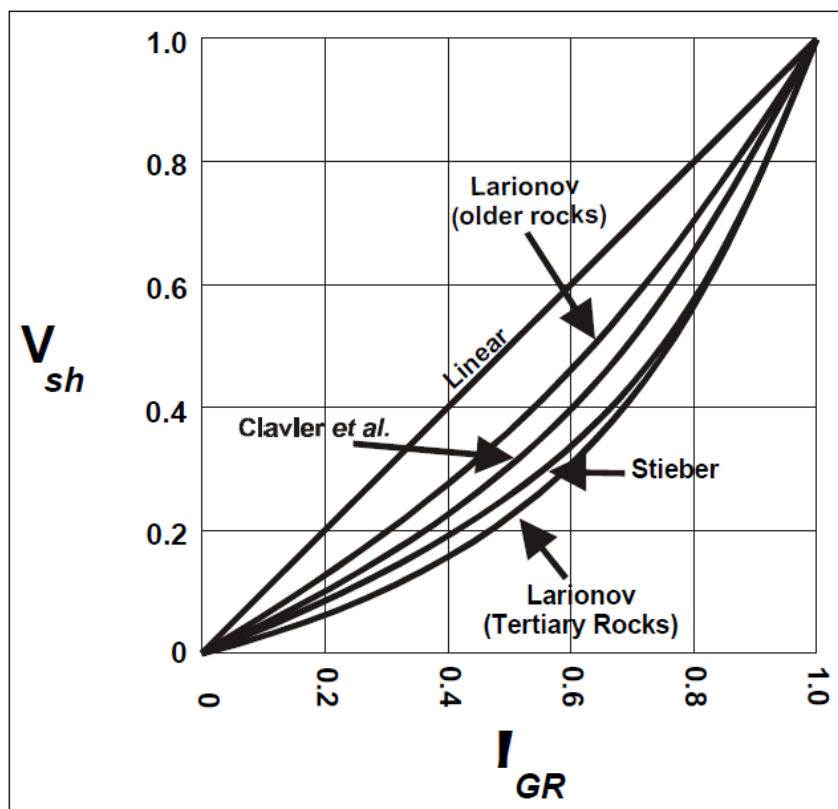


Fig. 4.13. Corrección de índice de arcillosidad (I_{GR}) para determinar volumen de arcilla (V_{sh}).

Antes de aplicar la Ecuación 4.3, se identificaron en los registros de rayos gamma de cada pozo, los valores respectivos de GR mínimo el cual corresponde al indicador de arenas limpias sin contenido relativo de arcilla, el GR máximo asociado

al máximo contenido de arcillosidad en las diferentes unidades litológicas que se presentan en el subsuelo, en las secciones perforadas en el área de estudio, y el valor de GR en las arenas de las unidades U1S y U2 respectivas, que son intersectadas por los distintos pozos presentes en el área de estudio (Ver Figura 4.14), y a las cuales se les quiere calcular el volumen de arcilla que estas contienen, medidos en porcentaje. A pesar de que el cálculo de volumen de arcilla no es un valor exacto, ya que por un lado se considera como arena limpia aquella que presenta menor valor en el registro GR, lo cual no es realmente cierto, pues una arena que presente el más bajo GR no necesariamente es libre de contenido arcilloso; de igual manera no existe completa veracidad en la definición del límite de discriminación entre arcillas y arenas en el registro del subsuelo. Sin embargo el volumen de arcilla a pesar de no ser un valor exacto medido en la roca, es un excelente indicador que se ajusta a la tendencia real.

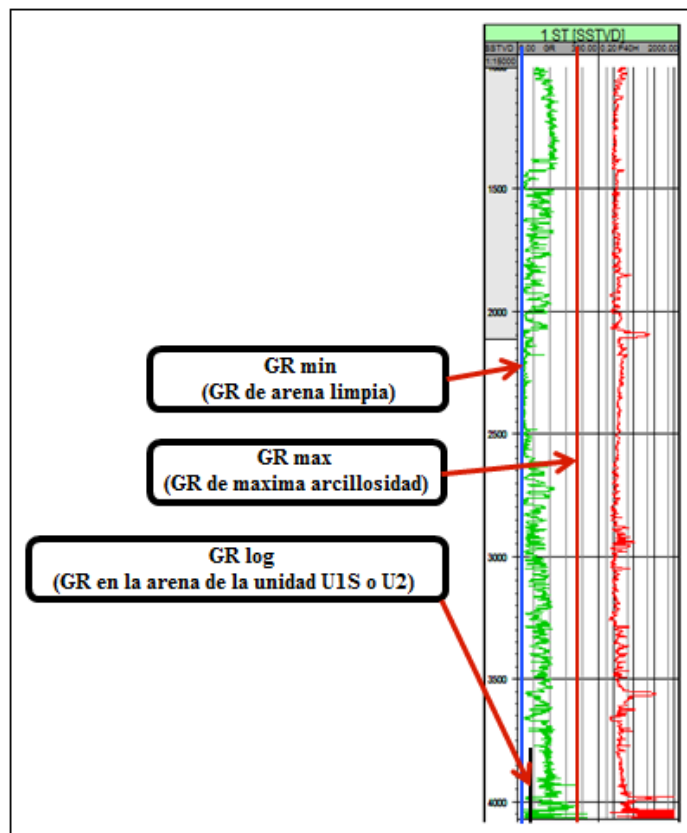


Fig. 4.14. Identificación del GR mínimo, GR máximo y GR de la arena respectiva de las unidades U1S y U2 en el pozo 1ST, a las cuales se les determino el volumen de arcilla

Al aplicar directamente la Ecuación 4.3, el resultado obtenido viene dado como fracción de arcilla, por lo cual este valor para cada pozo fue multiplicado por cien para ser representado en el mapa base en porcentaje de arcilla presente en las arenas.

Una vez representados en el mapa base, los puntos de intersección entre los pozos y el tope de las unidades U1S y U2 y luego de indicar en cada punto el volumen de arcilla en porcentaje contenido por las arenas de cada unidad intersectada por los pozos, se procedió a generar las curvas de igual Vsh. Estas fueron generadas a partir de los puntos de intersección de cada pozo con el tope de la unidad respectiva según el mapa, trazando manualmente cada curva, mediante la unión de los puntos de igual Vsh, e interpolando los distintos Vsh en cada pozo, con el propósito de obtener la mayor cantidad de puntos que permitan mayor exactitud en el trazado de las curvas.

Para la elaboración de las curvas de igual Vsh, se utilizó el programa ArcGis 9.3, donde mediante la aplicación de digitalización y edición, se logró trazar y editar cada curva.

Luego de elaborar todas las curvas de igual Vsh, las principales arenas objetivo de las unidades U1S y U2 fueron clasificadas de acuerdo al porcentaje de arcilla que estas presentan, para lo cual fue aplicado el diagrama de clasificación de arenas establecido por Dott (1964) que se observa en la Figura 4.15, donde las arenas según el contenido de matriz fina se pueden clasificar en arenitas (menos del 10% de matriz fina) y en grauvacas (más del 10% de matriz fina). Aunque la clasificación general de Dott (1964) para las areniscas, en cuanto al contenido de matriz fina se basa en la composición granulométrica de la roca, y la fracción de arcilla (Vsh) calculada a partir de valores del registro GR se basa en la emisión natural de rayos gamma por la formación, la cual está relacionada con la composición mineralógica de la roca, existe correspondencia entre el valor del registro GR y la granulometría, por lo que aplicar el diagrama de clasificación de areniscas de Dott (1964) permite en forma bastante ajustada clasificar a las arenas de acuerdo al contenido de Vsh.

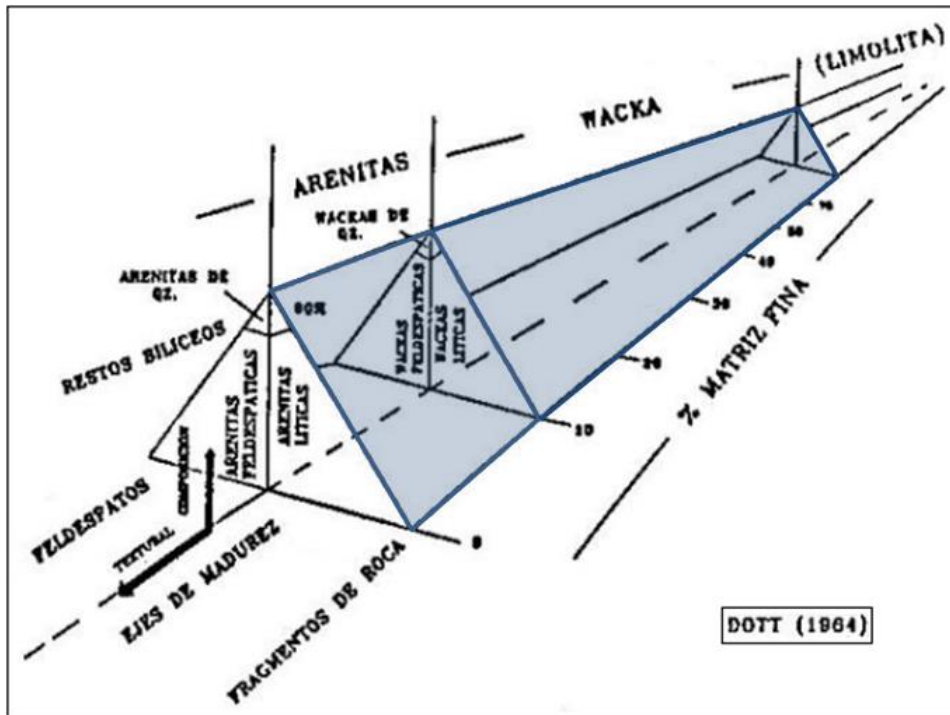


Fig. 4.15. Diagrama de clasificación de areniscas (modificado de: Dott, 1964)

4.7.5 Metodología aplicada para la evaluación geológica de planificaciones de perforación direccional en las unidades estratigráficas U1S y U2

En la evaluación geológica para planificación de propuestas de perforaciones direccionales en las unidades U1S y U2, se realizó una evaluación integrada de los distintos mapas generados que caracterizan al yacimiento.

A partir del mapa combinado de Electrofacies/Isópaco de espesor de arena neta, se estableció la relación entre las distintas asociaciones de facies y la presencia de arenas con distribución, geometría y espesores que le atribuyen características interesantes como rocas yacimiento.

La planificación de perforaciones direccionales fue establecida a lo largo de trayectorias dirigidas en las mejores características de la roca para acumulación y mayor calidad en el flujo de hidrocarburos. En la evaluación de las mejores características de las arenas de las unidades U1S y U2, se aplicaron los mapas de

espesor de arena neta petrolífera donde se identifican los mayores espesores de arena que se encuentran acumulados por hidrocarburos; se aplicaron además los mapas de volumen de arcilla, donde se identifica la distribución de la arena con menor contenido de arcilla, que por lo tanto tendrá mayor capacidad de flujo de hidrocarburo.

Al evaluar en forma integrada todos los mapas estratigráficos, se estableció la mejor dirección en vista horizontal para perforaciones direccionales en las unidades U1S y U2 a lo largo de la dirección preferencial de aquellas arenas que presentan las siguientes características:

- Mayores espesores de arena neta
- Mayores espesores de arena neta petrolífera
- Menor contenido de arcillas

Se tomó en cuenta además en las propuestas de perforación direccional, las trayectorias de todos los pozos presentes en el área de estudio con el propósito de evitar riesgos de colisión.

Verticalmente la evaluación de las mejores características de las principales arenas yacimiento fue realizada a partir de las secciones verticales de correlación estratigráfica de pozos, donde se identificó verticalmente la distribución de la arena más limpia en el cuerpo sedimentario de interés a partir del registro GR, así como como también se estableció la relación con el mayor espesor de acumulación de hidrocarburos identificado a partir del registro de resistividad.

Finalmente se generaron perfiles estructurales a lo largo de la dirección definida previamente para la perforación de pozos direccionales, con el propósito de evaluar verticalmente la estructura y buzamiento de las unidades U1S y U2 y establecer la desviación respecto a la vertical que debe presentar el pozo en todo punto de su trayectoria para mantenerse dentro de la unidad estratigráfica perforada dirigiéndose verticalmente hacia las mejores características de la roca yacimiento que fueron evaluadas previamente en las secciones de correlación estratigráfica.

Los perfiles estructurales fueron realizados a partir de los mapas estructurales del tope y base de cada unidad estratigráfica, representando en sección vertical, los distintos puntos de intersección entre la dirección en vista horizontal establecida previamente para el pozo y las curvas de igual profundidad o curvas estructurales del tope y base de las unidades estratigráficas U1S y U2. Para la elaboración de los perfiles estructurales, se organizaron en tablas (Ver Apéndice F) los valores de desplazamiento lateral del pozo propuesto para cada unidad hasta el punto de intersección con las distintas curvas estructurales, los valores de profundidad de la curva estructural intersectada y un valor numérico que permita a programas de interpolación discriminar entre cuales puntos corresponden al tope o a la base de la unidad estratigráfica respectiva. Esta tabla de datos fue introducida al programa Surfer 10, en el cual se generaron por interpolación del programa, los límites de tope y base de las unidades U1S y U2 en sección vertical. Finalmente en el perfil estructural a lo largo de la dirección del pozo propuesto respectivo para cada unidad, se trazó manualmente la mejor trayectoria en vista vertical para el pozo.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1 Relación entre parámetros de perforación y las secuencias sedimentarias presentes en secciones perforadas hasta la intersección con las unidades U1S y U2

Las perforaciones direccionales en el área de estudio que tienen como objetivo alcanzar las unidades U1S y U2 evaluadas en este trabajo, se encuentran dentro de un marco estratigráfico en el cual la sección de construcción de ángulo del pozo es perforada de tope a base a través de las formaciones Las Piedras, Freites y Oficina, para finalmente alcanzar las unidades U1S en la base de la Formación Oficina y U2 en el tope de la Formación Merecure (Ver Figura 5.1).

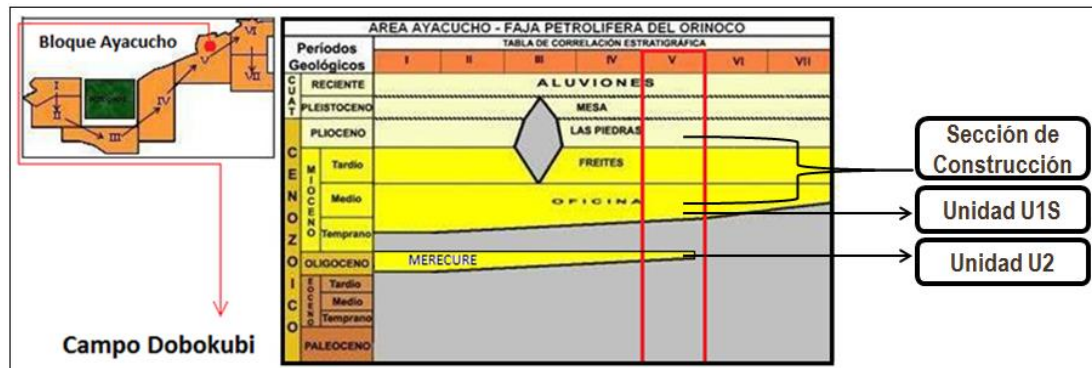


Fig. 5.1. Marco estratigráfico de perforaciones direccionales con objetivos en las unidades U1S y U2 del área de estudio en el Campo Dobokubi (Cuadro de correlación Tomado de: PDVSA, INTEVEP, 2012)

Los límites de las distintas formaciones perforadas en el área de estudio fueron definidos en los registros de pozo. En esta sección se pretende evaluar las principales secuencias estratigráficas perforadas en la sección de construcción de ángulo de los pozos hasta la intersección con las unidades objetivo U1S y U2, y establecer la relación entre las distintas secuencias identificadas con parámetros de

perforación, que permitan a las perforaciones direccionales un completo control de los cambios que se producen en dichos parámetros y que son consecuencia del cambio estratigráfico presente en el subsuelo.

PDVSA (1983) define límites de las unidades estratigráficas (Ver Figura 5.2) en distintos pozos del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco (anteriormente denominado Bloque Hamaca).

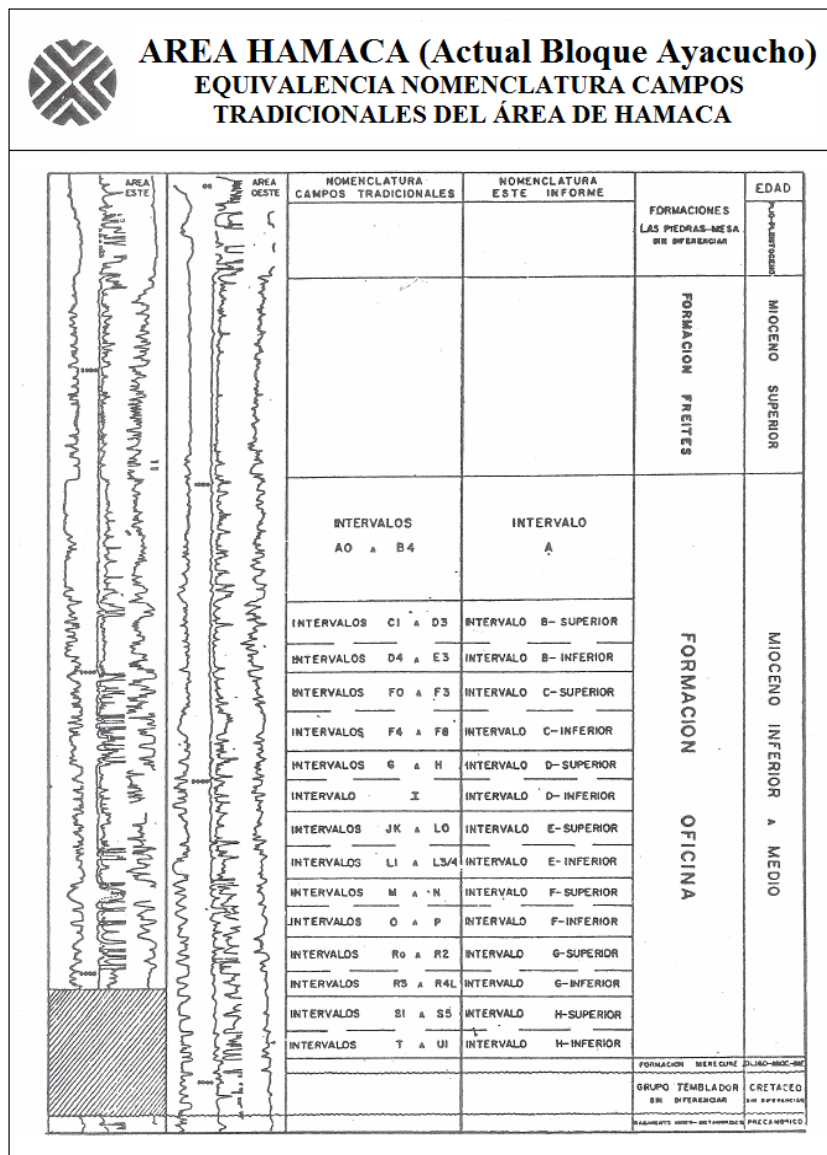


Fig. 5.2. Unidades estratigráficas definidas en sección tipo del Bloque Ayacucho (Tomado de: PDVSA, 1983)

La base de la Formación Oficina se definió en el inicio de secuencias progradantes constituidas por alternancias de areniscas y lutitas fluvio-deltáicas que suprayacen a la Formación Merecure constituida por areniscas fluviales intercaladas con lutitas. El tope de la Formación Oficina fue definido en el inicio de la secuencia retrogradante indicadora del evento transgresivo en el que se depositó la Formación Freites, definido por Gonzales de Juana (1980). El tope de la Formación Freites según PDVSA (1983) corresponde con la superficie de máxima transgresión en la que fue depositada dicha formación, sobre la cual descansa la Formación Las Piedras, constituida por intercalaciones de areniscas y lutitas.

En la Figura 5.3 se muestra la evaluación estratigráfica del pozo “1ST”, donde se identifican los límites de las formaciones geológicas presentes en el subsuelo que son perforadas en el área de estudio, las cuales presentan correlación con las definidas por PDVSA (1983) para pozos en el Bloque Ayacucho. En la Figura 5.3 también se puede identificar los distintos apilamientos de secuencias sedimentarias establecidos a partir del registro GR del pozo y se refleja la relación que estos presentan con la tasa de penetración (ROP) durante la perforación del pozo.

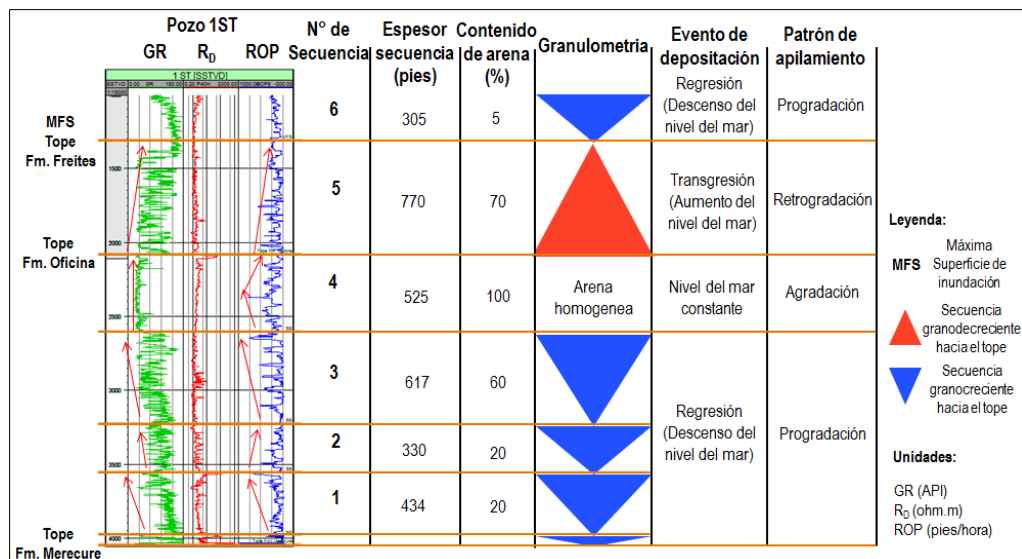


Fig. 5.3. Relación entre las principales secuencias sedimentarias identificadas en el pozo “1ST” presente en el área de estudio y la tasa de penetración durante la perforación hasta la intersección con las unidades objetivo U1S y U2.

5.1.2 Descripción de secuencias en la Formación Oficina

Para la Formación oficina fueron definidas de base a tope cuatro secuencias sedimentarias (Secuencias 1, 2, 3 y 4 identificadas en la Figura 5.3), las tres secuencias inferiores corresponden a depósitos granocrecientes hacia el tope, mientras que la secuencia 4 hacia la parte superior de la formación corresponde a un paquete de arenisca homogénea agradante en cuanto a la respuesta de “GR” se refiere.

5.1.2.1 Secuencia 1

La secuencia 1 presenta una respuesta en el registro GR asociada a depósitos con tendencia granocreciente hacia el tope (Ver Figura 5.3), la cual refleja un marco depositacional progradante dentro de un evento regresivo de descenso del nivel del mar.

La secuencia presenta un espesor total de 434 pies y está constituida por intercalaciones de areniscas y lutitas. Las arenas constituyen un 20 % de la secuencia, y en su mayoría se encuentran hacia el límite superior de la secuencia.

En el registro de ROP se puede identificar que la tasa de penetración tiene una tendencia creciente hacia el tope de la secuencia. Se observa en el registro que las altas ROP se encuentran presentes en las arenas (mayor a 100 pies /hora) lo que indica que son no consolidadas y las bajas ROP las presentan las lutitas (menor a 30 pies/hora) lo que indica que estas son compactas.

5.1.2.2 Secuencia 2

La secuencia 2 al igual que la secuencia 1, presenta una respuesta en el registro GR asociada a depósitos con tendencia granocreciente hacia el tope (Ver Figura 5.3), la cual refleja un marco depositacional progradante dentro de un evento regresivo de descenso del nivel del mar, que continua al marco depositacional de la

secuencia 1, luego de un pulso con aumento del nivel del mar en el límite entre ambas secuencias.

La secuencia presenta un espesor total de 330 pies, y está constituida por intercalaciones de areniscas y lutitas. Las arenas están presentes en su mayoría hacia el límite superior y constituyen un 20 % de la secuencia.

En el registro de ROP se puede identificar que la tasa de penetración tiene una tendencia decreciente hacia el tope de la secuencia, lo cual se opone a la tendencia presente en para la secuencia 1. Sin embargo, como se podrá identificar en la descripción de las posteriores secuencias, la ROP tiene tendencia a ser alta en arenas y baja en lutitas, por lo cual, al ser la sección estratigráfica del pozo “1ST” presentada en la Figura 5.3, correspondiente con la sección de construcción del pozo, la tendencia no concordante de la tasa de penetración en esta secuencia respecto a las demás puede ser atribuida a la manipulación de la ROP requerida por el perforador direccional, con el propósito de lograr la construcción de ángulo durante la perforación.

5.1.2.3 Secuencia 3

La secuencia 3 al igual que las secuencias 2 y 1, presenta una respuesta en el registro GR asociada a depósitos con tendencia granocreciente hacia el tope (Ver Figura 5.3), la cual refleja un marco depositacional progradante dentro de un evento regresivo de descenso del nivel del mar, que continua al marco depositacional de la secuencia 2, luego de un pulso con aumento del nivel del mar en el límite entre ambas secuencias.

La secuencia presenta un espesor total de 617 pies, y está constituida por intercalaciones de areniscas y lutitas. Las arenas constituyen el 20 % de la secuencia, y están presentes en su mayoría hacia el límite superior.

En el registro de ROP se puede identificar que la tasa de penetración tiene tendencia creciente hacia el tope de la secuencia, presentando la misma tendencia que la secuencia 1, donde las altas ROP se encuentran presentes en las arenas (mayor a

100 pies /hora) lo que indica que son no consolidadas y las bajas ROP las presentan las lutitas (menor a 30 pies/hora).

5.1.2.4 Secuencia 4

La secuencia 4 a diferencia de las demás secuencias definidas infrayacentes a esta, presenta una respuesta en el registro GR asociada a un paquete de arena homogénea agradante, depositada en un marco sedimentario en equilibrio entre la tasa de depositación y el espacio de acomodación.

La secuencia presenta un espesor total de 525 pies, constituida en un 100 % de arena, por lo cual tomando en consideración la descripción de las secuencias anteriores, esta unidad debería presentar altas ROP durante la perforación de todo el espesor de la secuencia, sin embargo en el registro de ROP se identifica que este presenta un comportamiento irregular, con intervalos interdigitados de altas y bajas ROP.

Las variaciones entre bajas y altas tasas de penetración dentro de este paquete homogéneo se deben al control requerido por el perforador direccional en este parámetro para lograr obtener la construcción de ángulo deseada mediante las operaciones de deslizamiento con el motor de fondo durante la perforación del pozo.

5.1.3 Descripción de la Secuencia 5 en la Formación Freites

La secuencia 5 correspondiente a la Formación Freites, presenta una respuesta en el registro GR asociada a depósitos con tendencia granodecreciente hacia el tope (Ver Figura 5.3), la cual refleja un marco depositacional retrogradante, dentro de un evento transgresivo de aumento del nivel del mar.

La secuencia presenta un espesor total de 770 pies, y está constituida por intercalaciones de areniscas y lutitas. Las areniscas constituyen un 70 % de la secuencia y estas se presentan en su mayoría hacia la base de la unidad.

En el registro de ROP se puede identificar que la tasa de penetración tiene una tendencia decreciente hacia el tope de la secuencia donde se presenta el mayor contenido de lutitas, siendo esta respuesta concordante con el patrón general que presentan las secuencias descritas anteriormente.

5.1.4 Descripción de la Secuencia 6 en la Formación Las Piedras

La secuencia 6 presenta una respuesta en el registro GR asociada a depósitos con tendencia granocreciente hacia el tope (Ver Figura 5.3), la cual refleja un marco depositacional progradante dentro de un evento regresivo posterior a la transgresión en que se depositó la Formación Freites.

La secuencia presenta un espesor de 305 pies, y está constituida principalmente por lutitas en un 95 %, identificándose solo un 5 % de areniscas hacia el tope de la secuencia. En el registro de ROP se identifica que en general la tasa de penetración es baja.

5.1.5 Relación de los parámetros de perforación con las secuencias descritas

La tasa de penetración (ROP) es el único parámetro de perforación que se observa explícitamente en los registros de pozo y que se encuentra directamente relacionado a las distintas secuencias perforadas en el área de estudio. Sin embargo de la tasa de penetración dependen muchos otros factores, los cuales también esta relacionados con las distintas secuencias en el subsuelo.

A continuación se presentan las relaciones establecidas en este trabajo entre los parámetros de perforación y las distintas secuencias definidas en los pozos perforados en el área de estudio, cabe destacar que las relaciones presentadas no necesariamente deben mantenerse durante la perforación, ya que en la sección de construcción de ángulo en perforaciones direccionales, deben modificarse los

parámetros de perforación pudiendo contradecir las relaciones presentadas en este trabajo, con el propósito de lograr la construcción del ángulo requerido en el pozo.

5.1.5.1 Relación entre la tasa de penetración (ROP) y las secuencias estratigráficas

La tasa de penetración es un parámetro que está directamente relacionado con la dureza de las rocas en el subsuelo. En el área de estudio las areniscas son no consolidadas, por lo cual presentan altas ROP. Las lutitas por el contrario presentan bajas ROP que se encuentran endurecidas por la compactación.

En la sección de construcción de ángulo de las perforaciones direccionales en el área de estudio, la secuencia 1 es la primera en perforarse, durante la cual la ROP es bastante baja. Incrementos graduales en la ROP se presentaron en la secuencia 5 por presentar mayor contenido de arenas hacia la base.

Al perforar la secuencia 4 se esperaran altas ROP, parámetro que deberá ser controlado para lograr las construcciones del ángulo deseado en el pozo, ya que la secuencia corresponde a un paquete de arena bastante homogéneo y con gran espesor.

Finalmente durante las perforaciones de las secuencias 3, 2 y 1, las ROP serán bastante altas hacia el tope de cada secuencia, por presentar mayor contenido de arenas, y esta irá disminuyendo progresivamente hacia la base, donde se presenta el mayor contenido de lutitas; por esta razón se debe tener un buen control de la ROP en el límite entre estas tres últimas secuencias, donde se presentan cambios litológicos y granulométricos abruptos.

5.1.5.2 Relación entre el peso sobre la mecha (WOB) y las secuencias estratigráficas

El peso sobre la mecha también se encuentra relacionado con la dureza de las rocas; las rocas más duras requieren mayor WOB respecto a las rocas blandas que requieren poco WOB para ser penetradas.

Durante la perforación de la sección de construcción de ángulo de pozos en el área de estudio, la secuencia 6 al estar constituida principalmente por lutitas, requiere alto WOB para ser penetrada. Al perforar la secuencia 5 con el mismo WOB aplicado para la secuencia anterior, la ROP irá incrementando progresivamente hasta la base de la secuencia donde se presenta el mayor contenido de arenas, por lo cual una disminución en el WOB puede ser requerido para lograr el control del ángulo en el pozo. De igual manera el paquete de arena homogéneo de la secuencia 4 requiere un buen control WOB, de manera que el ángulo del pozo no se incremente en niveles no deseados.

Finalmente para las secuencias 1, 2 y 3 se requiere un estricto control del WOB. Hacia el tope de cada secuencia, donde la ROP es bastante alta por la presencia de arenas, puede ser requerido menor WOB que el necesario hacia la base, donde se presenta el mayor contenido de lutitas, por lo cual se necesita mayor WOB para lograr penetrarlas.

Al cruzar los límites entre las secuencias 1, 2 y 3, se presentan en el subsuelo cambios litológicos y en ROP abruptos, pasando de lutitas (que presentan bajas ROP) de una secuencia que requieren altas WOB a areniscas de la secuencia infrayacente (que presentan altas ROP), por lo cual se requerirá una disminución del WOB en el cambio litológico de tal manera que las arenas de la secuencia infrayacente no afecten la tendencia de construcción de ángulo generada durante la perforación de las lutitas.

Sin embargo, puede ocurrir el caso en que el cambio abrupto de menor a mayor ROP puede ser beneficioso para la construcción de ángulo si no se ha logrado alcanzar el requerido, en este caso, puede ser conveniente mantener el WOB.

5.1.5.3 Relación entre la presión diferencial del lodo de perforación y secuencias estratigráficas

La presión diferencial que presenta el lodo de perforación es un parámetro que está directamente relacionado con el peso sobre la mecha. A mayor presión

diferencial en el lodo, mayor será el peso sobre la mecha aplicado, es decir, hay una relación directamente proporcional entre ambos parámetros.

5.2 Modelo estructural de las unidades petrolíferas U1S y U2 en el área de estudio del Campo Dobokubi

En la sección anterior se discutió sobre las relaciones entre parámetros de perforación y las distintas secuencias perforadas en el subsuelo durante la perforación de la sección de construcción de ángulo para pozos direccionales hasta su intersección con las unidades objetivo U1S y U2.

En esta sección de interpretación estructural y la siguiente de interpretación estratigráfica, se pretende realizar una evaluación de distintos parámetros que caracterizan a las arenas con mayor potencial para la acumulación y flujo de hidrocarburos en las unidades U1S y U2, con el propósito de lograr establecer las mejores trayectorias para la geonavegación de pozos dentro de las mejores propiedades de la arena durante la perforación direccional de la sección horizontal. Por lo cual en este trabajo, se logra una completa evaluación geológica de las distintas secciones de perforación de pozos horizontales con el propósito de optimizar operaciones y aumentar productividad.

5.2.1 Mapas estructurales de tope y base de las unidades U1S y U2

En la Figura 5.4, se presenta el mapa estructural del tope de la Unidad U1S, donde se representan las curvas de igual profundidad o curvas estructurales generadas automáticamente por el programa utilizado (Ver Capítulo IV).

En el mapa generado por el programa se pueden identificar anomalías en las curvas estructurales, por lo cual dichas anomalías fueron interpretadas y el mapa fue editado acorde a dicha interpretación.

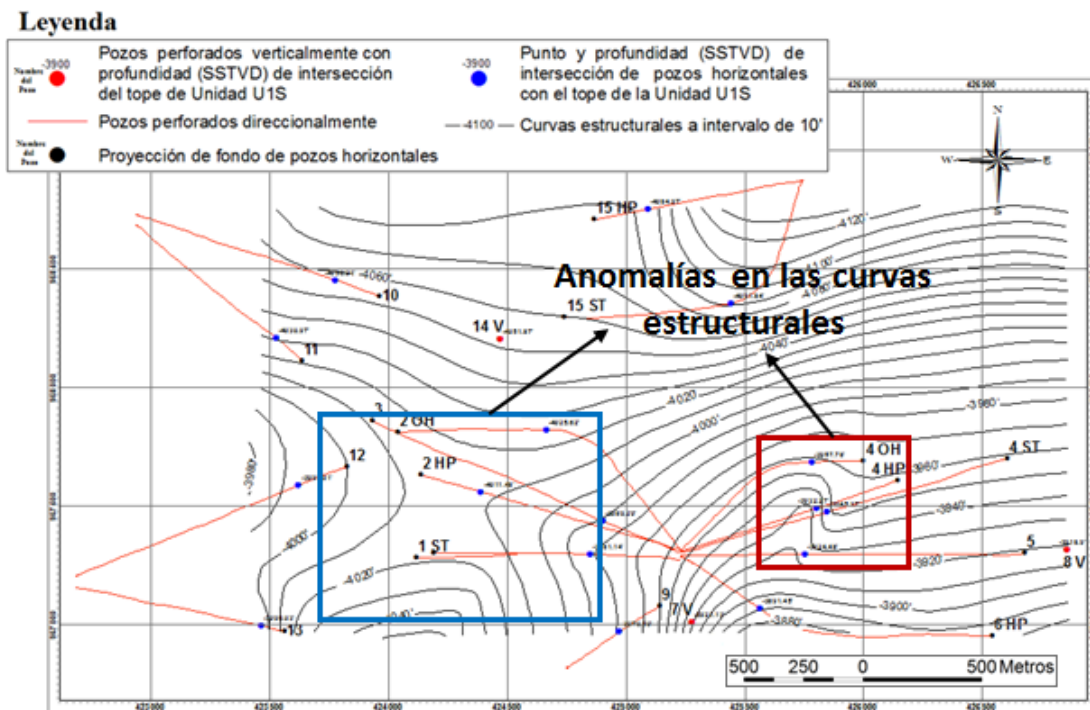


Fig. 5.4. Mapa estructural del tope de la Unidad U1S generado por la interpolación automática del programa Surfer 10 y digitalizado en el programa Arcgis 9.3 donde se identifican en recuadro azul y rojo anomalías en las curvas estructurales

En la Figura 5.4, el recuadro azul refleja que las curvas estructurales no presentan continuidad, en esta área, el programa generó las curvas sin coherencia geológica; esta anomalía refleja un cambio abrupto en la morfología del tope de la unidad. Por otro lado en el recuadro rojo las curvas tienen una morfología que no es coherente con la tendencia que presentan el resto de las curvas hacia el este del mapa, en donde se encuentra la anomalía mencionada.

Estas anomalías también fueron identificadas en los mapas estructurales del tope y de la base de la Unidad U2, por lo cual las curvas estructurales generadas automáticamente por el programa para los distintos mapas, fueron editadas a partir de la interpretación de las anomalías identificadas, para finalmente generar los mapas estructurales definitivos para los límites de cada unidad.

En la Figura 5.5 se presenta el mapa estructural definitivo para el tope de la Unidad U1S (Ver Anexo 1), donde se observa que las curvas estructurales aumentan en profundidad hacia el norte, por lo cual el tope de la unidad en general buza hacia el norte. Por otro lado, las anomalías identificadas en el mapa generado en forma automática por el programa de interpolación, fueron interpretadas como fallas estructurales con desplazamiento vertical del tope de la unidad, identificándose en el mapa los bloques levantado y deprimido de cada falla.

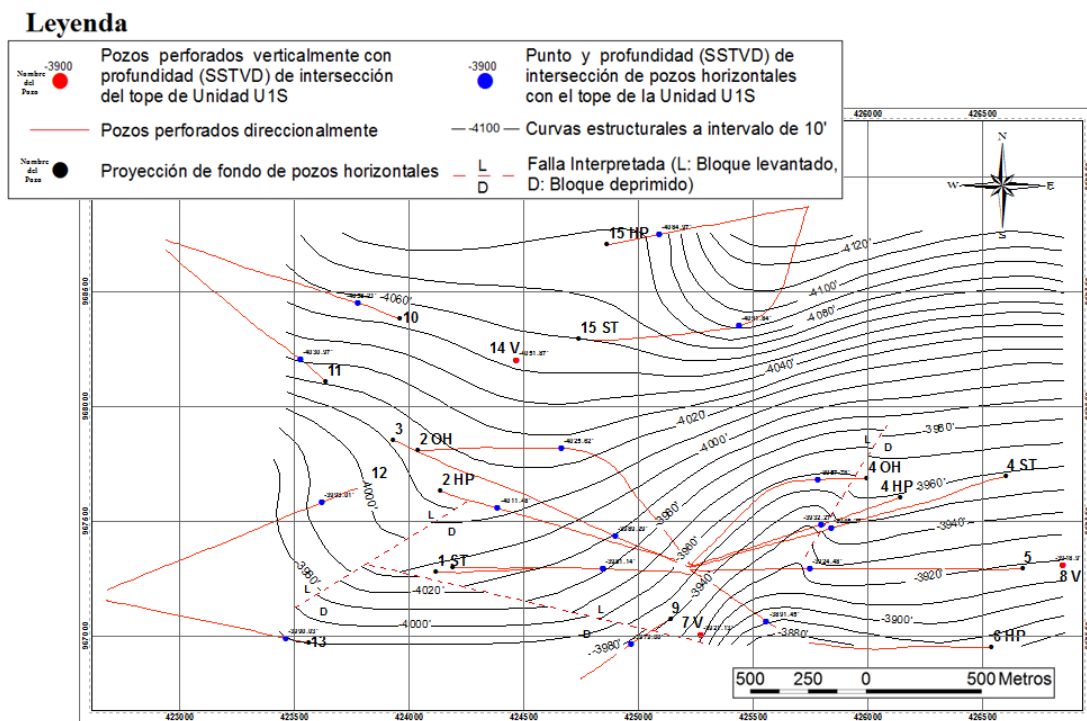


Fig. 5.5. Mapa estructural interpretado del tope de la Unidad U1S

En las Figura 5.6 se puede identificar el desplazamiento vertical generado por las fallas presentes hacia el oeste del mapa estructural de tope de la Unidad U1S. Se identifica que la falla B, presenta un desplazamiento vertical del bloque deprimido de 32 pies. La falla A presenta un punto de intersección con la falla B; a partir de este punto de intersección la falla fue dividida en dos partes, una hacia el este del punto de intersección, donde el desplazamiento vertical del bloque deprimido es de 10 pies; y otra parte hacia el oeste del punto de intersección, donde el desplazamiento vertical

de la falla es de 37 pies. El mayor desplazamiento de la falla A hacia su parte oeste respecto al desplazamiento hacia su parte este, probablemente es consecuencia de la influencia del desplazamiento de la falla B.

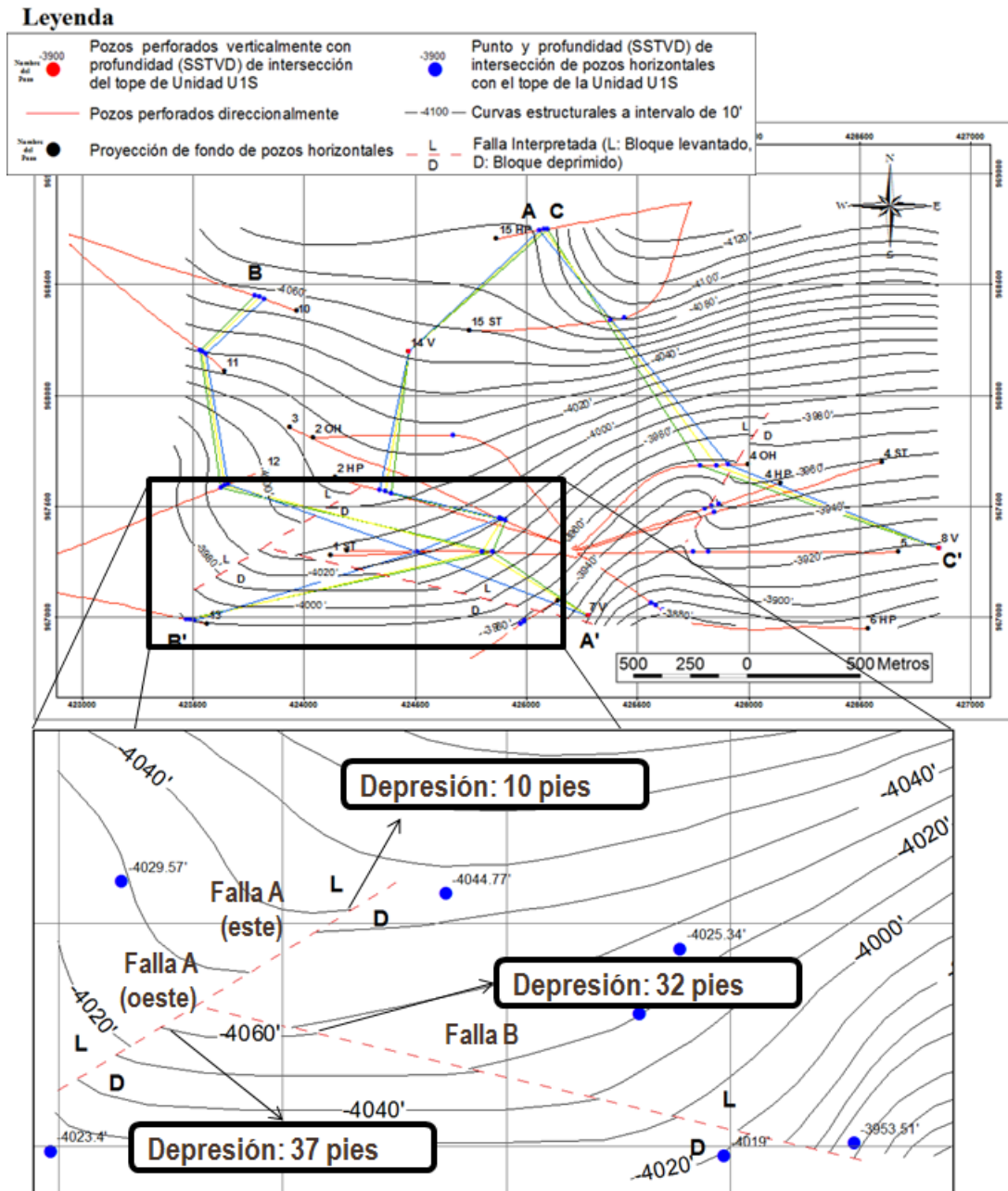


Fig. 5.6. Desplazamiento de las fallas presentes al oeste del mapa estructural del tope de la Unidad U1S

En la Figura 5.7 se identifica para la falla C, un desplazamiento vertical del bloque deprimido de 2 pies.

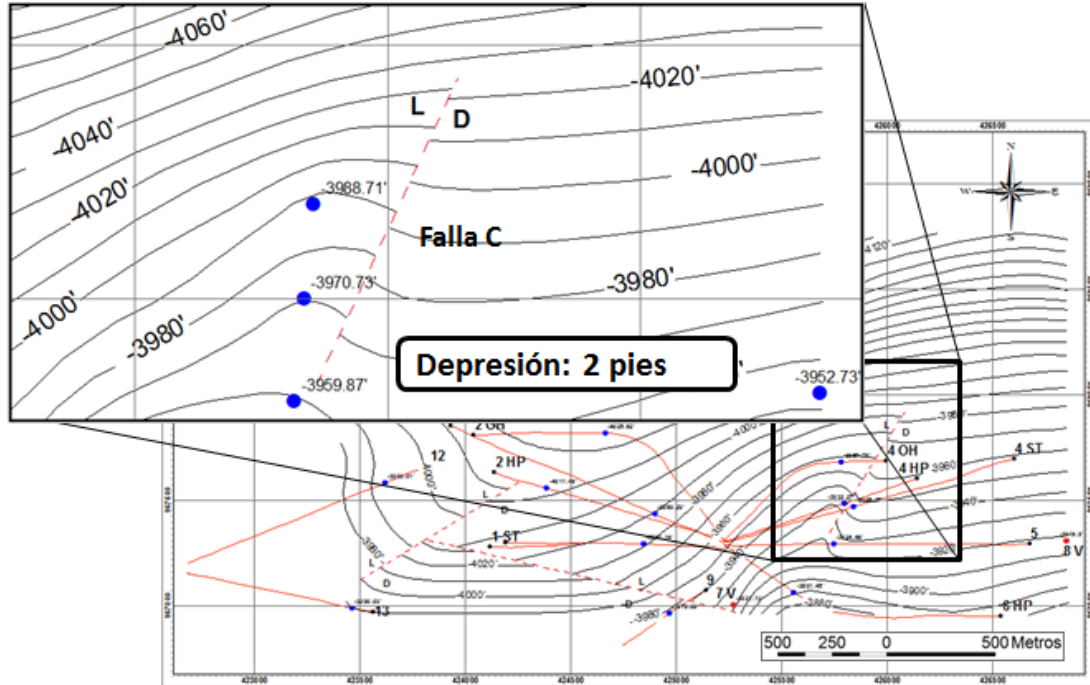


Fig. 5.7. Desplazamiento de las fallas presentes al este del mapa estructural del tope de la Unidad U1S

En la Figura 5.8 se presenta el mapa estructural para el tope de la Unidad U2 (Ver Anexo 2), donde se identifica que las curvas estructurales presentan una tendencia bastante similar a la presente en las curvas del mapa estructural del tope de la Unidad U1S, lo que indica una relación de paralelismo entre ambas superficies. Cabe destacar que entre el mapa estructural presentado anteriormente para el tope de la Unidades U1S y este que se presenta para el tope de la Unidad U2, se agrupan dos unidades estratigráficas, la Unidad U1S de interés en este trabajo y la Unidad U1L, que aunque no es de interés, fue agrupada en un mismo intervalo U1S/U1L con el propósito de simplificar la generación de un mapa estructural en la base de la Unidad U1S.

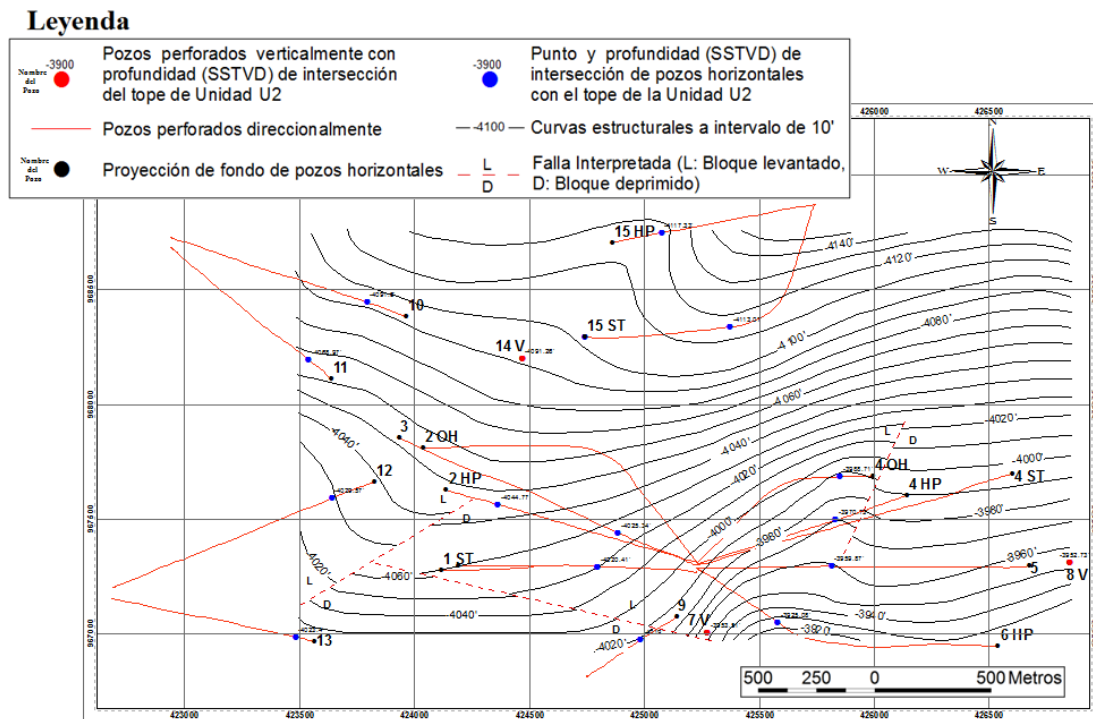


Fig. 5.8. Mapa estructural interpretado del tope de la Unidad U2
(Base del intervalo U1S/U1L)

Se puede decir que las unidades U1S y U2, de interés en este trabajo, presentan un buzamiento hacia el noroeste del área de estudio, el cual es reflejado por el aumento en profundidad de las curvas estructurales hacia esta dirección y sentido. El buzamiento hacia el noroeste que presentan las unidades U1S y U2 reflejan el flexuramiento que presentan las formaciones hacia el sur del oriente venezolano como consecuencia del peso del frente de deformación ubicado hacia el norte por la colisión entre la placa Caribe y el norte de la placa Suramericana.

Finalmente en la Figura 5.9 se presenta el mapa estructural de la base de la Unidad U2 (Ver Anexo 3), donde se identifica que las curvas estructurales de este mapa presentan la misma tendencia que las curvas de los mapas del tope de la misma unidad y del tope de la Unidad U1S, lo que refleja nuevamente que las superficies que limitan verticalmente a las unidades U1S y U2 (tope y base), presentan una relación de paralelismo.

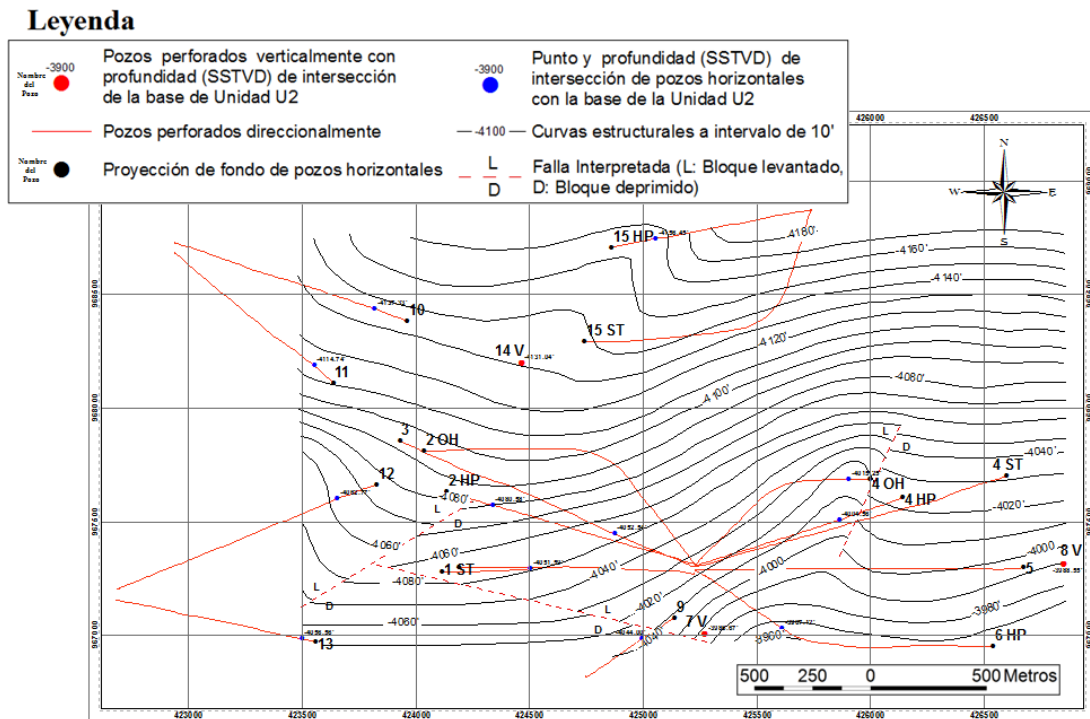


Fig. 5.9. Mapa estructural interpretado de la base de la Unidad U2

Al evaluar las fallas estructurales presentes en los mapas estructurales de las superficies que limitan verticalmente al intervalo estratigráfico U1S/U1L y a la Unidad U2, se puede identificar que la intersección de las fallas con cada una de estas superficies, presenta poco desplazamiento lateral una respecto de otra, lo que indica que son fallas de ángulo alto, por lo cual posiblemente corresponden a fallas normales.

5.2.2 Modelo estructural en tres dimensiones para las unidades U1S y U2

En la Figura 5.10 se presenta un modelo en tres dimensiones donde se identifican las superficies que limitan al intervalo de unidades U1S/U1L y a la Unidad U2. En el modelo se observa con mayor claridad la geometría que presentan dichas superficies, la relación de paralelismo que hay entre ellas y zonas donde se

presenta desplazamiento vertical en dichas superficies producto de la acción de fallas estructurales.

Leyenda

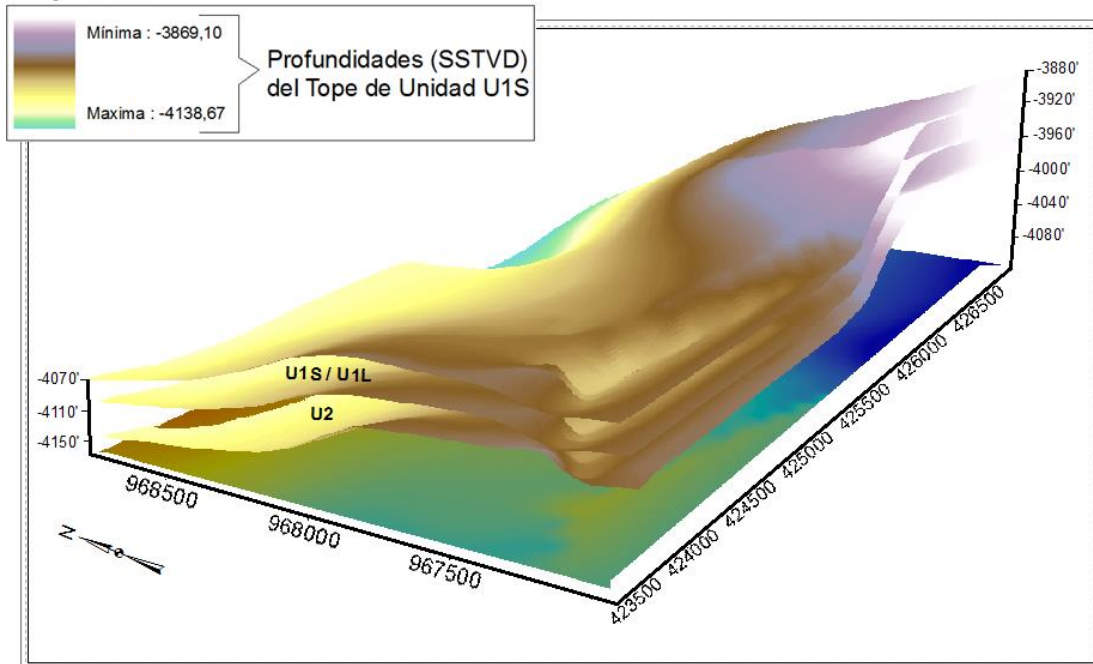


Fig. 5.10. Vista en tres dimensiones de las superficies que limitan al intervalo de unidades U1S/U1L y a la Unidad U2, generadas en el programa ArcGis, a partir de las curvas de igual profundidad del mapa estructural de cada unidad

En la Figura 5.11 se encuentra el modelo en tres dimensiones presentado previamente, reflejando interpretaciones estructurales del subsuelo para las unidades U1S/U1L y U2 para una mejor comprensión en sus tres dimensiones del marco estructural presente en el área de estudio.

En el modelo se logra identificar que las unidades U1S/U1L y U2 tienen en general un buzamiento hacia el noroeste, y que las fallas estructurales presentes suroeste del área de estudio son fallas de alto ángulo tal como fue indicado en la interpretación de estas fallas a partir de los mapas estructurales.

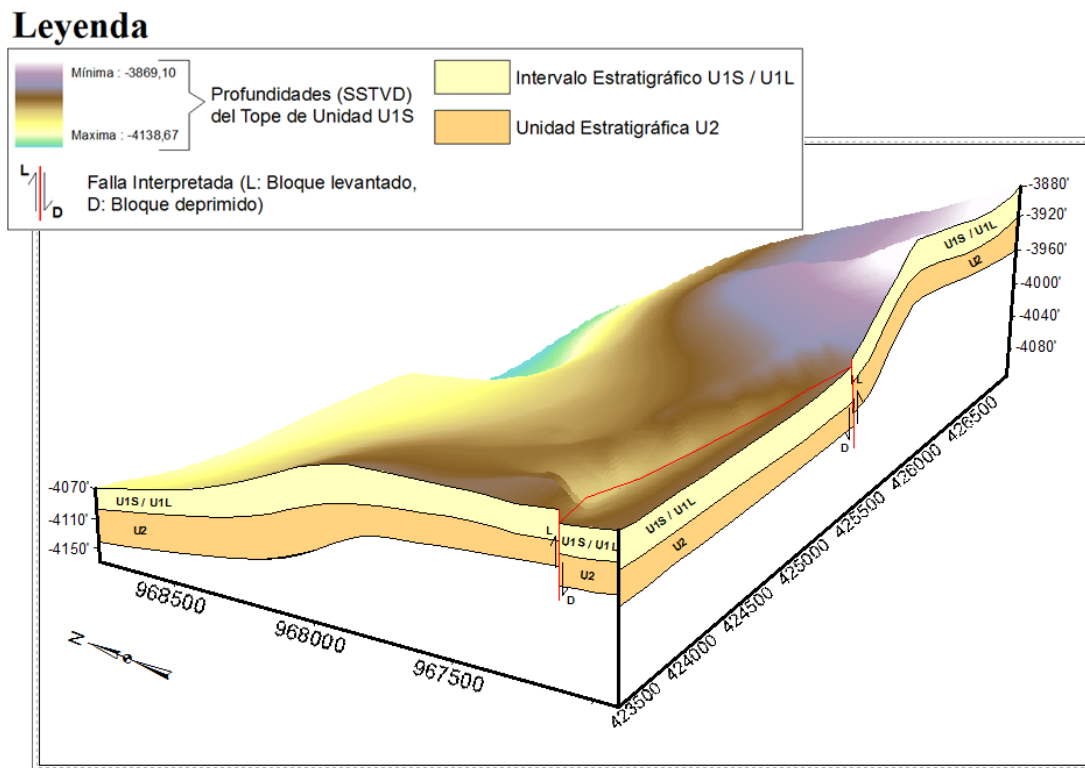


Fig. 5.11. Modelo estructural en tres dimensiones para las unidades U1S y U2

Es importante resaltar, que el modelo estructural generado presenta relación y coherencia con los modelos geológicos establecidos para el oriente de Venezuela. Acorde con el modelo estructural del WEC (1997) las unidades U1S/U1L y U2 con buzamiento hacia el noroeste constituye un monoclinado generado por la deflexión que presentan las rocas hacia el sur del Oriente venezolano, producto del empuje y peso de napas de corrimiento generadas por la colisión de la Placa Caribe con el norte de Venezuela. Las fallas presentes hacia el suroeste del área de estudio corresponden con estructuras de relajación ante la deflexión mencionada anteriormente, que presentan las formaciones hacia el sur del oriente venezolano.

5.2.3 Secciones de correlación estructural de unidades U1S y U2

En la Figura 5.12 se pueden identificar en vista horizontal las tres secciones de correlación estructural de pozos seleccionadas en el área de estudio con el propósito

de identificar las principales estructuras que presentan las unidades U1S y U2 en el subsuelo.

Leyenda

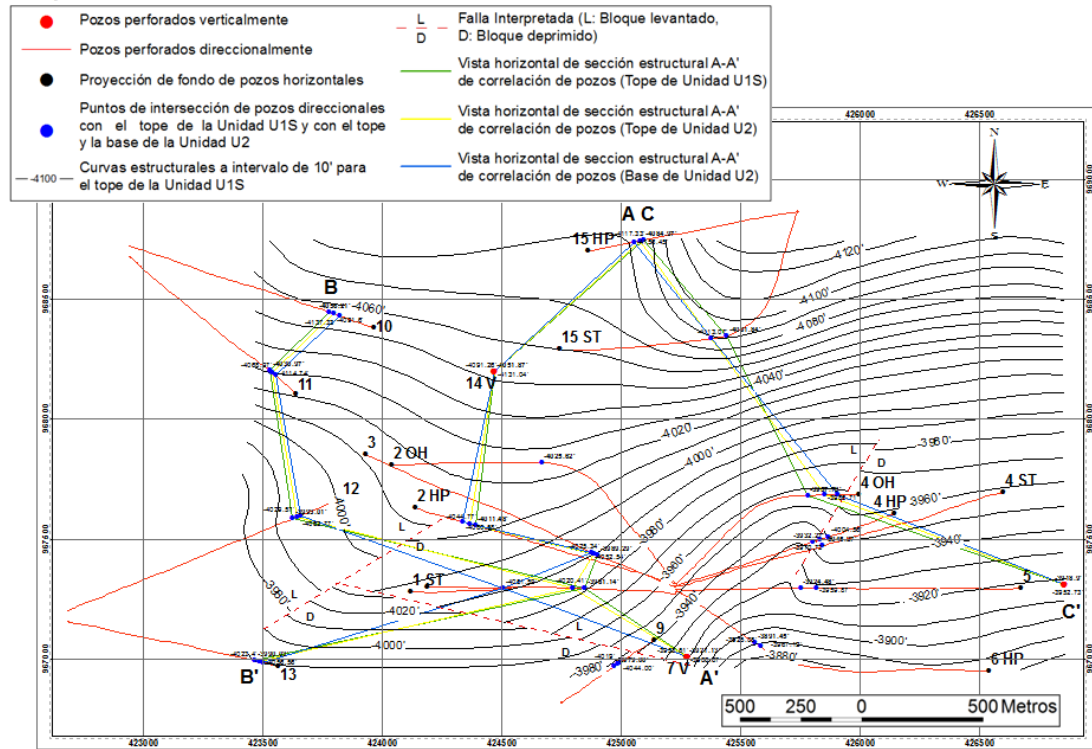


Fig. 5.12. Vista horizontal de sección de correlación estructural A-A' de las unidades U1S y U2

La sección A-A' fue seleccionada con el propósito de identificar el buzamiento que presentan las unidades estratigráficas, por lo cual la dirección de la sección fue seleccionada lo más perpendicular posible a las curvas de nivel. La sección B-B' Tiene como propósito identificar en sección vertical las fallas presentes al suroeste del área de estudio; finalmente la sección C-C' tiene como propósito identificar la falla que se presenta al este del área de estudio. Las tres secciones estructurales se presentan con mayor detalle en el Anexo 4.

En la sección de correlación estructural A-A' (Ver Figura 5.13) se puede identificar que las unidades U1S y U2 se encuentran buzando hacia el sur, se observa además paralelismo entre los límites de las distintas unidades. Estructuralmente las

mejores trayectorias para perforaciones direccionales son de sur hacia el norte, ya que las unidades objetivo al presentar buzamiento hacia el norte, el hidrocarburo contenido en ellas tendrá tendencia a fluir hacia el sur donde se encuentran las menores presiones en las unidades por encontrarse estructuralmente a menor profundidad. Al presentarse la localización superficial del pozo al sur el hidrocarburo fluirá hacia este punto, lográndose la mayor productividad del pozo.

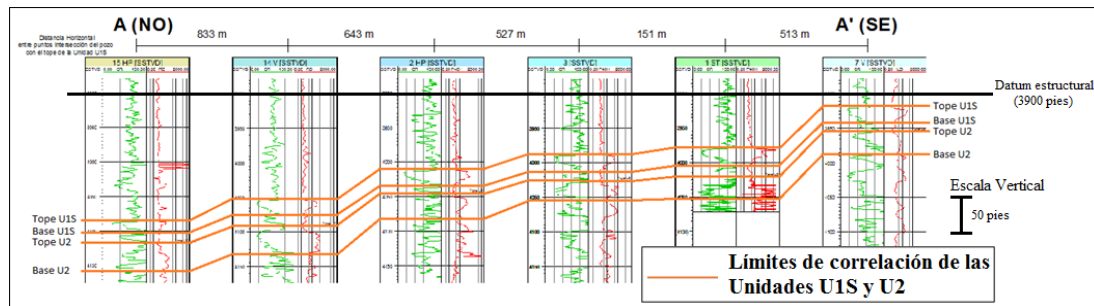


Fig. 5.13. Sección de correlación estructural de las unidades U1S y U2

5.3 Modelo estratigráfico de las unidades petrolíferas U1S y U2 en el área de estudio del Campo Dobokubi

En esta sección de interpretación estratigráfica de las unidades de interés, se pretende realizar una evaluación de distintos parámetros que caracterizan a los principales cuerpos arenosos con mayor potencial para la acumulación y flujo de hidrocarburos en las unidades U1S y U2, con el propósito principal de lograr establecer y proponer las mejores trayectorias para la geonavegación en las mejores propiedades de los cuerpos arenosos durante la perforación direccional de la sección horizontal de los pozos propuestos.

En la caracterización de los cuerpos arenosos se presentan mapas combinados de electrofacies e isópaco de arena neta, secciones de correlación estratigráfica, mapas de espesor de arena neta petrolífera y mapas fracción de arcilla, con el objetivo de identificar la distribución lateral y vertical de las características favorables de los cuerpos arenosos para la acumulación y transporte de hidrocarburos.

5.3.1 Modelo estratigráfico para la Unidad U1S

5.3.1.1 Mapa combinado de electrofacies / Isópaco para la Unidad U1S

Las electroformas o electrosecuencias del registro GR para la Unidad U1S en cada pozo presente en el área de estudio se agruparon en básicamente dos asociaciones de electrofacies, donde cada una de ellas presenta una respuesta característica en el registro GR, dicha respuesta representa el tipo de litología presente en la unidad, la variación granulométrica que presenta verticalmente y el tipo de ambiente al cual se encuentra asociado.

A continuación se presenta una breve descripción de los dos tipos de electrosecuencias identificados:

- **Electrosecuencia 1:** presenta electroforma de tipo embudo, donde los valores en la respuesta de GR se hacen cada vez más bajos hacia el tope de la unidad, lo que indica que hacia el tope la secuencia es granocreciente y litológicamente se encuentra asociada a areniscas más limpias (Ver Figura 5.14). En el tope de la electroforma, se desarrolla una respuesta tipo cilíndrica con bajo valor en el registro GR, lo que indica que se desarrollan buenos espesores de arena limpia. En relación al potencial que presenta la secuencia para la acumulación y transporte de hidrocarburos, se puede identificar en la Figura 5.14 que la respuesta en el registro de resistividad presenta los más altos valores, asociado a acumulaciones de petróleo hacia el tope de la unidad. En consecuencia se puede decir que el mayor potencial de la Electrosecuencia 1 se encuentra hacia el tope, donde se están asociadas acumulaciones de petróleo y espesores considerables de arenas limpias que en consecuencia tendrán mayor capacidad para el flujo del hidrocarburo.

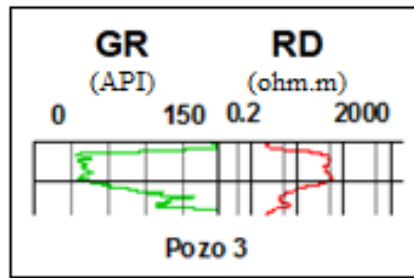


Fig. 5.14. Electrosecuencia 1 de la Unidad U1S, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD)

- **Electrosecuencia 2:** presenta electroforma de tipo embudo, donde los valores en la respuesta de GR se hacen cada vez más bajos hacia el tope de la unidad, lo que indica que hacia el tope la secuencia es granocreciente y litológicamente se encuentra asociada a areniscas limpias (Ver Figura 5.15), sin embargo esta no presenta desarrollo de grandes espesores. Como potencial en la acumulación de hidrocarburos, la secuencia presenta mejor respuesta de resistividad hacia el tope, asociado a la presencia de petróleo, sin embargo presenta menos capacidad para el transporte del petróleo respecto a la Electrosecuencia 1, debido a que no desarrolla grandes espesores de arena limpia.

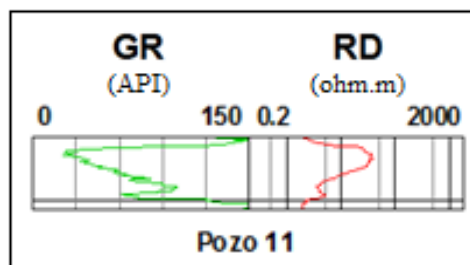


Fig. 5.15. Electrosecuencia 2 de la Unidad U1S, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD)

En la Figura 5.16 se presenta el mapa de electrofacies combinado con mapa isópaco de espesor de arena neta para la Unidad U1S (Ver detalles en Anexo 5). En el mapa se pueden identificar las dos asociaciones de electrofacies definidas a partir de

los dos tipos de electrosecuencias identificados en la respuesta del registro GR para la Unidad U1S en cada pozo del área de estudio.

Leyenda

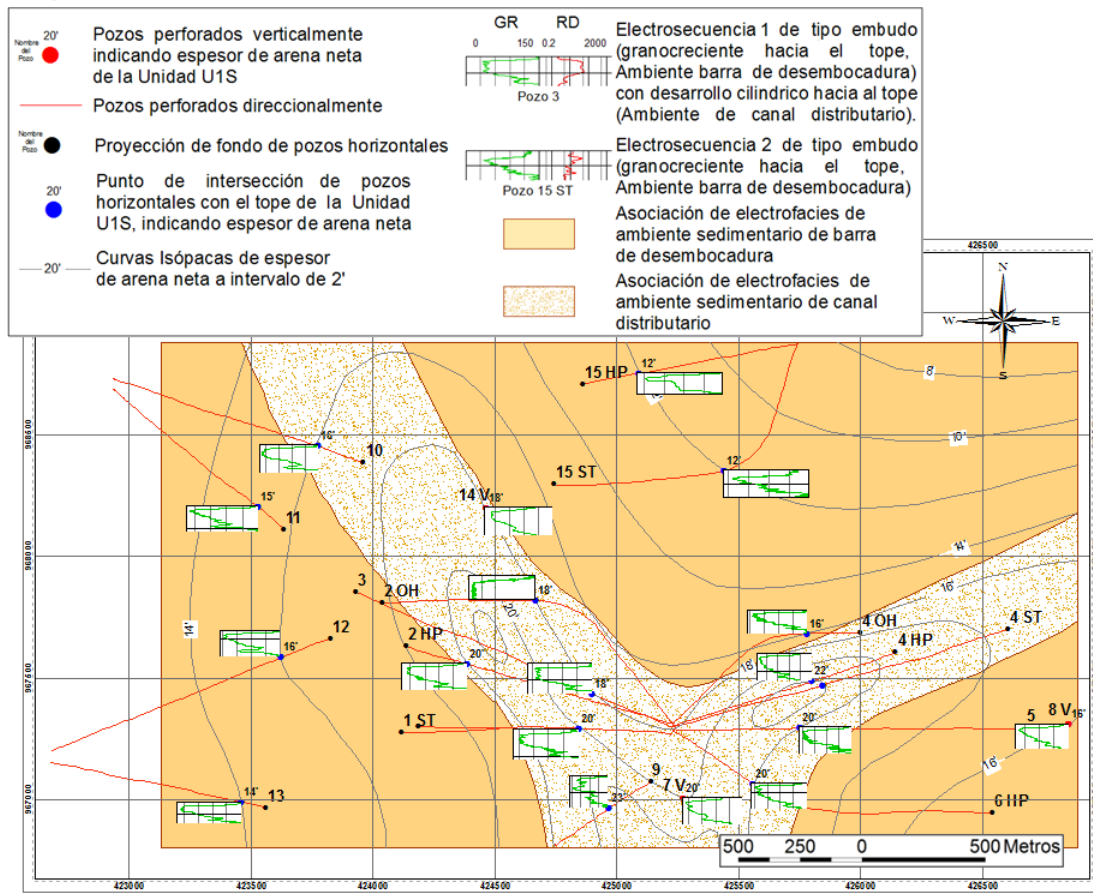


Fig. 5.16. Mapa combinado de electrofacies e isópaco de espesor de arena neta de la Unidad U1S

La Unidad U1S presenta dos tipos de asociaciones de electrofacies con características y geometría particulares que pueden identificarse en la Figura 5.16. A continuación se presenta una descripción de los dos tipos de asociaciones de electrofacies definidas en la Unidad U1S y la relación que cada una presenta respecto a las curvas isópacas de espesor de arena neta:

- **Asociación de electrofacies de ambiente de barra de desembocadura:** la agrupación de las respuestas de electrofacies correspondiente a la electrosecuencia 2, presenta una amplia distribución en toda el área de estudio, tanto en la dirección este-oeste como en la norte-sur. La asociación de ambiente de barra de desembocadura se encuentra interrumpida o cortada por la asociación de ambiente de canal distributivo. Las curvas isópacas muestran que la asociación presenta una disminución en espesor de arena neta distributivamente hacia el oeste, norte y este del área de estudio, lo que indica que la distribución de arena neta es semiradial.

La geometría distributiva, la disminución del espesor radialmente y la electrosecuencia granocreciente característica permiten atribuir a esta asociación un ambiente de barra de desembocadura (Ver Figura 5.17), la cual genera una sedimentación granocreciente hacia el tope debido al proceso de depositación progradante.

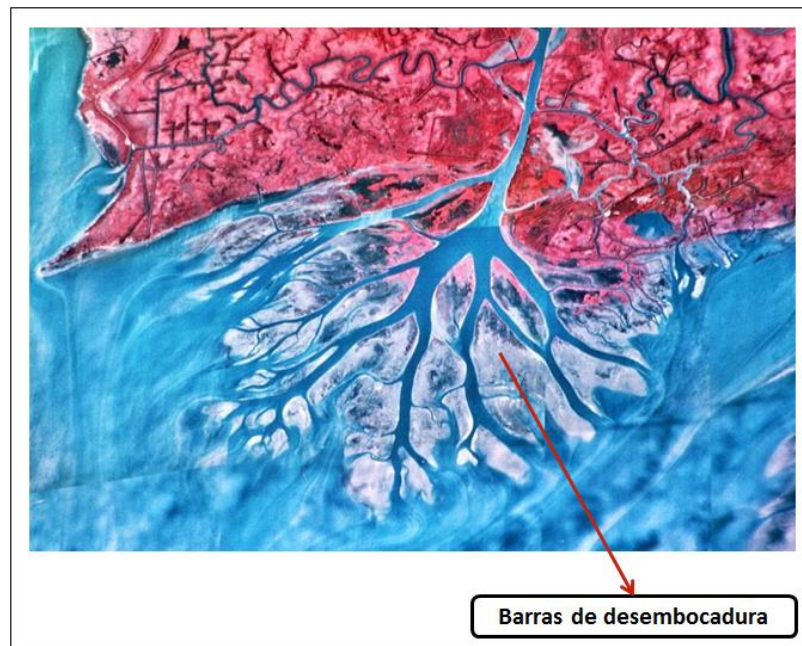


Fig. 5.17. Ejemplo de barras de desembocadura, Delta Wax Lake. Golfo de México, Lousiana, EEUU (Tomado de: <http://lab.visual-logic.com/2010/02/ecology-ofriver-delta-formation/>)

El ambiente se encuentra dentro de un marco deltaico, específicamente en la zona intermedia o frente deltáico, donde se desarrollan las barras de desembocadura, según las partes de un delta definidas por Galloway (1975). La disminución del espesor de arena hacia el norte indica que la dirección de depositación es hacia el norte, donde se encontrará la zona distal o prodelta. Finalmente se puede decir que el avance de depósitos de canales distributarios que cortan a la asociación de barras de desembocadura tal como se observa en la Figura 5.18, indican que las aguas del río que transporta los sedimentos son más densas que las de la cuenca en donde desembocan, por lo cual luego de la sedimentación de los depósitos de barra de desembocadura, se genera un avance del canal distributivo sobre esta, donde Tye y Hickey (2001) describen el régimen de depositación por aguas de río densas.

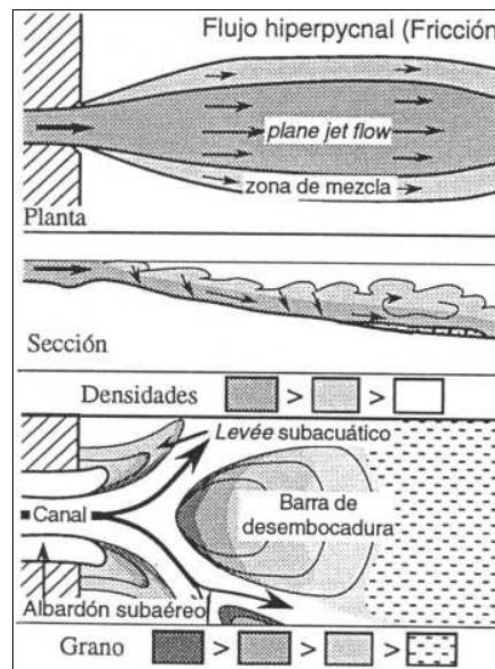


Fig. 5.18. Desembocadura de un río con agua densa y morfología de la barra arenosa correspondiente (Modificado de: Tye y Hickey, 2001)

- **Asociación de electrofacies de ambiente de canal distributivo:** la agrupación de las respuestas de electrofacies correspondientes a la

electrosecuencia 1, presenta en vista horizontal, una morfología alargada, divergente o distributiva en dos alineaciones preferenciales. Una de las alineaciones de la asociación de electrofacies es hacia el noroeste y la otra hacia el noreste, proviniendo ambas de un punto distributivo ubicado hacia el sur del área de estudio. En esta asociación de electrofacies, las curvas isópacas que representan los mayores espesores de arena neta en la unidad, presentan la misma alineación preferencial que tiene esta asociación.

La geometría alargada y distributiva de la asociación, la relación cortante respecto a la asociación de barras de desembocadura y la respuesta del registro GR característica, granocreciente y con desarrollo de espesores considerables de arena hacia el tope de la electrosecuencia, permiten atribuir a esta asociación un ambiente de canales distributivos (Ver Figura 5.19) que avanzan hacia el norte sobre los depósitos de barras de desembocadura en un régimen deltaico posiblemente dominado por ríos, según la clasificación de deltas definida por Fisher “et al.” (1969).

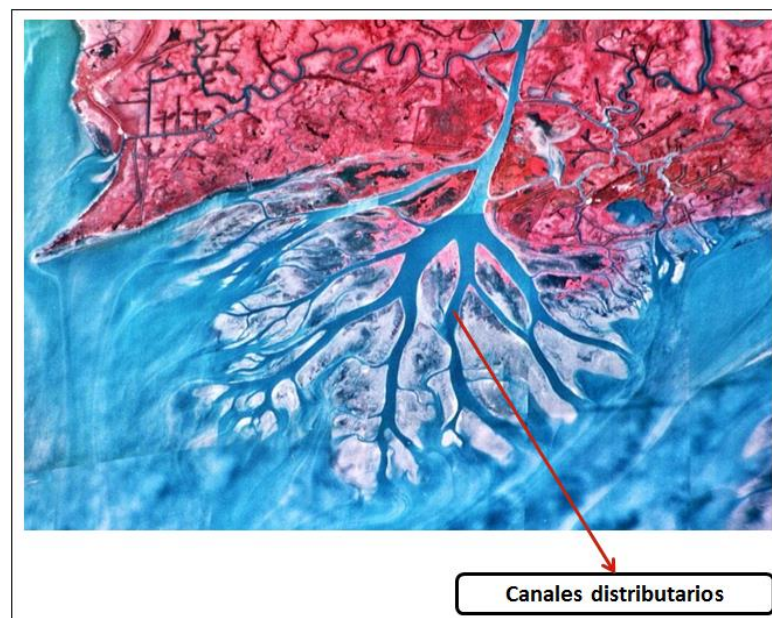


Fig. 5.19. Ejemplo de canales distributarios en Delta Wax Lake. Golfo de México – Lousiana, EEUU (Tomado de: <http://lab.visual-logic.com/2010/02/ecology-ofriver-delta-formation/>)

5.3.1.2 Secciones de correlación estratigráfica de Unidad U1S

Secciones de correlación estratigráfica fueron realizadas con el propósito de identificar las relaciones laterales y verticales de las asociaciones de electrofacies de la Unidad U1S, así como también la relación de estas asociaciones con la capacidad de acumulación de hidrocarburos. En la Figura 5.20 se pueden identificar en vista horizontal las dos secciones seleccionadas para la correlación estratigráfica de pozos. En la sección anterior se identificó que para la Unidad U1S, la asociación de electrofacies de ambiente de canal distributivo presenta los mayores espesores de arena y mejor respuesta de resistividad asociada a acumulaciones de hidrocarburo, por lo cual esta asociación es el principal interés en la evaluación de las secciones de correlación estratigráfica.

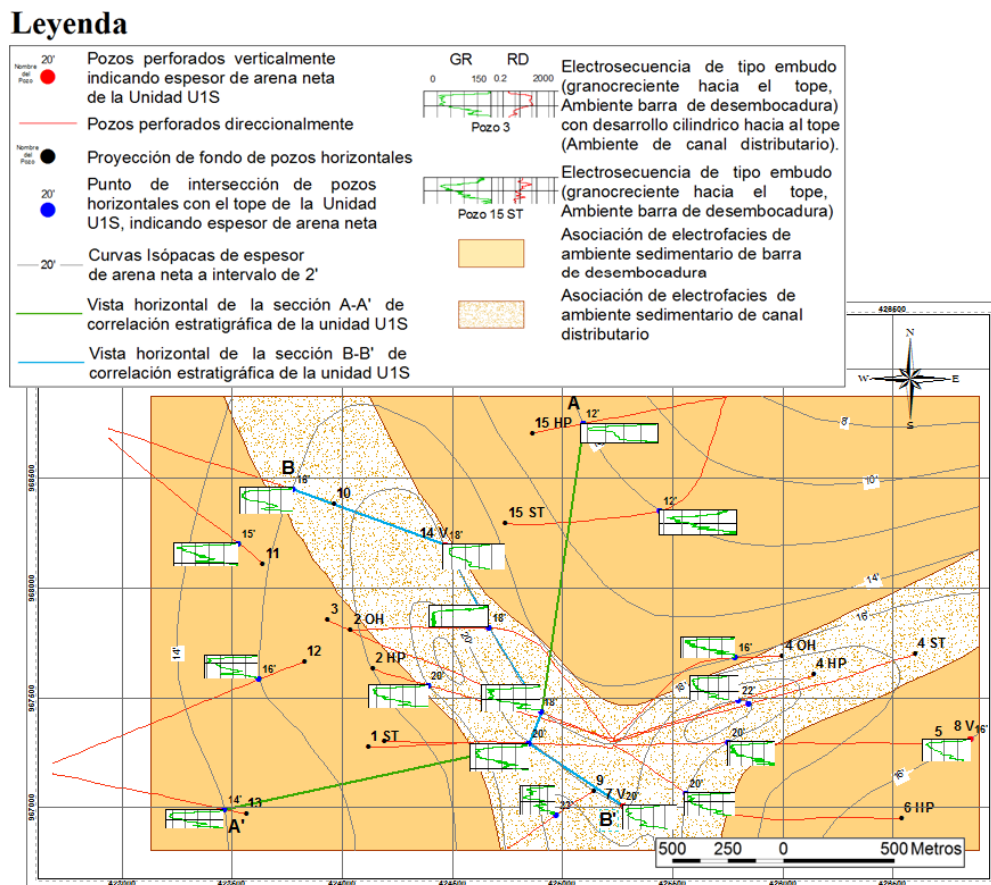


Fig. 5.20. Vista horizontal de secciones de correlación estratigráfica de la Unidad U1S

La sección A-A' es transversal a la dirección de sedimentación de canales distributarios, como se puede observar en vista horizontal en la Figura 5.20, y en esta se pretende identificar la relación de estos depósitos con respecto a los de barras de desembocadura.

En la Figura 5.21 se presenta la sección de correlación estratigráfica A-A' (Ver detalles de las secciones de correlación estratigráfica de la Unidad U1S en Anexo 6), donde se puede identificar que la asociación de electrofacies de ambiente sedimentario de barra de desembocadura presenta una amplia distribución y continuidad lateralmente, observándose una disminución en el espesor hacia la zona en la que se encuentra superpuesta la asociación de electrofacies de ambiente de canal distributivo, la cual presenta una geometría lenticular con acuñamiento lateralmente que corresponde a la forma característica de la sección transversal de un canal.

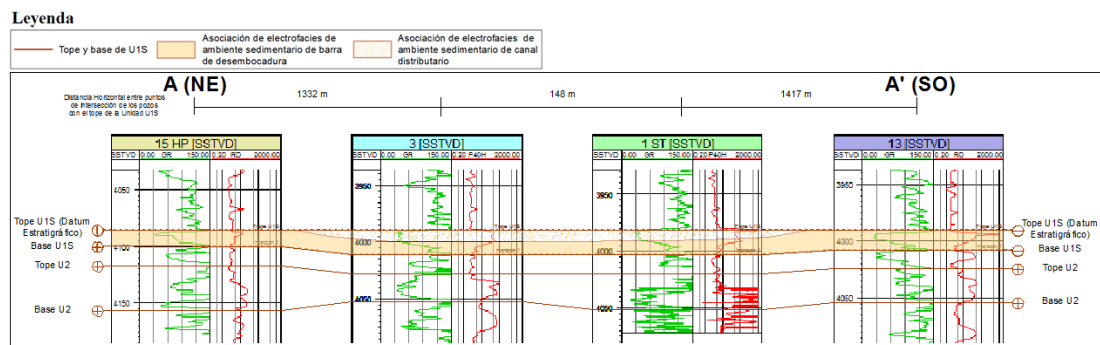


Fig. 5.21. Sección de correlación estratigráfica A-A' de la Unidad U1S

Se identifica también en la sección A-A' que la asociación de electrofacies de barras de desembocadura presenta una respuesta en el registro GR correspondiente a depósitos granocrecientes hacia el tope, tal como fue descrito en la electrosecuencia característica de la asociación. Esta respuesta se observa en los distintos pozos correlacionados en la sección, identificándose también que la asociación de electrofacies de barras de desembocadura presenta hacia el tope, la mejor respuesta de resistividad, la cual está asociada a acumulación de hidrocarburo. Sin embargo, la asociación de canal distributivo es más atractiva por presentar mayores espesores de

arena neta, identificada por los bajos valores en la respuesta de GR y la electroforma cilíndrica; esta asociación también presenta mejor respuesta de resistividad asociada a mayores espesores de arena neta petrolífera.

La sección B-B' es longitudinal a la dirección de sedimentación de canales distributarios, como se puede observar en vista horizontal en la Figura 5.20.

En la Figura 5.22 se presenta la sección de correlación estratigráfica B-B' (Ver detalles en Anexo 6), donde se puede identificar que la asociación de electrofacies de ambiente de barra de desembocadura presenta una amplia distribución y continuidad lateralmente, observándose además que en esta sección longitudinal, la asociación de electrofacies de ambiente de canal distributivo también presenta continuidad lateralmente, a diferencia de la sección transversal A-A' descrita anteriormente, en la cual la asociación presentaba acuñaamiento lateralmente.

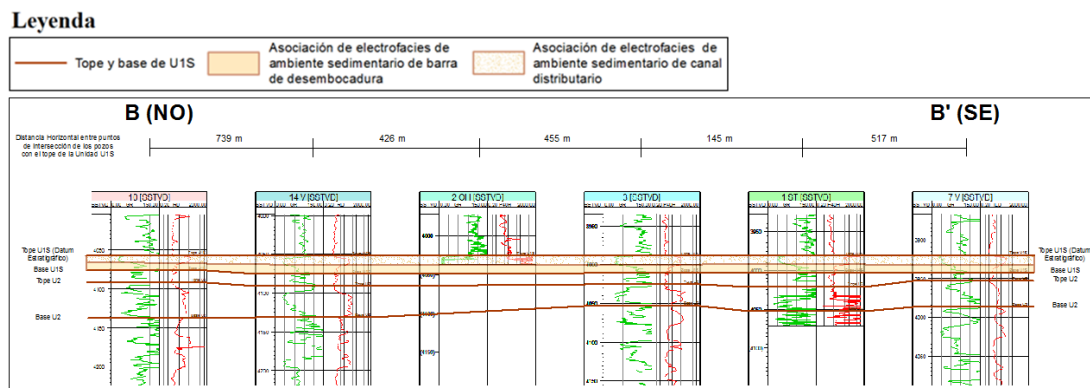


Fig. 5.22. Sección de correlación estratigráfica B-B' de la Unidad U1S

5.3.1.3 Mapa de espesor de arena neta petrolífera en la Unidad U1S

Con el propósito de identificar la distribución lateral de acumulación de hidrocarburo en las arenas de la unidad, se realizó el mapa de espesor de arena neta petrolífera (ANP), el cual se presenta la Figura 5.23 (Ver detalles en Anexo 7). Al analizar en conjunto con el mapa de electrofacies de la Unidad U1S, se identifica que los mayores espesores de ANP se encuentran distribuidos hacia la asociación de

electrofacies de ambiente de canales distributarios, presentando la misma alineación, identificando además una disminución en el espesor de ANP hacia el noreste, donde se presentan los menores espesores de arena de ambiente de barras de desembocadura. Respecto al marco estructural de la unidad, se observa que los mayores espesores de ANP se presentan hacia el sur, en donde la Unidad U1S se encuentra estructuralmente con menor profundidad, lo que indica que hacia esta zona se genera el flujo de hidrocarburo en la unidad.

Leyenda

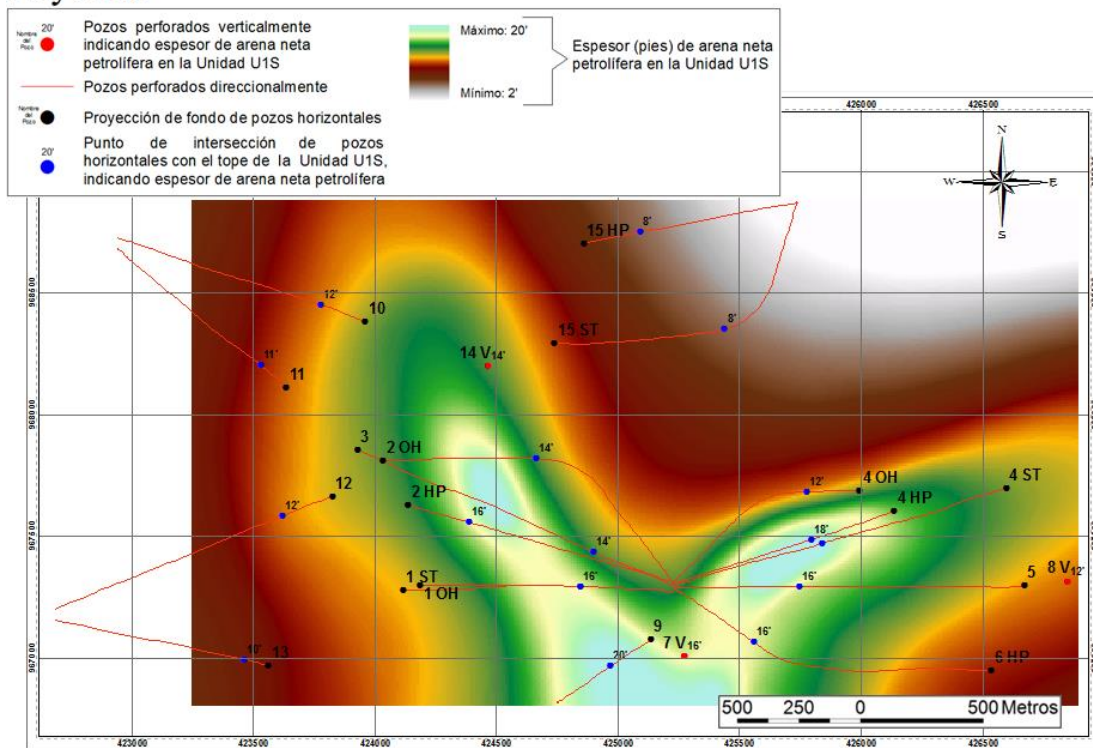


Fig. 5.23. Mapa de espesor de arena neta petrolífera en la Unidad U1S

5.3.1.4 Mapas de volumen de arcilla (Vsh) en porcentaje contenido en arenas de la Unidad U1S

Con el propósito de identificar la distribución lateral de las arenas con menor contenido de arcilla en la Unidad U1S, fue realizado el mapa de fracción de arcilla

(Vsh) en porcentaje para las arenas de esta unidad, el cual se presenta la Figura 5.24 (Ver detalles en Anexo 8). En este mapa se puede observar en color amarillo, la distribución lateral de arenas con menos del 10 % de fracción de arcilla, las cuales fueron clasificadas como arenas limpias aplicando el diagrama de clasificación de arenas establecido por Dott (1964), quien clasifica a las areniscas con menos del 10% de matriz fina en “Arenitas”, que corresponde con areniscas bien escogidas. En color verde se presenta la distribución de arenas con más del 10% de fracción de arcilla, las cuales fueron clasificadas como arenas arcillosas.

Leyenda

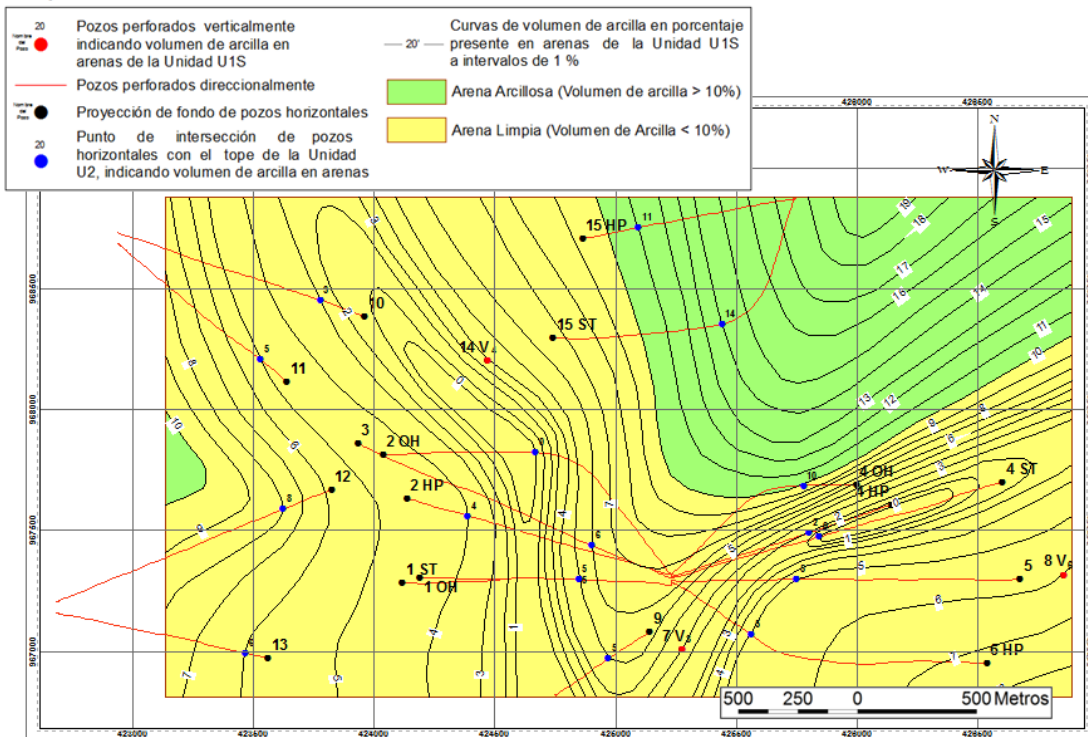


Fig. 5.24. Mapa de fracción de arcilla en porcentaje (Vsh) en las arenas de la Unidad U1S

Aunque la clasificación general de Dott (1964) para las areniscas, en base al contenido de matriz fina se basa en composición granulométrica, y la fracción de arcilla (Vsh) calculada a partir de valores del registro GR se basa en la emisión natural de rayos gamma por la formación, la cual está relacionada con la composición mineralógica de la roca sedimentaria, existe correspondencia entre el valor del

registro GR y la granulometría de la roca sedimentaria, por lo que aplicar el diagrama de clasificación de areniscas de Dott (1964) para discriminar areniscas limpias de areniscas arcillosas a partir del porcentaje de fracción de arcilla calculado con datos del registro GR es una aproximación bastante ajustada.

Se puede decir del mapa de fracción de arcilla (Figura 5.24) para las arenas de la Unidad U1S, que en base a la clasificación realizada en las arenas, se observa una amplia distribución de arenas limpias en toda el área de estudio, que al analizar en conjunto con el mapa de electrofacies de la unidad (Figura 5.16), se puede inferir que esto se debe a la distribución de arenas en ambiente de barras de desembocadura depositadas al desembocar canales fluviales al mar. Se observa también que hacia el norte se presentan arenas con mayor contenido de arcilla, lo que refleja que esta corresponde a la dirección de sedimentación en el ambiente deltaico en general en el que fue depositada la Unidad U1S, por lo que hacia el norte fueron depositados los sedimentos más con granulometría más fina de la unidad.

Finalmente a partir de un análisis del mapa de fracción de arcilla en conjunto con la sección de correlación estratigráfica de la Unidad U1S (Figura 5.21), cabe destacar que a pesar de identificarse en el mapa de fracción de arcilla una amplia distribución de arena limpia, respecto a la asociación de ambiente de barras de desembocadura, estas arenas limpias se encuentran hacia el tope de la unidad, sin presentar grandes espesores; los mayores espesores de arena limpia se encuentran en la asociación de electrofacies de ambiente de canal distributivo, presentándose también hacia el tope de la unidad.

5.3.2 Modelo estratigráfico para la Unidad U2

5.3.2.1 Mapa combinado de electrofacies / Isópaco para la Unidad U2

Las electroformas o electrosecuencias del registro GR para la Unidad U2 en cada pozo presente en el área de estudio se agruparon en básicamente tres

asociaciones de electrofacies, donde cada una de ellas presenta una respuesta característica en el registro GR, dicha respuesta representa el tipo de litología presente en la unidad, la variación granulométrica que presenta verticalmente y el tipo de ambiente al cual se encuentra asociado.

A continuación se presenta una breve descripción de los tres tipos de electrosecuencias identificados:

- **Electrosecuencia 1:** presenta electroforma de tipo cilíndrico a campana, donde los valores en la respuesta de GR se mantienen bajos en general, con una ligera tendencia de aumento hacia el tope, lo que indica que litológicamente la secuencia se encuentra asociada a areniscas homogéneas y de buenos espesores (Ver Figura 5.25), con una ligera tendencia granodecreciente hacia el tope de la unidad. En relación al potencial que presenta la secuencia para la acumulación y transporte de hidrocarburos, se puede identificar en la Figura 5.25 que la respuesta en el registro de resistividad presenta en general altos valores en todo el espesor del paquete de arena, el cual se encuentra asociado a acumulaciones de petróleo. En consecuencia se puede decir que las areniscas asociadas a la Electrosecuencia 1 presenta un alto potencial como roca yacimiento de hidrocarburos.

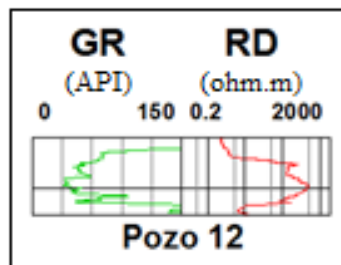


Fig. 5.25. Electrosecuencia 1 de la Unidad U2, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD)

- **Electrosecuencia 2:** presenta electroforma de tipo irregular, donde los valores en la respuesta de GR varían entre bajos y altos valores en forma interdigitada,

lo que indica que litológicamente la secuencia se encuentra asociada a intercalaciones de lutitas y areniscas delgadas (Ver Figura 5.26). En relación al potencial que presenta la secuencia para la acumulación y transporte de hidrocarburos, se puede identificar en la Figura 5.26 que la respuesta en el registro de resistividad presenta altos valores en todo el espesor del paquete, el cual se encuentra asociado a acumulaciones de petróleo, sin embargo, el flujo del hidrocarburo solo será posible en las delgadas areniscas que presenta la unidad, ya que las lutitas que se encuentran intercaladas son impermeables. Las areniscas de la secuencia a pesar de estar acumuladas con hidrocarburo, no son consideradas atractivas para ser desarrolladas a partir de perforaciones direccionales, ya que los espesores de arena son bastante delgados (menor a 10 pies de espesor).

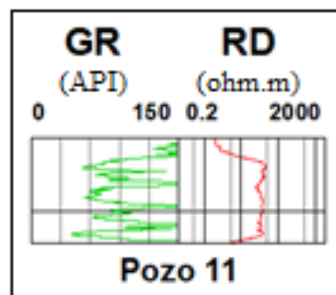


Fig. 5.26. Electrosecuencia 2 de la Unidad U2, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD)

- **Electrosecuencia 3:** presenta electroforma de tipo embudo, donde los valores en la respuesta de GR se hacen cada vez más bajos hacia el tope de la unidad, lo que indica que hacia el tope la secuencia es granocreciente y litológicamente se encuentra asociada a areniscas limpias (Ver Figura 5.27), sin embargo esta no presenta desarrollo de grandes espesores. Como potencial en la acumulación de hidrocarburos, se observa que la secuencia no presenta muy buena respuesta en el registro de resistividad, por lo cual dentro del área de estudio, esta electrosecuencia no es considerada atractiva como yacimiento de hidrocarburos.

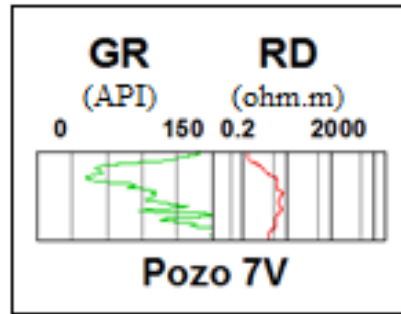


Fig. 5.27. Electrosecuencia 3 de la Unidad U2, identificando la respuesta en el registro de rayos gamma (GR) y su relación con la respuesta del registro de resistividad (RD)

En la Figura 5.28 se presenta el mapa de electrofacies combinado con mapa isópaco de espesor de arena neta para la Unidad U2 (Ver detalles del mapa en el Anexo 9). En el mapa se pueden identificar las tres asociaciones de electrofacies definidas a partir de los tres tipos de electrosecuencias identificados en la respuesta del registro GR para la Unidad U2 en cada pozo que se encuentra dentro del área de estudio en este trabajo.

La Unidad U2 presenta tres tipos de asociaciones de electrofacies con características y geometría particulares que pueden identificarse en la Figura 5.28, observándose la electroforma de la electrosecuencia de la asociación en cada pozo del área de estudio, a partir de la respuesta del registro GR del pozo al intersectar a la Unidad U2. También, se puede identificar en el mapa combinado de electrofacies e isópaco (Figura 5.28), la relación geométrica y de espesores de los cuerpos arenosos entre las distintas asociaciones. A partir de las características de cada asociación, a cada una se le asignó una determinada correspondencia con un ambiente sedimentario, así pues, se identifican las asociaciones de electrosecuencias 1,2 y 3 de la Unidad U2, como correspondientes a ambientes de canales entrelazados, llanura de inundación y barras de desembocadura respectivamente.

Leyenda

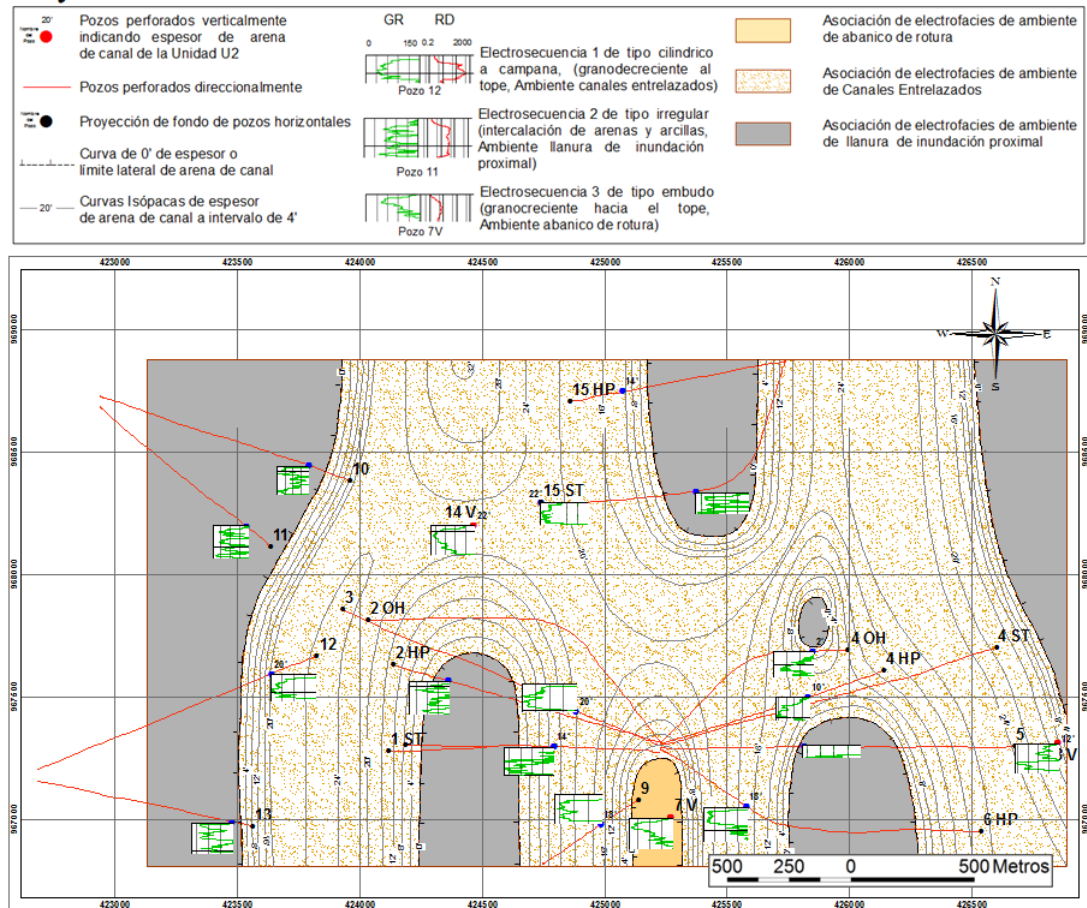


Fig. 5.28. Mapa combinado de electrofacies e isópaco de espesor de arena neta de ambiente de canales entrelazados de la Unidad U2

A continuación se presenta una descripción de los dos tipos de asociaciones de electrofacies definidas en la Unidad U2 y la relación que cada una presenta respecto a las curvas isópacas de espesor de arena neta:

- **Asociación de electrofacies de ambiente de canales entrelazados:** la agrupación de las respuestas de electrofacies correspondiente a la electrosecuencia 1, presenta en vista horizontal, una morfología alargada, interdigitada con cuerpos sedimentarios correspondientes a las asociaciones de electrofacies de barras longitudinales y de llanura de inundación.

La geometría alargada de los cuerpos sedimentarios correspondientes a la asociación de canales entrelazados presenta una alineación preferencial norte-sur, correspondiendo la dirección de sedimentación hacia el norte. En esta asociación de electrofacies, se observa en la Figura 5.28 que las curvas isópacas que representan el espesor de arena neta de canales estrechados, presentan la misma alineación preferencial que tiene esta asociación, observándose los mayores espesores hacia la zona central del cuerpo sedimentario en vista horizontal, y a lo largo de toda su alineación.

La morfología alargada de la asociación, su interdigitación con otros cuerpos sedimentarios asociados a barras longitudinales, los mayores espesores de arena hacia el centro del cuerpo sedimentario y en toda su alineación, asociados a una mayor energía hacia esta zona en el ambiente de sedimentación, así como la electroforma cilíndrica a campana presente en la electrosecuencia 1 característica de la asociación, permiten atribuir a ésta un ambiente de canales entrelazados (Ver Figura 5.29).



Fig. 5.29. Ejemplo de canales entrelazados en Río Tanana. Alaska, EEUU (Tomado de: <http://geoimages.berkeley.edu/GeoImages/SemansAir/AirPhotos/TANABRDS.JPG>)

Estos canales se encuentran interdigitados con otras asociaciones de electrofacies debido al proceso de desplazamiento lateral del canal a causa de la colmatación por la alta carga de sedimentos que transporta generando inestabilidad del flujo en el canal y provocando la generación de nuevos canales y otros depósitos entre los canales.

- **Asociación de electrofacies de ambiente de llanura de inundación proximal:** en el mapa de electrofacies de la Unidad U2 (Figura 5.28) se observa que la agrupación de electrofacies correspondiente a la electrosecuencia 2 que representa a esta asociación, se encuentra limitando lateralmente hacia el este y oeste del área de estudio a la asociación de ambiente de canales entrelazados. También se identifican cuerpos sedimentarios de esta asociación de llanura de inundación que se encuentran intercalados con los cuerpos arenosos de canales entrelazados y presentando morfología alargada y con la misma alineación de las arenas de canal. Para esta asociación no fueron representadas curvas isópacas de espesor de arena neta, ya que como se identificó en la descripción de la electrofacies característica de esta asociación, se presentan arenas delgadas de no más de 10 pies de espesor, por lo cual solo se representaron las curvas isópacas de espesor de arena neta de ambiente de canales distributarios.

La relación espacial que presenta esta asociación, respecto a la asociación de canales entrelazados, limitándola lateralmente, así como la intercalación de lutitas y areniscas de la cual se compone verticalmente tal como se identificó en la electrosecuencia 2 característica de la asociación, permiten atribuir un ambiente de llanura de inundación proximal (Ver Figura 5.30), en el cual debido a los aumentos del nivel del río, en etapas de crecida, se desarrollan depósitos arenosos de desbordamiento proximal que se superponen en la llanura de inundación. Las capas arenosas se intercalan con arcillas que representan el depósito de los sedimentos finos en suspensión luego de cada etapa de desbordamiento. El proceso descrito que explica la sedimentación de

los depósitos de ambiente llanura de inundación proximal de la Unidad U2, se basa en la descripción del proceso de sedimentación en este tipo de ambientes propuesta por Dabrio y Fernández (1980).

Los cuerpos sedimentarios que corresponden a esta asociación y que se presentan interdigitados con la asociación de electrofacies de ambiente de canales entrelazados, representan cuerpos que quedaron aislados como consecuencia del proceso de migración lateral de los canales fluviales, generando nuevos canales por entallamiento en la llanura de inundación lateral al canal precedente.

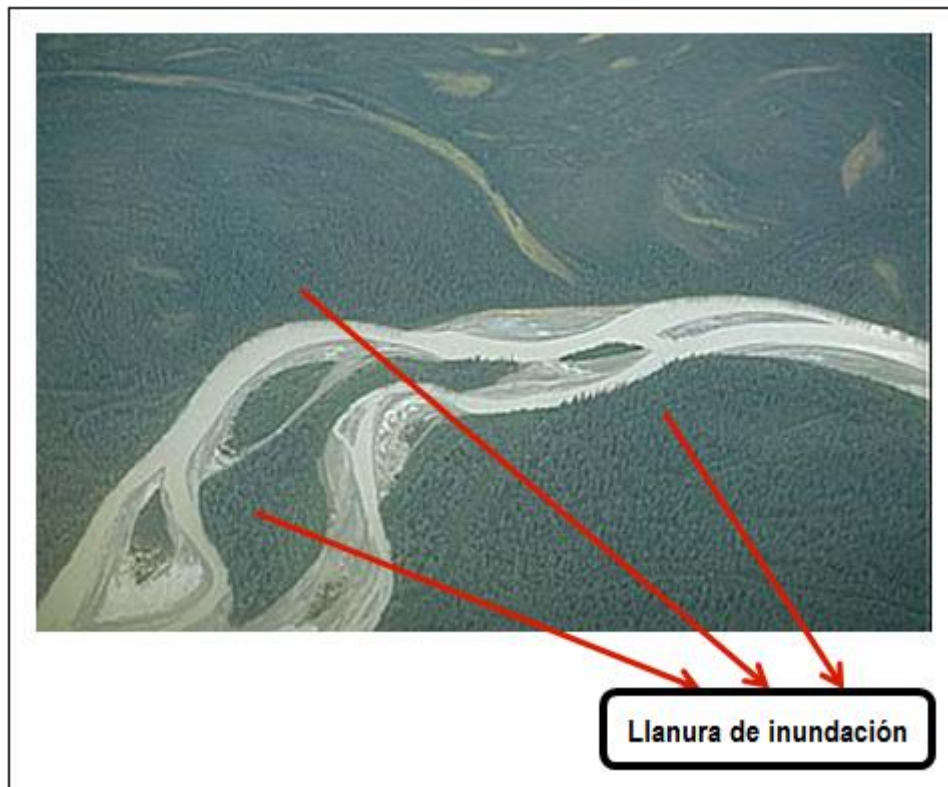


Fig. 5.30. Ejemplo de llanura de inundación en Río Tanana. Alaska, EEUU (Tomado de: <http://geoimages.berkeley.edu/GeoImages/SemansAir/AirPhotos/TANABRDS.JPG>)

- **Asociación de electrofacies de ambiente de abanico de rotura:** en el mapa de electrofacies de la Unidad U2 (Figura 5.28), se observa que la agrupación

de electrofacies correspondiente a la electrosecuencia 3 que representa a esta asociación, corresponde a cuerpos sedimentarios que se encuentran intercalados con los cuerpos arenosos de canales entrelazados y presentando morfología alargada y con la misma alineación de estas arenas de canal. Para esta asociación no fueron representadas curvas isópacas de espesor de arena neta, ya que como se identifica en el mapa de electrofacies, el cuerpo sedimentario correspondiente a esta asociación no presenta dimensiones representativas dentro del área de estudio y en la electrosecuencia característica de la asociación se observa que no presenta altos valores de resistividad que indiquen que el cuerpo presente acumulaciones de hidrocarburo, solo se representaron las curvas isópacas de espesor de arena neta de ambiente de canales distributarios que representan los cuerpos más atractivos en la Unidad U2.

La granulometría granocreciente hacia el tope del cuerpo sedimentario, identificada a partir de la electroforma del registro GR correspondiente a la electrosecuencia 3 característica para la asociación, permite atribuir un ambiente de abanico de rotura (Ver Figura 5.31). Estos cuerpos fueron depositados en etapas de desbordamiento del canal fluvial sobre la llanura de inundación, con flujo de la sedimentación en la dirección este-oeste perpendicular al canal. El cuerpo arenoso del abanico de rotura en el área de estudio se encuentra interdigitado con cuerpos de canales entrelazados, como consecuencia de la migración lateral, generando nuevos canales hacia la llanura de inundación en la cual se encuentra el depósito del abanico de rotura, quedando de esta forma aislado entre canales entrelazados.



Fig. 5.31. Ejemplo de barras abanicos de rotura. Santiago, Chile

(Tomado de: http://www.flickr.com/photos/banco_imagenes_geologicas/5015396539/)

5.3.2.2 Secciones de correlación estratigráfica de Unidad U2

Secciones de correlación estratigráfica de pozos fueron realizadas con el propósito de identificar las relaciones laterales y verticales de las asociaciones de electrofacies de la Unidad U2, así como también la relación de estas asociaciones con la capacidad de acumulación de hidrocarburos.

En la Figura 5.32 se pueden identificar en vista horizontal las dos secciones seleccionadas para la correlación estratigráfica de pozos. En la sección anterior se identificó que para la Unidad U2, la asociación de electrofacies de ambiente de canales entrelazados presenta los mayores espesores de arena y mejor respuesta de resistividad asociada a acumulaciones de hidrocarburo, por lo cual esta asociación es el principal interés en la evaluación de las secciones de correlación estratigráfica.

Leyenda

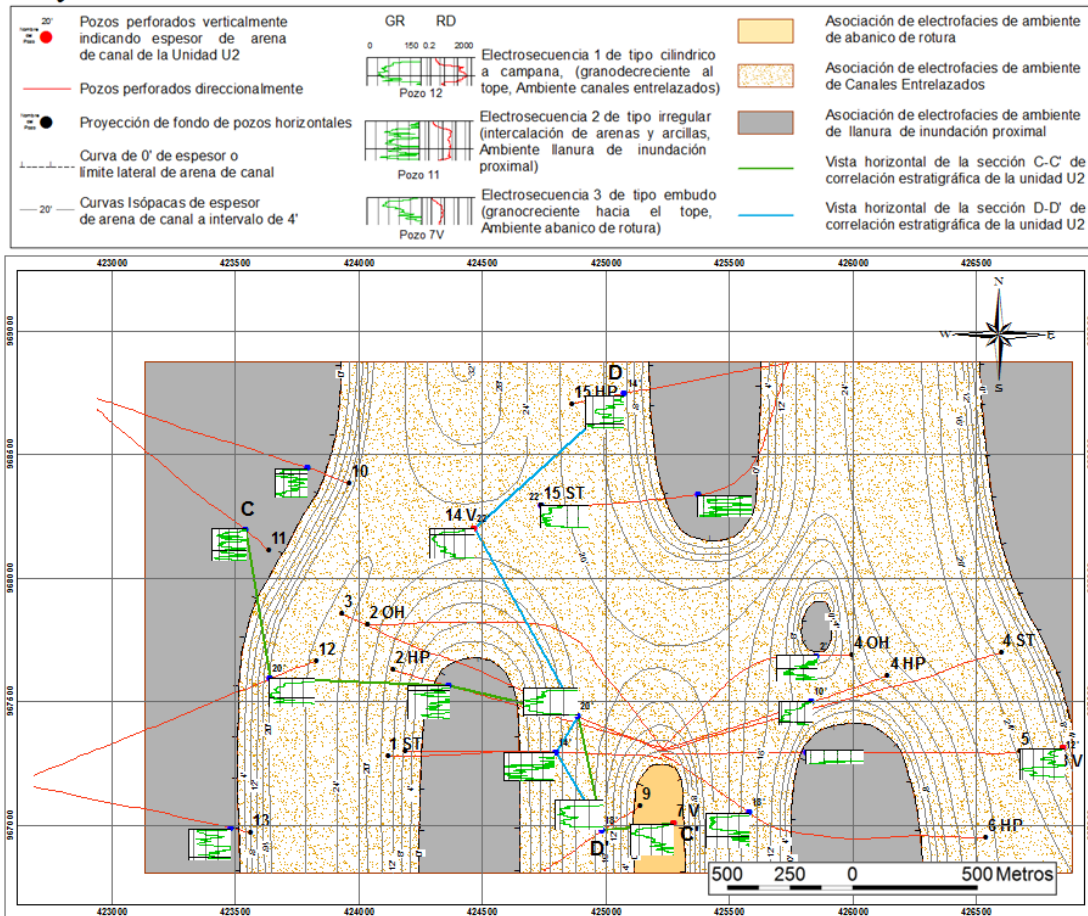


Fig. 5.32. Vista horizontal de secciones de correlación estratigráfica de la Unidad U2

La sección C-C' es transversal a la dirección de sedimentación de canales entrelazados, como se observa en vista horizontal (Figura 5.32), en esta se pretende identificar la relación de estos depósitos respecto a cuerpos depositados en ambientes sedimentarios adyacentes a este. En la Figura 5.33 se presenta la sección de correlación estratigráfica C-C' (Ver detalles de las secciones de correlación estratigráfica de la Unidad U2 en Anexo 6), donde se identifica que la asociación de electrofacies de ambiente de llanura de inundación presenta una amplia distribución y continuidad lateralmente, observándose una alta disminución en el espesor hacia la zona en la que se encuentra superpuesta la asociación de electrofacies de ambiente de canales entrelazados; esta disminución en el espesor se debe al proceso de

entallamiento durante la formación del canal sobre la llanura de inundación. La asociación de electrofacies de canales entrelazados presenta geometría lenticular con acuñamiento lateral, que corresponde a la forma característica en sección transversal de un canal fluvial.

Se identifica también en la sección C-C' que la asociación de electrofacies de ambiente de llanura de inundación se encuentra intercalada por una secuencia de lutitas y areniscas que corresponden a los distintos eventos de desbordamiento del canal fluvial, en los cuales sedimentos arenosos son depositados sobre la llanura de inundación proximal al canal y por decantación los sedimentos finos que se encuentran en suspensión son depositados sobre los intervalos arenosos, teniendo así una intercalación de areniscas y lutitas. Se observa en la sección, que la asociación de electrofacies de ambiente de abanico de rotura se encuentra sobre depósitos de llanura de inundación y están en contacto hacia un extremo lateral de uno de los cuerpos arenosos de ambiente de canal, lo que indica que los depósitos del abanico de rotura fueron depositados posiblemente por desbordamiento del canal sobre la llanura de inundación.

Leyenda

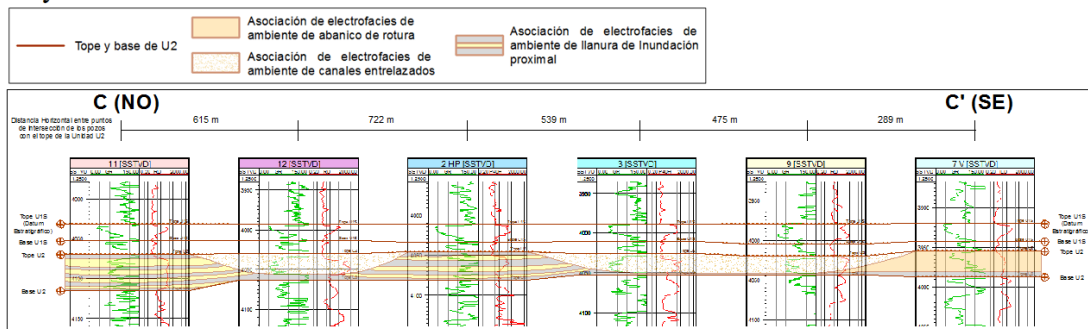


Fig. 5.33. Sección de correlación estratigráfica C-C' de la Unidad U2

La sección D-D' es longitudinal a la dirección de sedimentación de canales entrelazados, como se puede observar en vista horizontal en la Figura 5.32.

En la Figura 5.34 se presenta la sección de correlación estratigráfica D-D', donde se puede identificar que la asociación de electrofacies de ambiente de canales

entrelazados se encuentra superpuesta sobre la asociación de electrofacies de ambiente de llanura de inundación, observándose también que ambas asociaciones presentan continuidad y poca variación en el espesor a lo largo de toda la sección. Esta sección de correlación refleja que la dirección longitudinal a la sedimentación es una dirección preferencial en la cual se presenta continuidad en los grandes espesores de arenas de canales entrelazados.

Leyenda

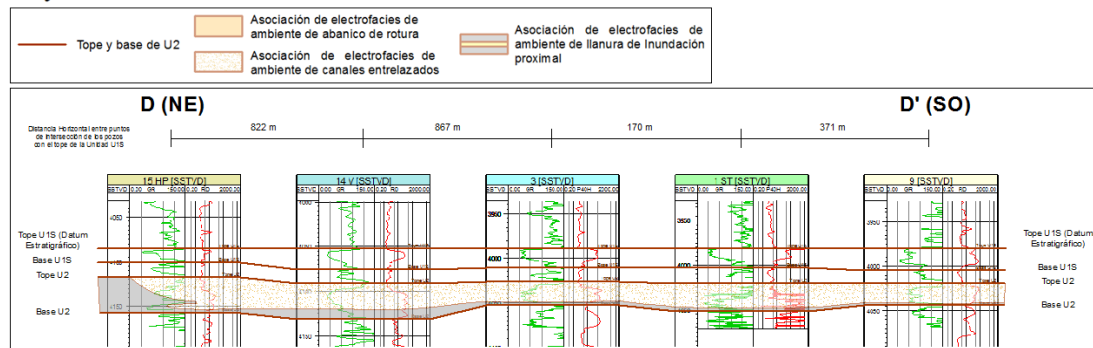


Fig. 5.34. Sección de correlación estratigráfica D-D' de la Unidad U2

5.3.2.3 Mapa de espesor de arena neta petrolífera en la Unidad U2

Con el propósito de identificar la distribución lateral de acumulación de hidrocarburo en las arenas de la unidad, se realizó el mapa de espesor de arena neta petrolífera (ANP) para los cuerpos sedimentarios de ambiente de canales entrelazados, los cuales son considerados con mayor potencial dentro de la Unidad U2; el mapa de espesor de ANP se presenta en la Figura 5.35 (Ver detalles en Anexo 11). Al analizar en conjunto con el mapa de electrofacies de la Unidad U2, se identifica que los mayores espesores de ANP se encuentran distribuidos hacia la asociación de electrofacies de ambiente de canales entrelazados, presentando la misma alineación, identificando además una disminución en el espesor de ANP hacia los límites laterales de esta asociación, donde se encuentra en contacto con la asociación de electrofacies de llanura de inundación.

Leyenda

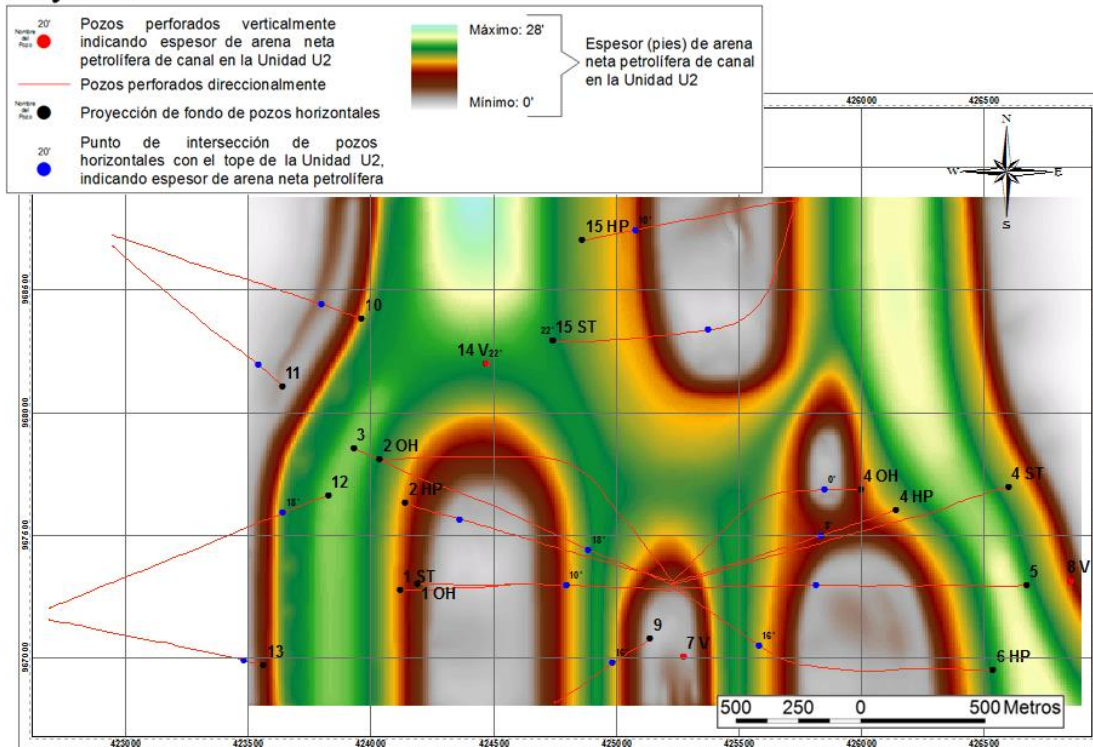


Fig. 5.35. Mapa de espesor de arena neta petrolífera de canales entrelazados en la Unidad U2

5.3.2.4 Mapas de volumen de arcilla (Vsh) en porcentaje contenido en arenas de la Unidad U2

Con el propósito de identificar la distribución lateral de las arenas con menor contenido de arcilla en la Unidad U2, fue realizado el mapa de fracción de arcilla (Vsh) en porcentaje para las arenas de esta unidad, el cual se presenta la Figura 5.36 (Ver detalles en Anexo 12). En este mapa se puede observar en color amarillo, la distribución lateral de arenas con menos del 10 % de fracción de arcilla, las cuales fueron clasificadas como arenas limpias aplicando el diagrama de clasificación de arenas establecido por Dott (1964), quien clasifica a las areniscas con menos del 10% de matriz fina en “Arenitas”, que corresponde con areniscas bien escogidas. En color verde se presenta la distribución de arenas con más del 10% de fracción de arcilla, las cuales fueron clasificadas como arenas arcillosas.

Leyenda

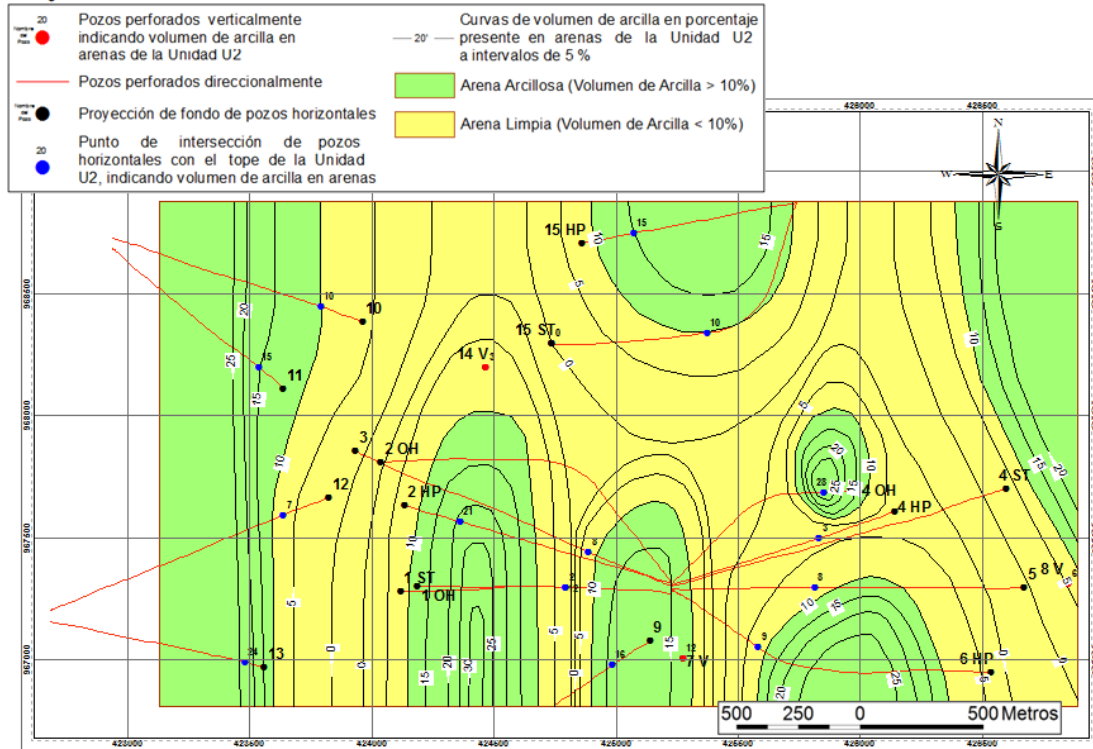


Fig. 5.36. Mapa de fracción de arcilla en porcentaje (Vsh) contenido en las arenas de la Unidad U2

Aunque la clasificación general de Dott (1964) para las areniscas, en base al contenido de matriz fina se basa en composición granulométrica, y la fracción de arcilla (Vsh) calculada a partir de valores del registro GR se basa en la emisión natural de rayos gamma por la formación, la cual está relacionada con la composición mineralógica de la roca sedimentaria, existe correspondencia entre el valor del registro GR y la granulometría de la roca sedimentaria, por lo que aplicar el diagrama de clasificación de areniscas de Dott (1964) para discriminar areniscas limpias de areniscas arcillosas a partir del porcentaje de fracción de arcilla calculado con datos del registro GR es una aproximación bastante ajustada.

Al analizar el mapa de fracción de arcilla para las arenas de la Unidad U2 en conjunto con el mapa de electrofacies de esta unidad, se puede identificar que las arenas limpias con menor porcentaje de fracción de arcilla se encuentran distribuidas

a lo largo de la asociación de electrofacies de ambiente de canales entrelazados, presentándose con la misma alineación con alargamiento en la dirección norte-sur. El menor contenido de fracción de arcilla se presenta exactamente hacia la zona central de los canales entrelazados, lo que se debe a una mayor energía en el medio de transporte fluvial hacia el centro del canal, depositando arenas más limpias hacia esta zona. Se observa que desde la zona con menor contenido de fracción de arcilla, hay un aumento progresivo en fracción de arcilla hacia la zona en la que se encuentran los límites laterales de la asociación de electrofacies de ambiente de canales entrelazados, lo que se debe a que hacia esta zona la energía del medio fluvial es menor, por lo cual un mayor contenido de arcilla es depositado en conjunto con los sedimentos arenosos. Finalmente se observa que el porcentaje de fracción de arcilla continua aumentando hacia la asociación de electrofacies de llanura de inundación, siendo mayor hacia la zona más distal al canal.

5.4 Evaluación geológica de planificaciones de perforaciones direccionales en las unidades estratigráficas U1S y U2

En la evaluación de las mejores trayectorias para perforaciones horizontales en las unidades U1S y U2, se realizó un análisis integrado del modelo estructural y estratigráfico de las unidades con el propósito de identificar en los cuerpos sedimentarios con mayor potencial de roca yacimiento, aquellas características que permiten establecer la orientación que se debe mantener para la geonavegación durante la perforación de pozos horizontales en la unidad objetivo.

Los principales parámetros tomados en consideración para la evaluación en la planificación de nuevas trayectorias de perforaciones horizontales en las unidades U1S y U2 en el área de estudio fueron los siguientes:

- Buzamiento de la unidad
- Dirección de flujo en la sedimentación de la potencial roca yacimiento
- Espesor de arena neta petrolífera de la potencial roca yacimiento

- Densidad de datos de pozos
- Trayectorias de los distintos pozos presentes en el área de estudio

5.4.1 Planificación de perforación direccional en la Unidad U1S

En la Unidad U1S, el cuerpo sedimentario relacionado con la asociación de electrofacies de canales distributarios, presenta los mayores espesores de arena neta petrolífera y el menor contenido de arcilla, relacionado a arenas más limpias, que por lo tanto posiblemente presenten mayor porosidad y permeabilidad al flujo de hidrocarburos, por lo cual corresponden con el cuerpo sedimentario con mayor potencial como yacimiento de hidrocarburos dentro de la Unidad U1S.

Por las características expuestas, la perforación horizontal para la producción de petróleo en la Unidad U1S está orientada a la geonavegación en los cuerpos sedimentarios depositados en ambiente de canales distributarios, siendo la dirección preferencial aquella dirección longitudinal correspondiente a la dirección de sedimentación, a lo largo de la cual hay continuidad en las distintas características favorables de la arena como mayores espesores y menor fracción de arcilla hacia el centro del canal, y a lo largo de la cual el hidrocarburo tendrá tendencia al flujo ya que en esta dirección se generan como estructuras sedimentarias en este tipo de depósitos, la estratificación cruzada que favorecerá al flujo del petróleo en la dirección de sedimentación.

Sin embargo, aunque las mejores características como roca yacimiento en la Unidad U1S se encuentran en la asociación de electrofacies de ambiente de canales distributarios, cabe destacar que en general en el área de estudio toda la unidad presenta buenas características como roca yacimiento con una excelente distribución lateral, por lo cual las perforaciones horizontales en la unidad no requieren mantenerse estrictamente dentro de la asociación de electrofacies de ambiente de canales distributarios. Verticalmente, como se expone en el análisis estratigráfico de la unidad, las mejores características de la roca yacimiento se encuentran hacia el tope, donde la arena es más limpia por corresponder con depósitos granocrecientes al

tope, por lo cual en las perforaciones horizontales se requiere mantener la geonavegación hacia el tope de la unidad.

El petróleo tiene tendencia a fluir en los yacimientos de hidrocarburos, desde puntos de mayor presión a puntos de menor presión. Estructuralmente, la Unidad U1S presenta buzamiento hacia el norte, por lo cual es conveniente que las perforaciones horizontales en esta unidad sean realizadas desde el sur hacia el norte, lo cual favorece al flujo de hidrocarburo desde el fondo del pozo (que debe encontrarse al norte) hasta el punto en superficie que se debe ubicar hacia el sur, donde estructuralmente la unidad se encuentra a menor profundidad y por lo tanto a menor presión.

En la Figura 5.37 se presenta en vista horizontal, la propuesta de perforación horizontal en la Unidad U1S, donde se puede observar que en el plan de perforación se pretende geonavegar a través del cuerpo arenoso que corresponde con la asociación de electrofacies de ambiente de canal distributivo, siguiendo la dirección de sedimentación. La perforación se plantea para el cuerpo arenoso de canal distributivo que se identifica hacia el oeste del área de estudio, hacia el cual se presentan mayor densidad de datos de pozos, lo cual reduce la incertidumbre en la interpretación de la geometría, distribución y ambiente del cuerpo sedimentario.

La arena de canal distributivo de interés para la perforación presenta una alineación preferencial hacia el noroeste (Ver Figura 5.37), correspondiendo con la dirección de sedimentación, a lo largo de la cual se plantea la perforación, ya que en esta dirección hay continuidad en los mayores espesores de arena. Por otro lado, en base al tipo de ambiente interpretado para la sedimentación de la arena, posiblemente se generaron estructuras sedimentarias de estratificación cruzada, que favorecerán al flujo de hidrocarburo a lo largo de la dirección de sedimentación; sin embargo no es posible plantear una perforación que dentro de la Unidad U1S se mantenga lateralmente en la arena de canal distributivo, debido a la presencia de otros pozos presentes en el área de estudio, por lo cual el plan de perforación fue diseñado de forma tal que se logre evitar riesgos de colisión con estos pozos.

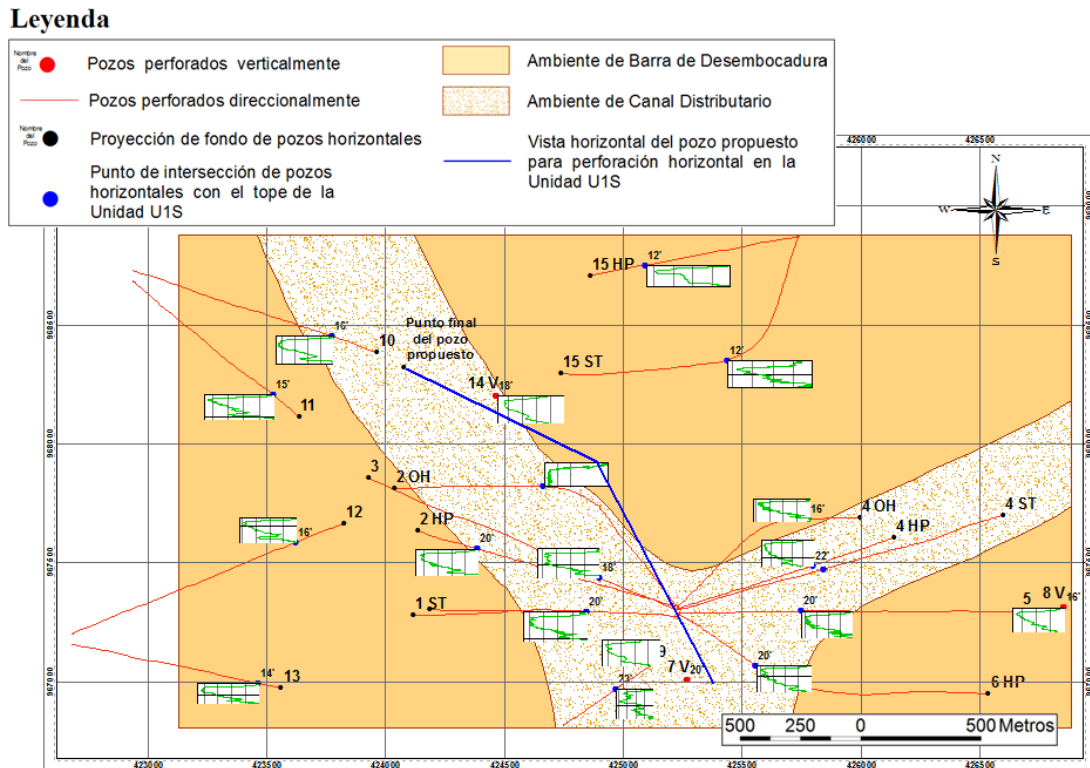


Fig. 5.37. Vista en planta del plan de perforación horizontal propuesto para la Unidad U1S respecto al mapa de electrofacies definido para la unidad.

Para la evaluación de la sección vertical del plan de perforación del pozo horizontal propuesto en la Unidad U1S, se presenta en la Figura 5.38, la sección vertical de corte de las curvas estructurales presentes en los mapas estructurales generados para los topes y bases de las unidades estratigráficas U1S y U2. La sección vertical del corte estructural se generó a lo largo de la dirección del plan de perforación establecido en vista horizontal, y en esta se identifica el buzamiento aparente que presenta la Unidad U1S a lo largo de cada punto de la dirección del plan de perforación propuesto, observándose además la relación de inclinación que debe presentar el pozo para mantenerse en la zona donde la arena petrolífera presenta sus mejores características dentro de la Unidad U1S.

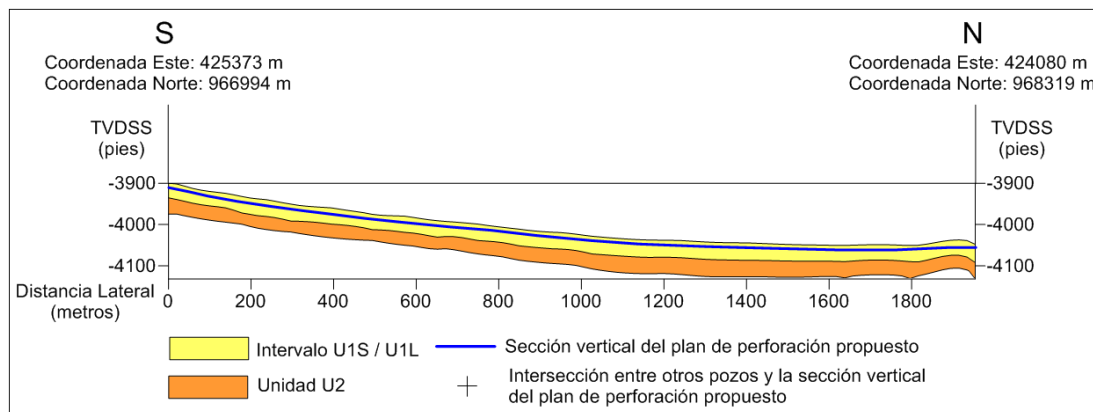


Fig. 5.38. Sección vertical de corte estructural de las unidades U1S y U2 a lo largo de la dirección del plan de perforación propuesto para la Unidad U1S

En la Figura 5.38 solo se presenta la sección de geonavegación del pozo en la arena petrolífera, no se presenta un plan para la sección vertical ni la sección de construcción del pozo hasta la intersección con el objetivo en la Unidad U1S, por lo cual en la propuesta de perforación establecida en base a criterios geológicos, aún deben ser definidas la sección vertical y sección de construcción del pozo en base a criterios operacionales. Como fue determinado en la evaluación estratigráfica de la Unidad U1S, tanto la arena de principal interés de ambiente de canales distributarios así como la arena de interés secundario de ambiente de barras de desembocadura, presenta un patrón granocreciente hacia el tope, identificado a partir de los registros GR de los pozos que se encuentran en el área de estudio. También fueron identificados en los registros de resistividad, que la mejor respuesta, asociada a acumulaciones de hidrocarburo se presentan hacia el tope de la arena. Por las descripciones para la arena petrolífera, el plan de perforación se estableció en sección vertical, para mantenerse hacia el tope de la arena, donde ésta presenta sus mejores características como roca yacimiento, las cuales permitirán una mayor productividad del pozo.

En la evaluación geológica durante la perforación del pozo propuesto en la Unidad U1S, lateralmente no se requiere un preciso control ya que en general, las arenas de la unidad presentan una excelente distribución lateral en el área de estudio,

sin embargo, al ser establecido un plan de perforación que debe mantenerse cercano al tope de la Unidad U1S, con el propósito de mantenerse en la zona de mayor productividad de la arena, durante la perforación será requerido un control de la posición del pozo relativa al tope de la unidad, en vista de que este presenta un buzamiento hacia el norte.

La herramienta PeriScope de la tecnología LWD de Schlumberger, permite realizar mediciones de resistividad electromagnética acimutal profunda, las cuales permiten determinar la distancia y orientación de los límites de las capas, en medios sedimentarios donde verticalmente existan contrastes de resistividades, logrando mapear durante la perforación, los límites que presentan las capas si estos se encuentran a una distancia no mayor a 21 pies del pozo. En el plan de perforación horizontal en la Unidad U1S, se propone la aplicación de la herramienta PeriScope con el propósito de tener un control de la distancia del pozo respecto al tope de la unidad y así lograr mantener al pozo cerca del tope, donde la arena presenta sus mejores características como roca reservorio de hidrocarburo. Al aplicar la herramienta PeriScope, se requiere una rotación continua de la sarta de perforación para que la herramienta logre generar mediciones acimutales, por lo cual en el plan de perforación establecido en la Unidad U1S, se plantea además la aplicación de herramientas direccionales de la tecnología de los sistemas de rotación dirigida (RSS), que permitirá direccionar la mecha y la sarta según el plan de perforación establecido, manteniendo una rotación continua.

Finalmente para tener un control durante la ejecución del plan de perforación establecido en la Unidad U1S, en la Tabla 5.1 se presentan distintos puntos de control para los cuales se indican sus respectivas coordenadas en Proyección UTM y sistema de coordenadas La Canoa, y la profundidad en TVDSS. Cada uno de los puntos de control que se presentan, permitirán mantener al pozo acorde al plan de perforación establecido.

Tabla 5.1. Puntos de control para el plan de perforación horizontal
propuesto en la Unidad U1S

Profundidad TVDSS (pies)	Coordenadas UTM, La Canoa	
	X (metros)	Y (metros)
Superficie	425373	966994
-3982 (Intesección del pozo con el tope de U1S)	425146	967430
-4013	425023	967664
-4042	424883	967926
-4052	424702	968016
-4063	424345	968188
-4058	424080	968319

5.4.2 Planificación de perforación direccional en la Unidad U2

En la Unidad U2, el cuerpo sedimentario relacionado con la asociación de electrofacies de canales entrelazados, presenta los mayores espesores de arena neta petrolífera y el menor contenido de arcilla, relacionado a arenas más limpias, que por lo tanto posiblemente presenten mayor porosidad y permeabilidad al flujo de hidrocarburos, por lo cual corresponden con el cuerpo sedimentario con mayor potencial como yacimiento de hidrocarburos dentro de la Unidad U2.

Por las características expuestas, la perforación horizontal para la producción de petróleo en la Unidad U2 está orientada a la geonavegación en los cuerpos sedimentarios depositados en ambiente de canales entrelazados, siendo la dirección preferencial aquella dirección longitudinal correspondiente a la dirección de sedimentación, a lo largo de la cual hay continuidad en las distintas características favorables de la arena como mayores espesores y menor fracción de arcilla hacia el centro del canal, y a lo largo de la cual el hidrocarburo tendrá tendencia al flujo ya que en esta dirección se generan como estructuras sedimentarias en este tipo de depósitos, la estratificación cruzada que favorecerá al flujo del petróleo en la dirección de sedimentación.

El petróleo tiene tendencia a fluir en los yacimientos de hidrocarburos, desde puntos de mayor presión a puntos de menor presión. Estructuralmente, la Unidad U2 presenta buzamiento hacia el norte, por lo cual es conveniente que las perforaciones horizontales en esta unidad sean realizadas desde el sur hacia el norte, lo cual favorece al flujo de hidrocarburo desde el fondo del pozo (que debe encontrarse al norte) hasta el punto en superficie que se debe ubicar hacia el sur, donde estructuralmente la unidad se encuentra a menor profundidad y por lo tanto a menor presión.

En la Figura 5.39 se presenta en vista horizontal, la propuesta de perforación horizontal en la Unidad U2, donde se puede observar que en el plan de perforación se pretende geonavegar a través del cuerpo arenoso que corresponde con la asociación de electrofacies de ambiente de canales entrelazados, siguiendo la dirección de sedimentación.

Leyenda

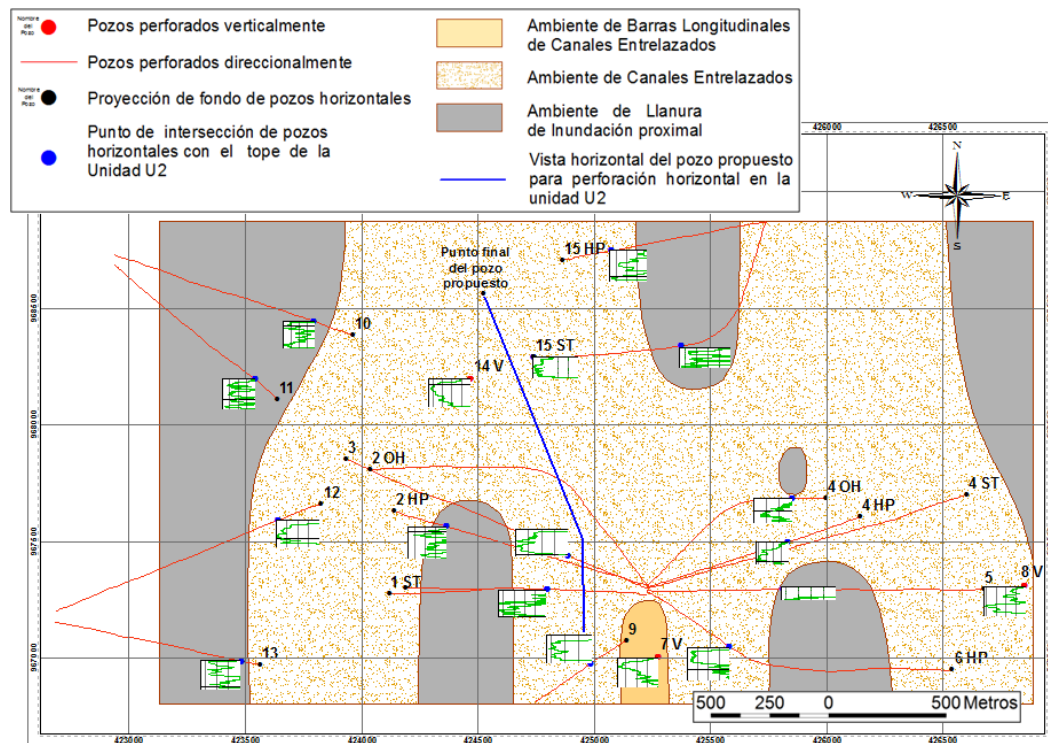


Fig. 5.39. Vista en planta del plan de perforación horizontal propuesto para la Unidad U2 respecto al mapa de electrofacies definido para la unidad.

La perforación se plantea para el cuerpo arenoso de canales entrelazados que se identifica hacia el oeste del área de estudio, hacia el cual se presenta mayor densidad de datos de pozos, lo cual reduce la incertidumbre en la interpretación de la geometría, distribución y ambiente del cuerpo sedimentario.

La arena de canales entrelazados de interés para la perforación presenta una alineación preferencial hacia el norte, correspondiendo con la dirección de sedimentación, a lo largo de la cual se plantea la perforación, ya que en esta dirección hay continuidad en los mayores espesores de arena. Por otro lado, en base al tipo de ambiente interpretado para la sedimentación de la arena, posiblemente se generaron estructuras sedimentarias de estratificación cruzada, que favorecerán al flujo de hidrocarburo a lo largo de la dirección de sedimentación, lo cual también justifica la perforación a lo largo de esta dirección.

Para la evaluación de la sección vertical del plan de perforación del pozo horizontal propuesto en la Unidad U2, se presenta en la Figura 5.40, la sección vertical de corte de las curvas estructurales presentes en los mapas estructurales generados para los topes y bases de las unidades estratigráficas U1S y U2.

La sección vertical del corte estructural se generó a lo largo de la dirección del plan de perforación establecido en vista horizontal, y en esta se identifica el buzamiento aparente que presenta la Unidad U2 a lo largo de cada punto de la dirección del plan de perforación propuesto, observándose además la relación de inclinación que debe presentar el pozo para mantenerse dentro de la arena petrolífera de la Unidad U2.

En la Figura 5.40 solo se presenta la sección de geonavegación del pozo en la arena petrolífera, no se presenta un plan para la sección vertical ni la sección de construcción del pozo hasta la intersección con el objetivo en la Unidad U2, por lo cual en la propuesta de perforación establecida en base a criterios geológicos, aún deben ser definidas la sección vertical y sección de construcción del pozo en base a criterios operacionales.

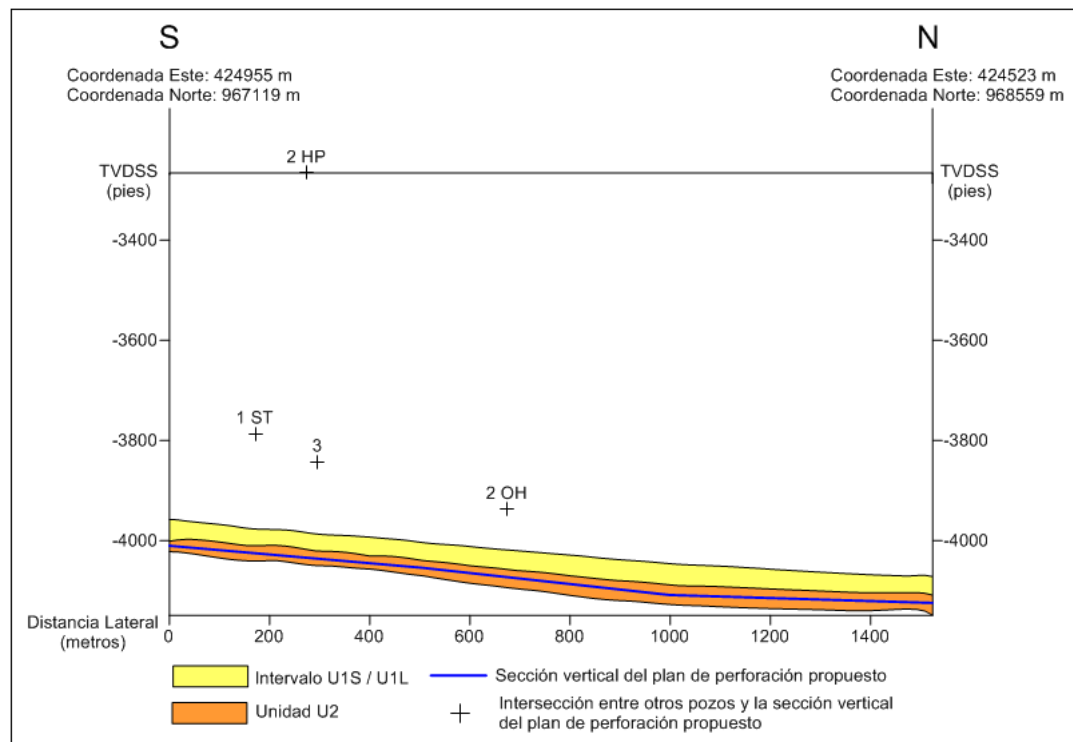


Fig. 5.40. Sección vertical de corte estructural de las unidades U1S y U2 a lo largo de la dirección del plan de perforación propuesto para la Unidad U2

Como fue determinado en la evaluación estratigráfica de la Unidad U2, la arena de principal interés de ambiente de canales entrelazados presenta hacia el centro del canal y a lo largo de la dirección de sedimentación, un patrón de granulometría arenosa uniforme, identificado a partir de la respuesta cilíndrica en los registros GR de los pozos que se encuentran en el área de estudio; también fueron identificados en los registros de resistividad, que verticalmente a lo largo de toda la arena, ésta presenta una excelente respuesta, asociada a acumulaciones de hidrocarburo. Por las descripciones para la arena petrolífera, el plan de perforación se estableció para mantenerse verticalmente hacia la zona central entre el tope y la base de la arena de canales entrelazados de la Unidad U2, de tal manera que se logre disminuir el riesgo de perforar verticalmente fuera de la arena y tener mayor capacidad de respuesta en la inclinación que debe mantener la arena respecto a la geometría del tope y la base de la unidad.

En la evaluación geológica durante la perforación del pozo propuesto en la Unidad U2, verticalmente se requiere tener un control del buzamiento de la unidad, de tal manera que se logre evitar perforar fuera de los límites verticales de la arena; de la misma forma es igualmente importante tener un control durante la perforación de la geometría que lateralmente presenta el cuerpo arenoso, el cual está relacionado con la dirección de sedimentación de la arena, por lo cual el control lateral debe permitir mantener la perforación a lo largo de la dirección de sedimentación y hacia la zona central, de tal manera que se logre evitar perforar fuera de los límites laterales de la arena, hacia un cuerpo sedimentario con deficientes características como roca reservorio, tal como es el caso del cuerpo correspondiente a la asociación de electrofacies de ambiente de llanura de inundación proximal que se encuentra en contacto lateral con las arenas de canales entrelazados y que presentan cuerpos arcillosos que al ser perforados pueden disminuir la productividad del pozo.

La herramienta GeoVISION Resistivity (GVR) de la tecnología LWD de Schlumberger, permite generar imágenes resistivas y de GR de la pared del pozo durante la perforación, con lo cual se logra una interpretación estructural y la medición del buzamiento del tope o base de la unidad en tiempo real de perforación. Otra importante aplicación de las imágenes de la pared del pozo generadas por la herramienta GVR, es que al ser generadas con la mayor resolución vertical, en las imágenes se pueden llegar a identificar estructuras sedimentarias internas de cada cuerpo, que al estar relacionadas con el ordenamiento de los sedimentos durante la depositación, pueden permitir la interpretación de la dirección de sedimentación. En el plan de perforación horizontal en la Unidad U2, se propone la aplicación de la herramienta GVR, con el propósito de tener un control estructural del buzamiento que presenta la unidad a partir de las imágenes de la pared del pozo, para así lograr proporcionar al pozo la inclinación que este debe mantener para permanecer dentro de los límites de la arena petrolífera. La aplicación de la herramienta GVR operada para generar la imagen de la pared del pozo con la más alta resolución vertical, permitirá realizar durante la perforación de la Unidad U2, la interpretación de la dirección de sedimentación del cuerpo arenoso de ambiente de canales entrelazados, a

partir de la identificación de las estructuras sedimentarias de estratificación cruzada que son características en los cuerpos de este tipo de ambiente sedimentario, logrando con esta interpretación, mantener al pozo a lo largo de la dirección de sedimentación y dentro de los límites laterales de la arena.

Al aplicar la herramienta GVR, se requiere una rotación continua de la sarta de perforación para que la herramienta logre generar mediciones acimutales, por lo cual en el plan de perforación establecido en la Unidad U2, se plantea además la aplicación de herramientas direccionales de la tecnología de los sistemas de rotación dirigitiva (RSS), que permitirá direccionar la mecha y la sarta según el plan de perforación establecido, manteniendo una rotación continua.

Finalmente para tener un control durante la ejecución del plan de perforación establecido en la Unidad U2, en la Tabla 5.2 se presentan distintos puntos de control para los cuales se indican sus respectivas coordenadas en Proyección UTM y sistema de coordenadas La Canoa, y la profundidad en TVDSS. Cada uno de los puntos de control que se presentan, permitirán mantener al pozo acorde al plan de perforación establecido.

Tabla 5.2. Puntos de control para el plan de perforación horizontal
propuesto en la Unidad U2

Profundidad TVDSS (pies)	Coordenadas UTM, La Canoa	
	X (metros)	Y (metros)
Superficie	424955	967119
-4041 (Intersección del pozo con el tope de U2)	424912	967604
-4075	424835	967796
-4109	424720	968084
-4117	424614	968343
-4124	424523	968559

A pesar de no establecerse un plan para la perforación de la sección vertical ni la sección de construcción de inclinación del pozo, en la Tabla 5.1 como en la Tabla 5.2 de los puntos de control del plan de perforación propuesto para las unidades U1S y

U2 respectivamente, se presenta un punto para la localización en superficie del pozo y un punto para el aterrizaje o intersección del pozo con la unidad objetivo correspondiente de cada pozo, existiendo una distancia lateral entre ambos puntos mayor a los 1200 pies, distancia suficiente para que sea planificada por los ingenieros de perforación la trayectoria óptima para la sección vertical y la sección de construcción de inclinación del pozo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- A pesar de las interpretaciones realizadas, aún existe un alto nivel de incertidumbre en el área de estudio como consecuencia de la falta de información geológica y de muestras directas del subsuelo que permitan validar la caracterización geológica de las unidades U1S y U2 generada a partir de los registros eléctricos de pozos.
- Hay seis diferentes secuencias sedimentarias que son perforadas en las secciones de construcción de inclinación de pozos en el campo Dobokubi hasta alcanzar las unidades objetivo U1S y U2 y cambios severos en los distintos parámetros de perforación ocurren en los límites de estas secuencias, encontrándose una relación estrecha entre la litología y los distintos parámetros evaluados.
- Estructuralmente las unidades U1S y U2 presentan buzamiento hacia el noroeste, lo que tiene como consecuencia que el flujo del hidrocarburo sea hacia el sureste, donde estructuralmente estas unidades se encuentran a menor profundidad y por lo tanto a menor presión.
- Lateralmente, las arenas más limpias y con los más altos espesores totales y petrolíferos en las unidades U1S y U2, se presentan hacia la zona central de los cuerpos arenosos de ambiente de canales distributarios y canales entrelazados respectivamente, y a lo largo de la dirección de sedimentación en la cual estos fueron depositados.
- En la Unidad U1S, los cuerpos arenosos de ambiente de barras de desembocadura, presentan un alto potencial como objetivo secundario, ya que lateralmente presentan una excelente distribución de arenas limpias y con

acumulaciones de hidrocarburo en toda el área de estudio, sin embargo, verticalmente estas características favorables se encuentran limitadas hacia el tope, ya que corresponden a cuerpos arenosos granocrecientes hacia el tope.

- En la Unidad U2, los cuerpos arenosos presentes en la asociación de ambiente de llanura de inundación proximal presentan acumulaciones de hidrocarburos, sin embargo, al presentar bajos espesores y encontrarse intercalados con cuerpos arcillosos presentan altos riesgos de perforar fuera de las zonas productivas.
- Los registros de GR y resistividad de los pozos direccionales evaluados para la generación del modelo geológico de las unidades U1S y U2 fueron generados a partir de la herramienta ARC de la tecnología LWD de Schlumberger, por lo cual esta herramienta proporciona excelente información para la correlación y evaluación de formaciones antes, durante y después de la perforación, sin embargo, herramientas como PeriScope y GVR proporcionan información que reduce la incertidumbre en los modelos geológicos y optimiza con la más alta eficiencia la evaluación de formaciones durante la perforación, favoreciendo a la productividad del pozo.

Recomendaciones

- Es necesario proyectos en pozos distribuidos en el área de estudio y en general en todo el campo Dobokubi para la adquisición de muestras directas del subsuelo tales como núcleos o muestras de pared, para reducir la incertidumbre geológica a partir de una evaluación estratigráfica y sedimentológica que permita validar las interpretaciones y caracterización de las unidades U1S y U2 realizadas en el presente proyecto y en general la caracterización de otras unidades en otros proyectos en las cuales se aplican únicamente datos indirectos del subsuelo para la interpretación.

- En el área de estudio, es recomendable planificar las perforaciones en las unidades U1S y U2 del sur hacia el norte, ya que el petróleo fluye hacia el sur, donde las unidades se encuentran a menor profundidad y por lo tanto a menor presión, lo cual favorecerá a que el petróleo fluya hacia el punto en superficie del pozo favoreciendo finalmente a la etapa de producción.

- Aplicar la herramienta PeriScope de la tecnología LWD de “Schlumberger Drilling&Measurements” durante la perforación en la arena petrolífera de la Unidad U1S para lograr perforar cerca del tope de la unidad, donde la arena presenta sus mejores características como roca reservorio y para reducir el riesgo de salir de la arena por el tope a partir del control de la distancia a la cual este se encuentra respecto al pozo.

- Aplicar la herramienta GVR de la tecnología LWD de “Schlumberger Drilling&Measurements” durante la perforación en la arena petrolífera de ambiente de canales entrelazados de la Unidad U1S controlando la ROP con secciones de 30 pies/hora para lograr obtener imágenes con la más alta resolución vertical (2 pulgadas) donde se identifiquen estructuras sedimentarias de estratificación cruzada que permitan la interpretación de la dirección de sedimentación para lograr mantener la perforación a lo largo de esta dirección reducir el riesgo de perforar lateralmente fuera del cuerpo arenoso.

- Planificar perforaciones verticales de exploración estratigráfica donde se intersecten los cuerpos arenosos de ambiente de canales entrelazados de la Unidad U2 y se aplique la herramienta FMI de perfilaje a guaya de Schlumberger Wireline, con el propósito de obtener imágenes de la pared del pozo de alta resolución vertical (0.2 pulgadas) donde se pueda lograr una óptima identificación e interpretación de las estructuras sedimentarias de estratificación cruzada identificando la dirección de sedimentación y continuidad del cuerpo arenoso.

- Planificar perforaciones en arenas de la asociación de ambiente de llanura de inundación proximal para optimizar el aprovechamiento y recuperación del hidrocarburo presente en la Unidad U1S, para lo cual se recomienda aplicar la herramienta PeriScope de la tecnología LWD de “Schlumberger Drilling&Measurements” para lograr tener un control durante la perforación de la distancia que presenta el pozo respecto a los límites verticales de estos delgados cuerpos arenosos y así lograr mantener la perforación dentro de la zona productiva.

- En las perforaciones direccionales en el área de estudio del campo Dobokubi es principalmente utilizada la mecha de perforación “PDC”, con la cual se obtienen las mayores velocidades de perforación, sin embargo, en base a las variaciones litológicas de las distintas secuencias sedimentarias que se definieron en el área de estudio, se recomienda utilizar la mecha de perforación “Tricónica” con la cual, a pesar de reducir la velocidad de perforación, se logra una mayor estabilidad, logrando así un mayor control en los posibles cambios de los parámetros de perforación que puedan estar asociados a las variaciones litológicas, lo cual puede permitir un mayor control en el direccionamiento del pozo durante la perforación.

- Se recomienda la aplicación de herramientas de perfilaje LWD o de perfilaje convencional a guaya para la adquisición no solo de registros GR y de resistividad sino también registros de porosidad como neutrón, densidad y/o sísmico, así como la adquisición de muestras directas de subsuelo, que permitan la evaluación petrofísica de las unidades U1S y U2 así como la integración con respecto a parámetros de calidad de roca, de las interpretaciones realizadas para la caracterización estratigráfica y sedimentológica de los distintos cuerpos arenosos de estas unidades.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALLEN, G. (1989). **Sedimentología de los Depósitos Clásticos**. TOTAL, Compagnie Francaise des Petroles, Exploration Laboratory, pp. 44-77.
- ARSTEIN, R., CABRERA, E., RUSSOMANNO, F. y SANCHEZ, H. (1985). **Revisión Estratigráfica de la Cuenca de Venezuela Oriental**. VI Congreso Geológico Venezolano, Tomo I, pp. 41-68.
- ASQUITH, G. Y KRYGOWSKI, D. (2004). **Basic Well Log Analysis**. AAPG Methods in Exploration Series, No. 16, Oklahoma, p. 244.
- AVENDAÑO, R. y CÁCERES, S. (2002). **Evaluación del Sistema Petrolífero del Área Mayor de Socororo, Estado Anzoátegui, Venezuela y Elaboración de un Modelo Geológico, a partir de la Integración de Métodos Geoestadísticos y Petrofísicos**. Tesis de Grado. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- BAIN, G. (2012). **Air Photos – Tanabrds**. [Fecha de consulta: 15 de octubre de 2012]. Disponible en: <http://geoimages.berkeley.edu/GeoImages/SemansAir/AirPhotos/>.
- BENVENUTY, I. (2010). **Abanicos de desbordamiento puntual – Santiago (Chile)**. Banco de Imágenes Geológicas. [Fecha de consulta: 28 de octubre de 2012]. Disponible en: http://www.flickr.com/photos/banco_imagenes_geologicas/5015396539/.
- BRITISH GEOLOGICAL SURVEY (nd). **Geological structures and processes**. [Fecha de consulta: 10 de septiembre de 2012]. Disponible en: http://www.bgs.ac.uk/eqr/GeoD_Structures.htm.
- CAMPOS, V., Cabrera, S. y LANDER, R. (1985). **Estratigrafía del Noroeste de Anzoátegui**. VI Congreso Geológico Venezolano, Sociedad Venezolana de Geólogos, Memoria 1, Caracas, pp. 156-200.
- DABRIO, C. y FERNÁNDEZ, J. (1980). **Secuencias originadas por migración de ríos arenosos de baja sinuosidad**. Estudios geol., 36, pp. 371-381.

- DGBES (2012). **OpendTect User Documentation**. dGB Beheer B.V., versión 4.4, p. 449.
- DI CROCE, J. (1995). **Eastern Venezuela Basin: Sequence stratigraphy and structural evolution**, [Tesis de Ph.D]. Universidad de Rice, Houston, Texas, p. 225.
- DI CROCE, J., BALLY, A. y VAIL, P. (1999). **Sequence stratigraphy of the Eastern Venezuelan Basin**. En Mann, P. (ed) Caribbean Basins, Sedimentary Basins of the world, 4. Elsevier Science B.V., Amsterdam, pp. 419-476.
- DOTT, R. (1964). **Wacke, greywacke and matrix-what approach to immature sandstone classification**. Journal of Sedimentary Petrology, Vol. 34, No. 3, pp. 625-632.
- FISHER W., BROWN L., SCOTT A. y McGOWEN J. (1969). **Delta Systems in the Exploration for Oil and Gas**. Bur. Econ. Geol., Univ. Texas, Austin, p. 246.
- GALLOWAY, W. (1975). **Process Framework for Describing the Morphologic and Stratigraphic Evolution of Deltaic Depositional Systems**. En: Deltas, Models for Exploration. Broussard, M “et al.”, Houston Geological Society, pp. 87-98.
- GALLOWAY, W., HOBDAV, D. (1983). **Terrigenous Clastic Depositional Systems. Application to Petroleum, Coal, and Uranium Exploration**. Springer-Verlag, New York, p. 490.
- GONZALEZ DE JUANA C., ITURRALDE, J., PICARD, X. (1980). **Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas**. Tomo I y II. Ediciones Foninves, Caracas, p. 1031.
- HAWKER, D., VOGT, K., ROBINSON, A. (2002). **Manual de Perforación: Procedimientos y Operaciones en el Pozo**. DATALOG, Traducido al español, V. 1.0, Alberta, p. 275.
- HEDBERG, H. (1942). **Mesozoic stratigraphy of northern South American**. Eight American Scientific Congress, U.S.A., 1940, pp. 195-227.
- HEDBERG, H. y PYRE, A. (1944). **Stratigraphy of northeastern Anzoátegui, Venezuela**. AAPG, Bull., 28(1), pp. 1-28.

- HEDBERG, H., SASS, L. y FUNKHOUSER, H. (1947). **Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela**. AAPG, Bulletin V. 31, No. 12, pp. 1089- 2169.
- JIMÉNEZ, G. (2012). **Perfiles de Imágenes**. Universidad Mayor de San Andres, La Paz, p. 22.
- JACOME, M., KUSZNIR, N., AUDEMARD, F. y FLINT, S. (2003). **Tectonostratigraphic evolution of the Maturin foreland basin: Eastern Venezuela**. In Bartolini, C., Buffler, R. and Blickwede, J., eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean – Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics. AAPG, Memoir 79, Chap. 33, p.735-749.
- LAB.VISUAL-LOGIC (2010). **Ecology: River Delta Formation**. [Fecha de consulta: 02 de octubre de 2012]. Disponible en: <http://lab.visual-logic.com/2010/02/ecology-ofriver-delta-formation/>.
- LOFTS, J. y MORRIS S. (2010). **High-resolution Electrical Borehole Images While Drilling**. AAPG, Memoir 92, Chapter 13, pp. 229-252.
- MACA, B., BREENDSE, H. Y VAN REE, M. (2007). **Middle Holocene avulsión-belt deposit in the central rhine meuse delta the Netherlands**. Journal Sedimentary Research, pp. 110-123.
- MÉNDEZ, J. (2000). **Geología del delta del Orinoco**. INGEOMIN, Geología. Boletín Especial No. 13, Caracas, p. 129.
- MÉNDEZ, O. (1985). **Historia Geológica Graficada de la Cuenca Oriental de Venezuela**. Congreso Geológico Venezolano, Memoria VI, pp. 1-26.
- MÉNDEZ, O. (2011). **Métodos de Subsuelo**. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela, Caracas, p. 131.
- MIAL, A. y TYLER, N. (1991). **The Three-dimensional Facies Architecture of Terrigenous Clastic Sediments and its Implications for Hydrocarbon Discovery and Recovery**. Society for Sedimentary Geology. Concepts in Sedimentology and Paleontology, Vol. 3. Tulsa, Oklahoma, USA, p. 309.

- **MORALES, E. (2002). Interpretación Estratigráfica del Área Socororo Oeste del Convenio Socororo, Operado por PetroUCV, Edo. Anzoátegui.** Trabajo Especial de Grado. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela, Caracas, p. 114.
- **MUÑOZ, N. (1985). Estudio geológico integrado de la Cuenca Oriental de Venezuela.** Meneven S.A., Filial de PDVSA S.A., Gerencia de Exploración, Caracas, p. 271.
- **NICHOLS, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy.** Wiley-Blackwell, 2da Edición, Chichester, p. 419.
- **PARNAUD, F., GOU, Y., PACUAL, J., TRUSKOWSKI, I., GALLANGO, O. y PASSALCQUA, H. (1995). Petroleum Geology of the Central Part of The Eastern Venezuela Basin.** AAPG, Memoir 62, pp. 741-756.
- **PDVSA S.A. (1983). Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Aspectos Generales.** Coordinación de la Faja Petrolífera del Orinoco, pp. 35-102.
- **PDVSA S.A. (1983). Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Área Hamaca.** Coordinación de la Faja Petrolífera del Orinoco, pp. 110-158.
- **PDVSA S.A.-CIED (1997). Caracterización Geológica de Yacimientos.** Segunda Edición, pp. 2-30.
- **PDVSA-INTEVEP (2011). Código Estratigráfico de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela.** Caracas, Venezuela. [Fecha de consulta: 20 de julio de 2012]. Disponible en: <http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm>.
- **PDVSA S.A.-INTEVEP (2012). Reporte Estratigráfico del Bloque Ayacucho.** INTEVEP S.A., p. 120.
- **PETROGUÍA-TÓPICOS. La Faja Petrolífera del Orinoco.** Editorial Los Barrosos Petroguía C.A., Edición 2.008, p. 160.
- **PETROGUÍA. Mapa Energético de Venezuela.** Editorial Los Barrosos Petroguía C.A., Edición 2011-2012.

- READING, H. (1986). **Sedimentary Environments and Facies**. Segunda Edición, Oxford, Blackwell Scientific Publications, Londres, p. 615.
- REINA, J. (2002). **Interpretación sísmica 3D estructural y estratigráfica del Proyecto Socororo al Sur del Estado Anzoátegui**. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Facultad de Ingeniería, UCV, p. 87.
- REINECK, H. y SINGH, I. (1980). **Depositional Sedimentary Environments**. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, New York, p. 549.
- SCHLUMBERGER (1972). **Interpretación de Perfiles, Volumen I – Fundamentos**. Schlumberger Limited, New York, p. 155.
- SCHLUMBERGER (1997). **Evaluación de Pozos (WEC), Capítulo I, Cuencas Petrolíferas**. Versión multimedia (CD), pp. 1-44.
- SCHLUMBERGER (2012). **Imágenes de base de datos Schlumberger**. Schlumberger Drilling & Measurements, Anaco, Versión multimedia.
- SCHUMM, S. (1977). **The Fluvial System**. Editorial Wiley, New York, p. 338.
- SERRA, O. (1998). **Análisis de Ambientes Sedimentarios mediante Perfiles de Pozos**. Schlumberger, Caracas, Venezuela, pp. 131-135.
- TALWANI, M. (2002). **The Orinoco Heavy Oil Belt in Venezuela**. The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University, pp. 5-7.
- TYE, R., HICKEY, J. (2001). **Permeability characterization of distributary mouth bar sandstones in Prudhoe Bay field, Alaska: How horizontal cores reduce risk in developing deltaic reservoirs**. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin V. 85, No. 3, pp. 459-475.
- WALKER, R., y JAMES, N. (1992). **Facies Models Response to Sea Level Change**. Geological Association of Canada, pp. 1-245.
- YORIS, F. y OSTOS, M. (1997). **Geología de Venezuela: Geología general y Cuencas petrolíferas**. En: Singer, J., ed., WEC 1997. Evaluación de pozos: Schlumberger-Surencó C.A. 1ra ed., Jolley Printing, Texas, pp. 1-46.

APÉNDICES

Apéndice A

Listado de pozos presentes en el área de estudio identificándose información básica como: nombre del pozo (modificado del original por confidencialidad de la empresa Schlumberger que proporcionó los datos), tipo de pozo, coordenadas de superficie y de fondo, y la elevación de la mesa rotaria respecto al nivel del mar.

Tabla A.1. Listado de pozos presentes en el área de estudio

Pozo	Tipo de pozo	Coordenadas de superficie		Coordenadas de fondo		Elevación de mesa rotaria (pies)
		X	Y	X	Y	
2 HP	Direccional tipo S	425230.0	967314.0	424138.5	967631.8	613.4
2 OH	Horizontal	425230.0	967314.0	424037.8	967810.0	613.4
4 HP	Direccional tipo S	425230.0	967306.0	426142.7	967605.9	613.4
4 OH	Horizontal	425230.0	967306.0	425997.8	967688.6	613.4
4 ST	Horizontal (Sidetrack)	425230.0	967306.0	426603.0	967699.2	613.4
7 V	Vertical	425276.0	967006.6	425276.0	967006.6	596.0
8 V	Vertical	426856.2	967312.4	426856.2	967312.4	596.0
9	Direccional tipo S	424749.1	966819.9	425141.4	967076.6	613.5
10	Direccional tipo S	422940.0	968729.0	423963.6	968383.6	623.8
11	Direccional tipo S	422940.0	968684.0	423638.6	968110.3	623.9
12	Direccional tipo S	422684.9	967201.5	423827.2	967664.1	627.5
13	Direccional tipo S	422684.9	967156.5	423562.9	966970.2	619.9
14 V	Vertical	424470.0	968200.0	424470.0	968200.0	607.8
15 HP	Direccional tipo S	425739.0	968874.0	424863.8	968705.8	606.0
15 ST	Horizontal (Sidetrack)	425739.0	968874.0	424741.4	968294.2	606.0
5	Horizontal	425230.0	967290.0	426675.7	967297.6	613.6
1 OH	Horizontal	425230.0	967274.0	424190.0	967301.0	613.9
1 ST	Horizontal (Sidetrack)	425230.0	967274.0	424119.4	967279.3	613.9
3	Direccional tipo S	425230.0	967298.0	423933.3	967856.1	613.6
6 HP	Direccional tipo S	425230.0	967282.0	426539.9	966950.0	613.7

Apéndice B

Inventario de datos recopilados para cada pozo presente en el área de estudio, tales como: registros eléctricos de pozos, registros de desviación y registros de ROP

Tabla B.1. Inventario de datos recopilados de los pozos presentes en el área de estudio

Pozo	Archivos .LAS con datos numéricos de registros de pozos				Registros de desviación	Registros gráficos digitales de GR, resistividad y ROP con profundidad MD y TVD
	GR	SP	Resistividad	ROP		
2 HP	X		X	X	X	X
2 OH	X		X	X	X	X
4 HP	X		X	X	X	X
4 OH	X		X	X	X	X
4 ST	X		X	X	X	X
7 V	X	X	X			
8 V	X	X	X			
9	X		X		X	
10	X		X		X	
11	X		X		X	
12	X		X		X	
13	X		X		X	
14 V	X	X	X			
15 HP	X		X		X	
15 ST	X		X	X	X	
5	X		X	X	X	X
1 OH	X		X	X	X	X
1 ST	X		X	X	X	X
3	X		X	X	X	X
6 HP	X		X	X	X	X

Apéndice C

Cálculo de las coordenadas de la proyección en vista horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unida U1S, y con el tope y la base de la Unidad U2, a partir de la interpolación entre dos puntos de los registros de desviación de cada pozo para obtener las coordenadas correspondientes a la profundidad a la cual los pozos intersectan al horizonte estratigráfico respectivo

Tabla C.1. Cálculo de la coordenada este (X) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U1S

Pozo	Profundidad MD de intersección con tope de U1S (pies)	Profundidad MD inicial de survey para interpolar (pies)	Profundidad MD final de survey para interpolar (pies)	Coordenada X inicial de survey para interpolar (metros)	Coordenada X final de survey para interpolar (metros)	Coordenada X de intersección con tope de U1S (metros)
1 ST	5105.8	5045.8	5130.4	424866.0	424841.9	424849.0
1 OH	5105.2	5045.8	5130.4	424866.0	424841.9	424849.1
2 HP	6288.8	6207.0	6289.4	424412.8	424390.1	424390.3
3	4985.1	4930.7	5012.5	424915.0	424896.5	424902.7
2 OH	6043.8	5955.1	6045.5	424694.4	424666.9	424667.4
4 OH	5890.1	5865.7	5964.1	425775.7	425805.3	425783.0
4 HP	5590.8	5585.4	5670.1	425799.6	425822.9	425801.1
4 ST	5724.2	5662.5	5750.4	425826.7	425852.1	425844.5
5	5275.1	5204.9	5290.4	425731.3	425756.5	425752.0
6 HP	4951.9	4923.3	5009.0	425555.6	425575.5	425562.3
7 V	4517.1					425276.0
8 V	4514.9					426856.2
9	4881.1	4844.0	4902.0	424964.2	424975.9	424971.7
10	6145.9	6094.0	6188.0	423765.4	423788.9	423778.4
11	5710.1	5639.0	5733.0	423518.0	423535.4	423531.1
12	6340.6	6290.0	6384.0	423612.1	423634.8	423624.3
13	5903.0	5812.0	5905.0	423443.1	423467.2	423466.7
14 V	4659.7					424470.0
15 HP	5735.2	5729.8	5824.4	425095.9	425071.4	425094.5
15 ST	5914.8	5899.6	5994.6	425446.7	425418.8	425442.2

Tabla C.2. Cálculo de la coordenada norte (Y) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U1S

Pozo	Profundidad MD de intersección con tope de U1S (pies)	Profundidad MD inicial de survey para interpolar (pies)	Profundidad MD final de survey para interpolar (pies)	Coordenada Y inicial de survey para interpolar (metros)	Coordenada Y final de survey para interpolar (metros)	Coordenada Y de intersección con tope de U1S (metros)
1 ST	5105.8	5045.8	5130.4	967294.1	967295.0	967294.7
1 OH	5105.2	5045.8	5130.4	967294.1	967295.0	967294.7
2 HP	6288.8	6207.0	6289.4	967551.7	967558.3	967558.2
3	4985.1	4930.7	5012.5	967429.9	967437.8	967435.1
2 OH	6043.8	5955.1	6045.5	967818.7	967819.4	967819.4
4 OH	5890.1	5865.7	5964.1	967683.1	967684.4	967683.4
4 HP	5590.8	5585.4	5670.1	967487.3	967495.0	967487.8
4 ST	5724.2	5662.5	5750.4	967466.8	967475.1	967472.6
5	5275.1	5204.9	5290.4	967295.6	967296.2	967296.1
6 HP	4951.9	4923.3	5009.0	967071.0	967057.2	967066.4
7 V	4517.1					967006.6
8 V	4514.9					967312.4
9	4881.1	4844.0	4902.0	966962.9	966971.0	966968.1
10	6145.9	6094.0	6188.0	968456.0	968448.5	968451.9
11	5710.1	5639.0	5733.0	968215.4	968201.9	968205.2
12	6340.6	6290.0	6384.0	967580.6	967590.3	967585.8
13	5903.0	5812.0	5905.0	966997.6	966992.5	966992.6
14 V	4659.7					968200.0
15 HP	5735.2	5729.8	5824.4	968751.8	968747.3	968751.6
15 ST	5914.8	5899.6	5994.6	968353.1	968346.0	968351.9

Tabla C.3. Cálculo de la coordenada este (X) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U2

Pozo	Profundidad MD de intersección con tope de U2 (pies)	Profundidad MD inicial de survey para interpolar (pies)	Profundidad MD final de survey para interpolar (pies)	Coordenada X inicial de survey para interpolar (metros)	Coordenada X final de survey para interpolar (metros)	Coordenada X de intersección con tope de U2 (metros)
1 ST	5279.5	5215.3	5303.0	424817.0	424790.6	424797.7
1 OH	5278.9	5215.3	5303.0	424817.0	424790.6	424797.8
2 HP	6382.3	6372.7	6457.5	424367.4	424344.3	424364.8
3	5047.7	5012.5	5098.7	424896.5	424876.6	424888.3
4 OH	6122.9	6061.7	6154.6	425834.8	425862.9	425853.3
4 HP	5714.2	5670.1	5755.9	425822.9	425846.6	425835.1
5	5490.1	5461.1	5545.8	425807.7	425833.5	425816.5
6 HP	5044.6	5009.0	5094.3	425575.5	425595.5	425583.9
7 V	4549.5					425276.0
8 V	4548.7					426856.2
9	4953.2	4902.0	5005.0	424975.9	424997.6	424986.7
10	6216.6	6188.0	6283.0	423788.9	423812.8	423796.1
11	5769.3	5733.0	5828.0	423535.4	423552.6	423542.0
12	6412.0	6384.0	6479.0	423634.8	423657.6	423641.5
13	5969.8	5905.0	6000.0	423467.2	423491.7	423483.9
14 V	4699.1					424470.0
15 HP	5799.7	5729.8	5824.4	425095.9	425071.4	425077.8
15 ST	6137.0	6088.6	6184.1	425390.7	425361.9	425376.1

Tabla C.4. Cálculo de la coordenada norte (Y) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U2

Pozo	Profundidad MD de intersección con tope de U2 (pies)	Profundidad MD inicial de survey para interpolar (pies)	Profundidad MD final de survey para interpolar (pies)	Coordenada Y inicial de survey para interpolar (metros)	Coordenada Y final de survey para interpolar (metros)	Coordenada Y de intersección con tope de U2 (metros)
1 ST	5279.5	5215.3	5303.0	967295.9	967296.7	967296.5
1 OH	5278.9	5215.3	5303.0	967295.9	967296.7	967296.4
2 HP	6382.3	6372.7	6457.5	967565.0	967571.5	967565.8
3	5047.7	5012.5	5098.7	967437.8	967446.4	967441.3
4 OH	6122.9	6061.7	6154.6	967685.5	967686.5	967686.1
4 HP	5714.2	5670.1	5755.9	967495.0	967502.6	967498.9
5	5490.1	5461.1	5545.8	967296.6	967296.4	967296.5
6 HP	5044.6	5009.0	5094.3	967057.2	967043.1	967051.3
7 V	4549.5					967006.6
8 V	4548.7					967312.4
9	4953.2	4902.0	5005.0	966971.0	966986.1	966978.5
10	6216.6	6188.0	6283.0	968448.5	968440.4	968446.1
11	5769.3	5733.0	5828.0	968201.9	968187.9	968196.5
12	6412.0	6384.0	6479.0	967590.3	967600.0	967593.1
13	5969.8	5905.0	6000.0	966992.5	966987.1	966988.8
14 V	4699.1					968200.0
15 HP	5799.7	5729.8	5824.4	968751.8	968747.3	968748.5
15 ST	6137.0	6088.6	6184.1	968341.2	968337.5	968339.4

Tabla C.5. Cálculo de la coordenada este (X) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con la base de la Unidad U2

Pozo	Profundidad MD de intersección con base de U2 (pies)	Profundidad MD inicial de survey para interpolar (pies)	Profundidad MD final de survey para interpolar (pies)	Coordenada X inicial de survey para interpolar (metros)	Coordenada X final de survey para interpolar (metros)	Coordenada X de intersección con base de U2 (metros)
1 ST	6236.9	6156.1	6240.4	424531.1	424505.6	424506.7
2 HP	6477.1	6457.5	6540.2	424344.3	424322.0	424339.0
3	5096.0	5012.5	5098.7	424896.5	424876.6	424877.2
4 OH	6303.0	6246.3	6341.3	425890.5	425919.0	425907.5
4 HP	5826.0	5755.9	5840.8	425846.6	425870.1	425866.0
6 HP	5169.8	5094.3	5179.6	425595.5	425615.5	425613.2
7 V	4582.7					425276.0
8 V	4584.6					426856.2
9	4999.4	4902.0	5005.0	424975.9	424997.6	424996.4
10	6312.9	6283.0	6377.0	423812.8	423836.8	423820.5
11	5840.5	5828.0	5922.0	423552.6	423569.3	423554.8
12	6476.0	6384.0	6479.0	423634.8	423657.6	423656.9
13	6035.0	6000.0	6095.0	423491.7	423515.9	423500.6
14 V	4738.9					424470.0
15 HP	5879.3	5824.4	5919.7	425071.4	425046.4	425057.0

Tabla C.6. Cálculo de la coordenada norte (Y) de la proyección horizontal del punto de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con la base de la Unidad U2

Pozo	Profundidad MD de intersección con base de U2 (pies)	Profundidad MD inicial de survey para interpolar (pies)	Profundidad MD final de survey para interpolar (pies)	Coordenada Y inicial de survey para interpolar (metros)	Coordenada Y final de survey para interpolar (metros)	Coordenada Y de intersección con base de U2 (metros)
1 ST	6236.9	6156.1	6240.4	967296.7	967293.5	967293.6
2 HP	6477.1	6457.5	6540.2	967571.5	967577.6	967573.0
3	5096.0	5012.5	5098.7	967437.8	967446.4	967446.1
4 OH	6303.0	6246.3	6341.3	967687.3	967688.0	967687.7
4 HP	5826.0	5755.9	5840.8	967502.6	967510.2	967508.8
6 HP	5169.8	5094.3	5179.6	967043.1	967029.0	967030.6
7 V	4582.7					967006.6
8 V	4584.6					967312.4
9	4999.4	4902.0	5005.0	966971.0	966986.1	966985.2
10	6312.9	6283.0	6377.0	968440.4	968431.3	968437.5
11	5840.5	5828.0	5922.0	968187.9	968173.7	968186.0
12	6476.0	6384.0	6479.0	967590.3	967600.0	967599.7
13	6035.0	6000.0	6095.0	966987.1	966981.5	966985.0
14 V	4738.9					968200.0
15 HP	5879.3	5824.4	5919.7	968747.3	968742.7	968744.6

Apéndice D

Agrupación de datos de ubicación espacial de los puntos de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unida U1S, y con el tope y la base de la Unidad U2

Tabla D.1. Puntos de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U1S, indicando coordenadas y profundidad en MD y TVDSS

Pozo	Horizonte estratigráfico intersectado	Coordenadas de intersección		Profundidad MD de intersección (pies)	Profundidad TVDSS de intersección (pies)
		X (metros)	Y (metros)		
1 ST	Tope de U1S	424849.0	967294.7	5105.8	-3981.1
1 OH	Tope de U1S	424849.1	967294.7	5105.2	-3981.0
2 HP	Tope de U1S	424390.3	967558.2	6288.8	-4011.5
3	Tope de U1S	424902.7	967435.1	4985.1	-3989.3
2 OH	Tope de U1S	424667.4	967819.4	6043.8	-4025.6
4 OH	Tope de U1S	425783.0	967683.4	5890.1	-3957.8
4 HP	Tope de U1S	425801.1	967487.8	5590.8	-3932.3
4 ST	Tope de U1S	425844.5	967472.6	5724.2	-3945.3
5	Tope de U1S	425752.0	967296.1	5275.1	-3924.5
6 HP	Tope de U1S	425562.3	967066.4	4951.9	-3891.5
7 V	Tope de U1S	425276.0	967006.6	4517.1	-3921.1
8 V	Tope de U1S	426856.2	967312.4	4514.9	-3918.9
9	Tope de U1S	424971.7	966968.1	4881.1	-3979.0
10	Tope de U1S	423778.4	968451.9	6145.9	-4056.2
11	Tope de U1S	423531.1	968205.2	5710.1	-4031.0
12	Tope de U1S	423624.3	967585.8	6340.6	-3993.0
13	Tope de U1S	423466.7	966992.6	5903.0	-3990.0
14 V	Tope de U1S	424470.0	968200.0	4659.7	-4051.9
15 HP	Tope de U1S	425094.5	968751.6	5735.2	-4085.0
15 ST	Tope de U1S	425442.2	968351.9	5914.8	-4091.8

Tabla D.2. Puntos de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con el tope de la Unidad U2, indicando coordenadas y profundidad en MD y TVDSS

Pozo	Horizonte estratigráfico intersectado	Coordenadas de intersección		Profundidad MD de intersección (pies)	Profundidad TVDSS de intersección (pies)
		X (metros)	Y (metros)		
1 ST	Tope de U2	424797.7	967296.5	5279.5	-4020.4
1 OH	Tope de U2	424797.8	967296.4	5278.9	-4020.3
2 HP	Tope de U2	424364.8	967565.8	6382.3	-4044.8
3	Tope de U2	424888.3	967441.3	5047.7	-4025.3
4 OH	Tope de U2	425853.3	967686.1	6122.9	-3988.7
4 HP	Tope de U2	425835.1	967498.9	5714.2	-3970.7
5	Tope de U2	425816.5	967296.5	5490.1	-3959.9
6 HP	Tope de U2	425583.9	967051.3	5044.6	-3925.1
7 V	Tope de U2	425276.0	967006.6	4549.5	-3953.5
8 V	Tope de U2	426856.2	967312.4	4548.7	-3952.7
9	Tope de U2	424986.7	966978.5	4953.2	-4019.0
10	Tope de U2	423796.1	968446.1	6216.6	-4091.6
11	Tope de U2	423542.0	968196.5	5769.3	-4069.0
12	Tope de U2	423641.5	967593.1	6412.0	-4029.6
13	Tope de U2	423483.9	966988.8	5969.8	-4023.4
14 V	Tope de U2	424470.0	968200.0	4699.1	-4091.3
15 HP	Tope de U2	425077.8	968748.5	5799.7	-4117.3
15 ST	Tope de U2	425376.1	968339.4	6137.0	-4113.1

Tabla D.3. Puntos de intersección de los pozos presentes en el área de estudio con la base de la Unidad U2, indicando coordenadas y profundidad en MD y TVDSS

Pozo	Horizonte estratigráfico intersectado	Coordenadas de intersección		Profundidad MD de intersección (pies)	Profundidad TVDSS de intersección (pies)
		X (metros)	Y (metros)		
1 ST	Base de U2	424506.7	967293.6	6236.9	-4051.6
2 HP	Base de U2	424339.0	967573.0	6477.1	-4080.6
3	Base de U2	424877.2	967446.1	5096.0	-4052.5
4 OH	Base de U2	425907.5	967687.7	6303.0	-4015.3
4 HP	Base de U2	425866.0	967508.8	5826.0	-4004.6
6 HP	Base de U2	425613.2	967030.6	5169.8	-3967.1
7 V	Base de U2	425276.0	967006.6	4582.7	-3986.7
8 V	Base de U2	426856.2	967312.4	4584.6	-3988.6
9	Base de U2	424996.4	966985.2	4999.4	-4044.0
10	Base de U2	423820.5	968437.5	6312.9	-4137.3
11	Base de U2	423554.8	968186.0	5840.5	-4114.7
12	Base de U2	423656.9	967599.7	6476.0	-4062.8
13	Base de U2	423500.6	966985.0	6035.0	-4056.6
14 V	Base de U2	424470.0	968200.0	4738.9	-4131.0
15 HP	Base de U2	425057.0	968744.6	5879.3	-4156.5

Apéndice E

Agrupación de datos de parámetros que caracterizan a las arenas de las unidades U1S y U2, como espesor de arena neta, espesor de arena neta petrolífera y porcentaje de contenido de arcilla que presentan las arenas de la unidad respectiva, determinados a partir de los registros de GR, SP y de resistividad de los pozos presentes en el área de estudio

Tabla E.1. Parámetros determinados por cada pozo presente en el área de estudio para la caracterización de las arenas de la Unidad U1S

Pozo	Unidad estratigráfica caracterizada	Espesor de arena neta (pies)	Espesor de arena neta petrolífera (pies)	Porcentaje de arcilla contenido en las arenas (%)
1 ST	U1S	20.0	16.0	5.0
1 OH	U1S	20.0	16.0	5.0
2 HP	U1S	20.0	16.0	4.0
3	U1S	18.0	14.0	6.0
2 OH	U1S	18.0	14.0	0.0
4 OH	U1S	16.0	12.0	10.0
4 HP	U1S	22.0	18.0	2.0
4 ST	U1S			0.0
5	U1S	20.0	16.0	5.0
6 HP	U1S	20.0	16.0	5.0
7 V	U1S	20.0	16.0	3.0
8 V	U1S	16.0	12.0	6.0
9	U1S	23.0	20.0	5.0
10	U1S	16.0	12.0	3.0
11	U1S	15.0	11.0	5.0
12	U1S	16.0	12.0	8.0
13	U1S	14.0	10.0	6.0
14 V	U1S	18.0	14.0	4.0
15 HP	U1S	12.0	8.0	11.0
15 ST	U1S	12.0	8.0	14.0

Tabla E.2. Parámetros determinados por cada pozo presente en el área de estudio para la caracterización de las arenas de la Unidad U2

Pozo	Unidad estratigráfica caracterizada	Espesor de arena neta de canales entrelazados (pies)	Espesor de arena neta petrolífera de canales entrelazados (pies)	Porcentaje de arcilla contenido en las arenas (%)
1 ST	U2	14.0	10.0	2.0
1 OH	U2	14.0	10.0	2.0
2 HP	U2			21.0
3	U2	20.0	18.0	8.0
2 OH	U2			
4 OH	U2	2.0	0.0	28.0
4 HP	U2	10.0	8.0	3.0
4 ST	U2			
5	U2			8.0
6 HP	U2	18.0	16.0	9.0
7 V	U2			12.0
8 V	U2	12.0	10.0	6.0
9	U2	18.0	16.0	16.0
10	U2			10.0
11	U2			15.0
12	U2	20.0	18.0	7.0
13	U2			24.0
14 V	U2	22.0	22.0	3.0
15 HP	U2	14.0	10.0	15.0
15 ST	U2	22.0	22.0	0.0

Apéndice F

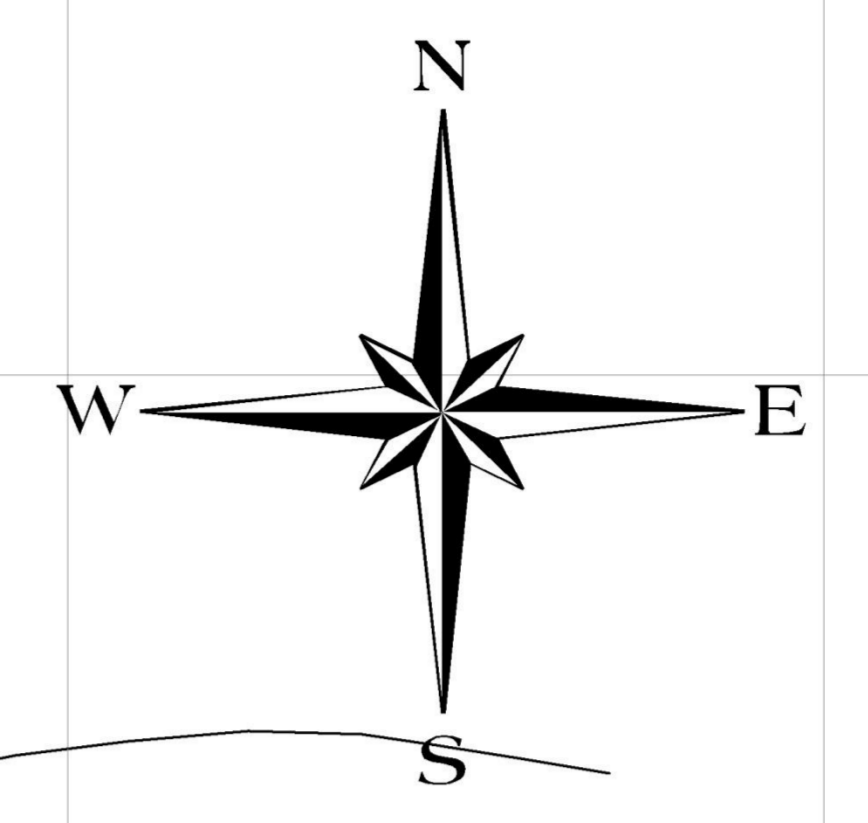
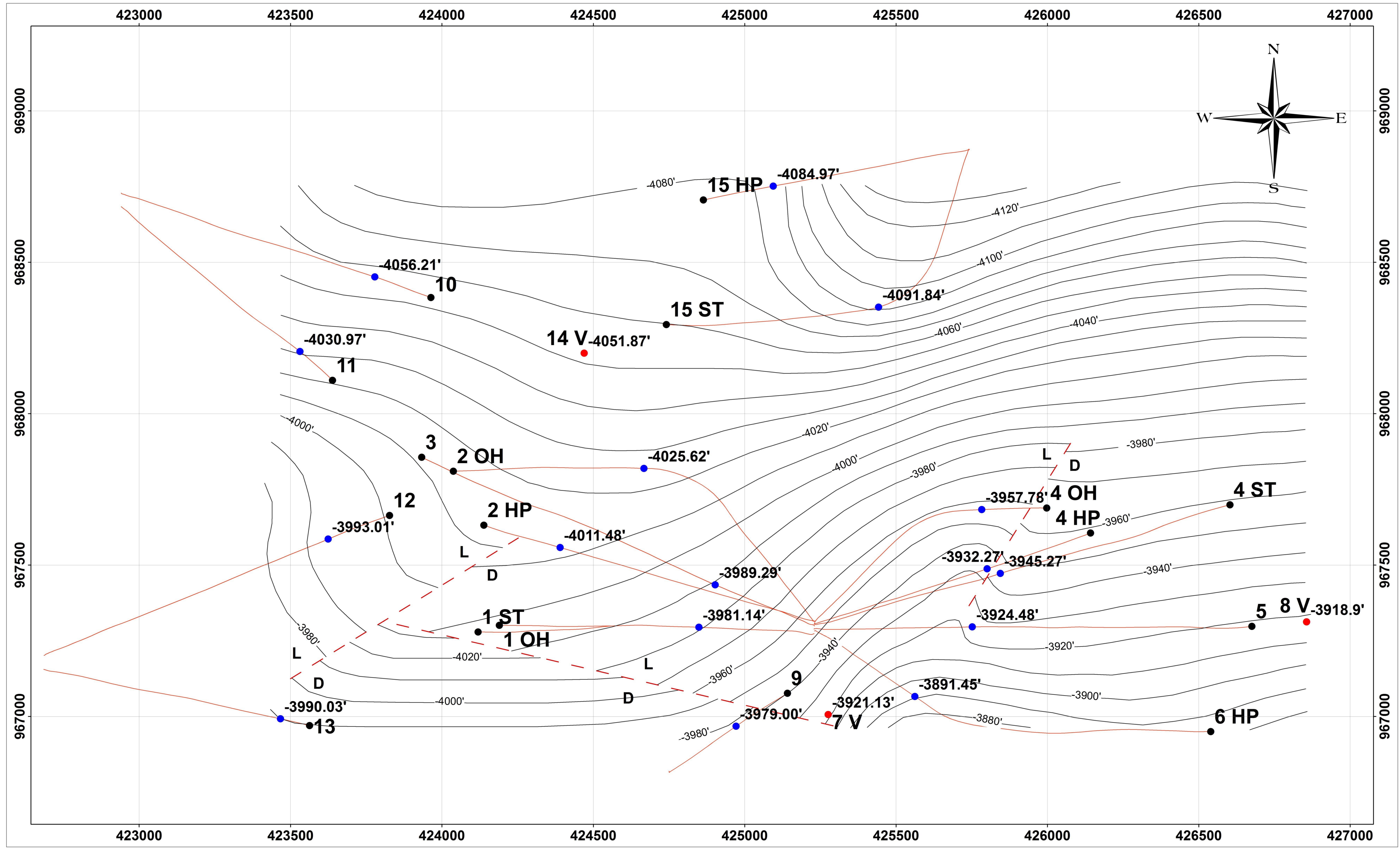
Agrupación de datos de los puntos de intersección de los planes de perforación propuestos en las unidades U1S y U2 en el área de estudio con los horizontes estratigráficos que limitan verticalmente a las unidades, indicando distancia lateral del pozo y profundidad en TVDSS de la curva estructural intersectada en el mapa estructural de la superficie respectiva

Tabla F.1. Puntos de intersección del plan de perforación propuesto en la Unidad U1S con el tope de la Unidad U1S, y con el tope y la base de la Unidad U2

Puntos de intersección con curvas estructurales del tope de U1S		Puntos de intersección con curvas estructurales del tope de U2		Puntos de intersección con curvas estructurales de la base de U2	
Distancia lateral del pozo (metros)	TVDSS de intersección (pies)	Distancia lateral del pozo (metros)	TVDSS de intersección (pies)	Distancia lateral del pozo (metros)	TVDSS de intersección (pies)
0	-3900.0	0.0	-3935.0	0.0	-3975.0
50.12	-3910.0	25.2	-3940.0	42.8	-3980.0
100.05	-3920.0	80.4	-3950.0	116.8	-3990.0
168.86	-3930.0	137.8	-3960.0	174.1	-4000.0
239.73	-3940.0	174.2	-3970.0	239.8	-4010.0
305.38	-3950.0	225.4	-3980.0	305.4	-4020.0
395.02	-3960.0	296.2	-3990.0	389.8	-4030.0
478.39	-3970.0	395.2	-4000.0	492.0	-4040.0
570.09	-3980.0	484.9	-4010.0	586.8	-4050.0
660.84	-3990.0	567.3	-4020.0	666.0	-4060.0
757.76	-4000.0	661.0	-4030.0	752.5	-4070.0
851.54	-4010.0	747.5	-4040.0	813.0	-4080.0
949.55	-4020.0	842.4	-4050.0	892.2	-4090.0
1054	-4030.0	928.9	-4060.0	981.8	-4100.0
1249.7	-4040.0	1018.5	-4070.0	1049.6	-4110.0
1395	-4045.0	1054.0	-4073.0	1054.0	-4111.0
1629	-4048.5	1158.2	-4080.0	1205.9	-4120.0
1954	-4050.0	1395.0	-4085.0	1395.0	-4125.0
		1629.0	-4088.0	1629.0	-4128.0
		1817.9	-4090.0	1788.4	-4130.0
		1954	-4092	1954	-4132

Tabla F.2. Puntos de intersección del plan de perforación propuesto en la Unidad U2 con el tope de la Unidad U1S, y con el tope y la base de la Unidad U2

Puntos de intersección con curvas estructurales del tope de U1S		Puntos de intersección con curvas estructurales del tope de U2		Puntos de intersección con curvas estructurales de la base de U2	
Distancia lateral del pozo (metros)	TVDSS de intersección (pies)	Distancia lateral del pozo (metros)	TVDSS de intersección (pies)	Distancia lateral del pozo (metros)	TVDSS de intersección (pies)
0	-3957.5	0.0	-4000.0	0.0	-4022.5
27.25	-3960.0	147.2	-4010.0	84.5	-4030.0
122.7	-3970.0	289.0	-4020.0	210.0	-4040.0
239.94	-3980.0	393.0	-4029.5	327.2	-4050.0
357.18	-3990.0	406.2	-4030.0	393.0	-4057.0
393	-3992.0	503.9	-4040.0	418.5	-4060.0
483.23	-4000.0	601.6	-4050.0	500.5	-4070.0
585.98	-4010.0	698.3	-4060.0	568.9	-4080.0
694.81	-4020.0	798.5	-4070.0	642.3	-4090.0
809.72	-4030.0	892.7	-4080.0	733.9	-4100.0
935.76	-4040.0	1022.3	-4090.0	807.3	-4110.0
1076.48	-4050.0	1284.0	-4100.0	916.2	-4120.0
1250.1	-4060.0	1524.0	-4110.0	1050.8	-4130.0
1471.31	-4070.0			1380.8	-4140.0
1524	-4072.0			1524.0	-4149.0



Universidad Central de Venezuela
 Facultad de Ingeniería
 Escuela de Geología, Minas y Geofísica
 Departamento de Geología

Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones y Geonavegación de Pozos Direccionales en el Campo Dobokubi, Estado Anzoátegui

ANEXO 1.
MAPA ESTRUCTURAL DEL TOPE DE LA UNIDAD U1S

Elaborado y Digitalizado por:
 ALVARADO O., Jorge L.
 Caracas, enero de 2013

LEYENDA

SIMBOLOS CONVENCIONALES

- Límites de Bloques de la Faja del Orinoco
- Pozos perforados verticalmente con profundidad (TVSS) de intersección del tope de Unidad U1S
- Pozos perforados direccionales
- Proyección de fondo de pozos direccionales
- Punto y profundidad (TVSS) de intersección de pozos direccionales con el tope de la Unidad U1S

SIMBOLOS GEOLÓGICOS

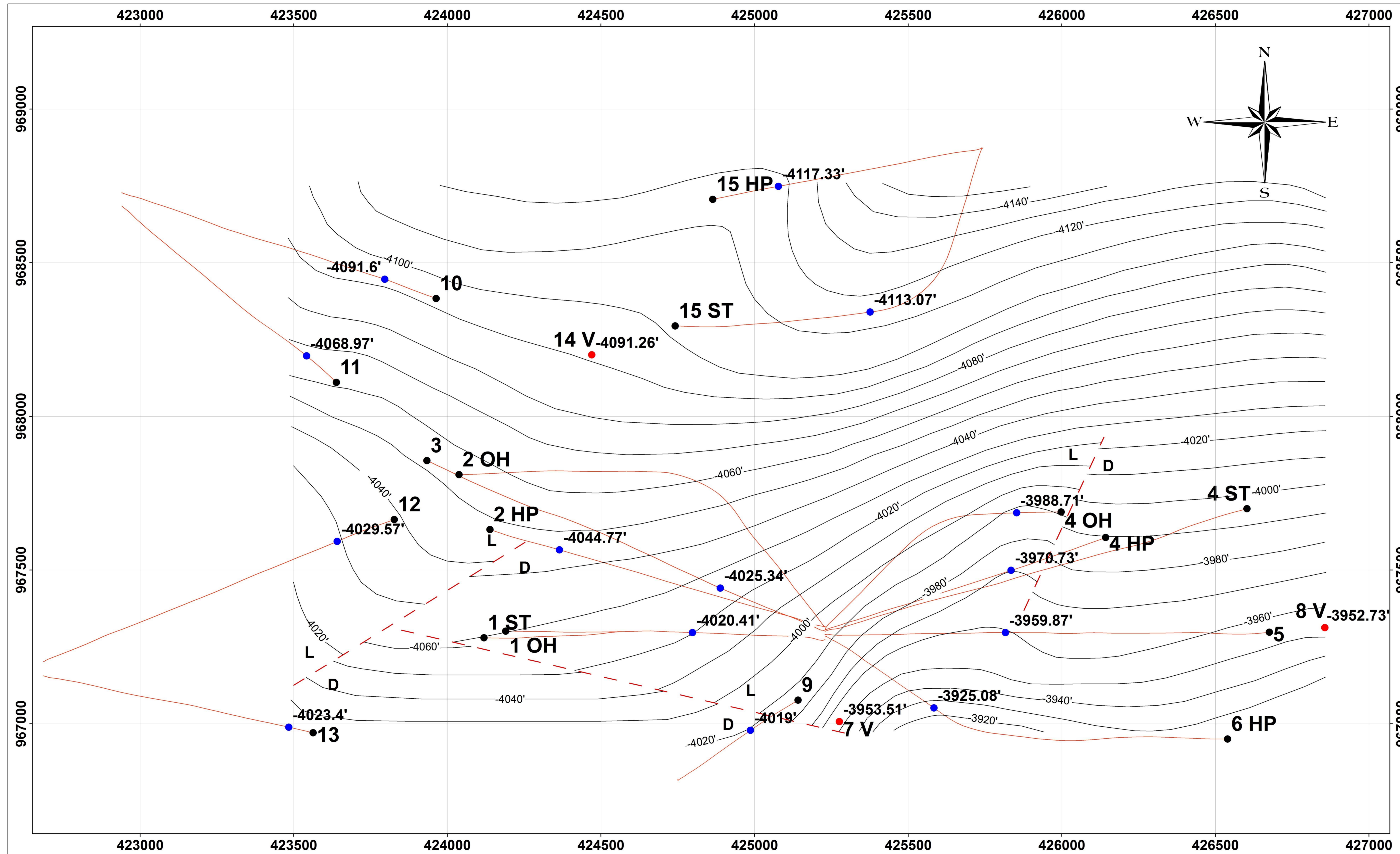
- -4100 — Curvas estructurales a intervalo de 10'
- L - Falla Interpretada (L: Bloque levantado, D: Bloque deprimido)

Escala 1:5.000

Proyección Universal Transversal Mercator
 Sistema de Coordenadas: La Canoa
 Zona: 20

Ubicación Relativa Nacional

Ubicación Relativa Regional



Universidad Central de Venezuela
 Facultad de Ingeniería
 Escuela de Geología, Minas y Geofísica
 Departamento de Geología

Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones
 y Geonavegación de Pozos Direccionales en el Campo Dobokubi,
 Estado Anzoátegui

ANEXO 2.
MAPA ESTRUCTURAL DEL TOPE
DE LA UNIDAD U2

Elaborado y Digitalizado por:
 ALVARADO O., Jorge L.
 Caracas, enero de 2013

LEYENDA

SÍMBOLOS CONVENCIONALES

- Límites de Bloques de la Faja del Orinoco
- Pozos perforados verticalmente con profundidad (TVSS) de intersección del tope de Unidad U2
- Pozos perforados direccionalmente
- Proyección de fondo de pozos direccionales
- Punto y profundidad (SSTVD) de intersección de pozos direccionales con el tope de la Unidad U2

SÍMBOLOS GEOLÓGICOS

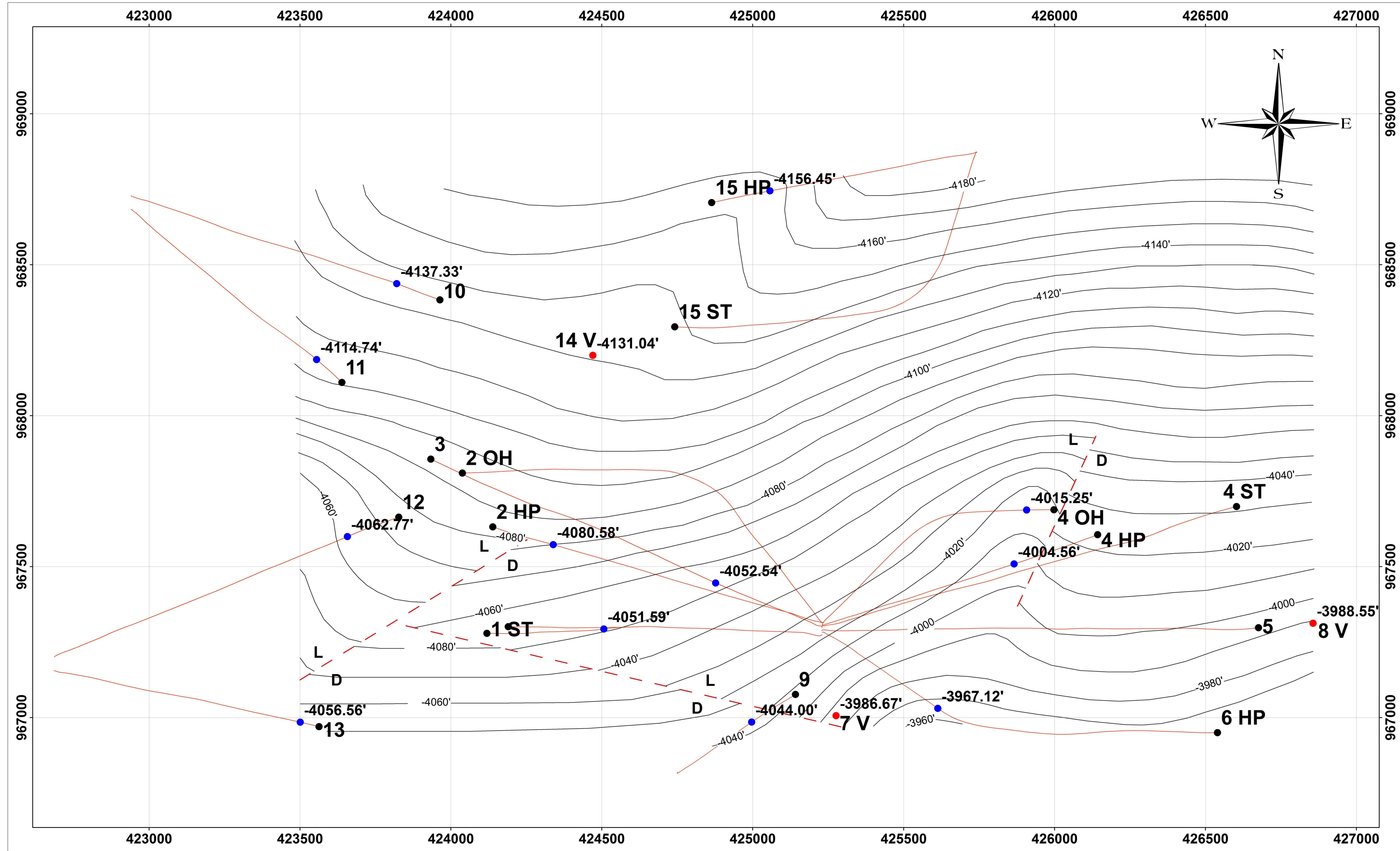
- - - - - Curvas estructurales a intervalo de 10'
- L - Falta Interpretada (L: Bloque levantado, D: Bloque deprimido)

Escala 1:5.000

250 125 0 250 Metros

Proyección Universal Transversal Mercator
 Sistema de Coordenadas: La Canoa
 Zona: 20





Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Geología, Minas y Geofísica
Departamento de Geología

Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones y Geonavegación de Pozos Direccionales en el Campo Dobokubi, Estado Anzoátegui

ANEXO 3.
MAPA ESTRUCTURAL DE LA BASE DE LA UNIDAD U2

Elaborado y Digitalizado por:
ALVARADO O., Jorge L.
Caracas, enero de 2013

LEYENDA

SIMBOLOS CONVENCIONALES

- Límites de Bloques de la Faja del Orinoco
- Pozos perforados verticalmente con profundidad (SSTVD) de intersección con la base de la Unidad U2
- Pozos perforados direccionalmente
- Proyección de fondo de pozos direccionales
- Punto y profundidad (SSTVD) de intersección de pozos direccionales con la base de la Unidad U2

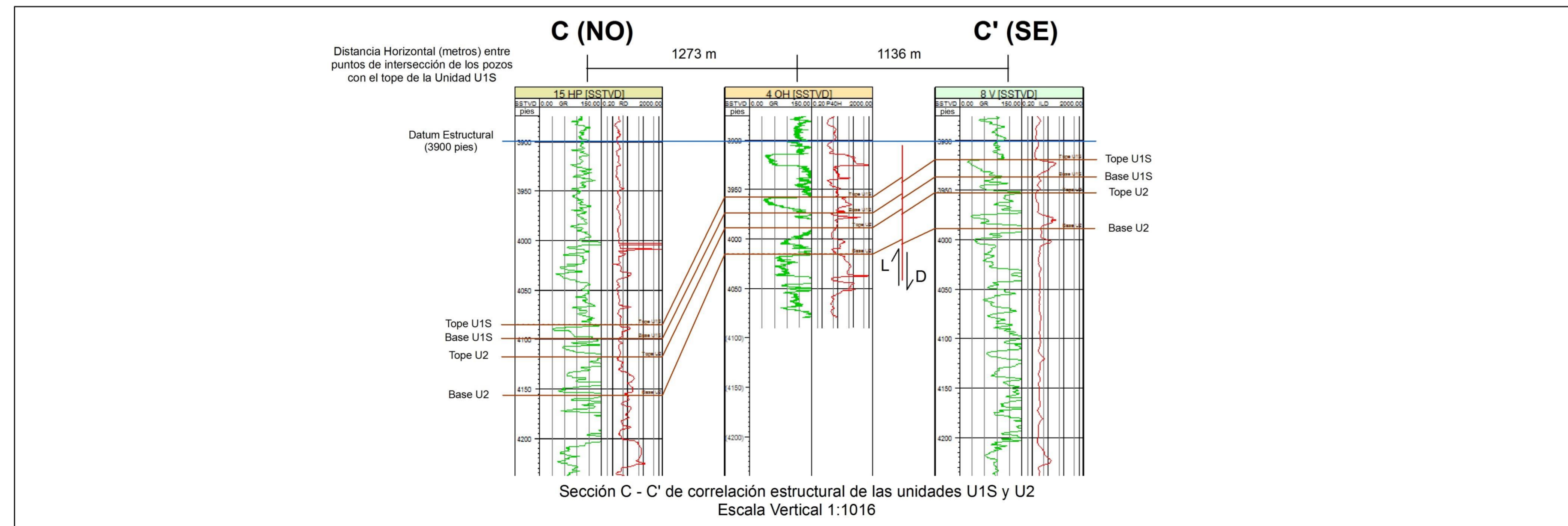
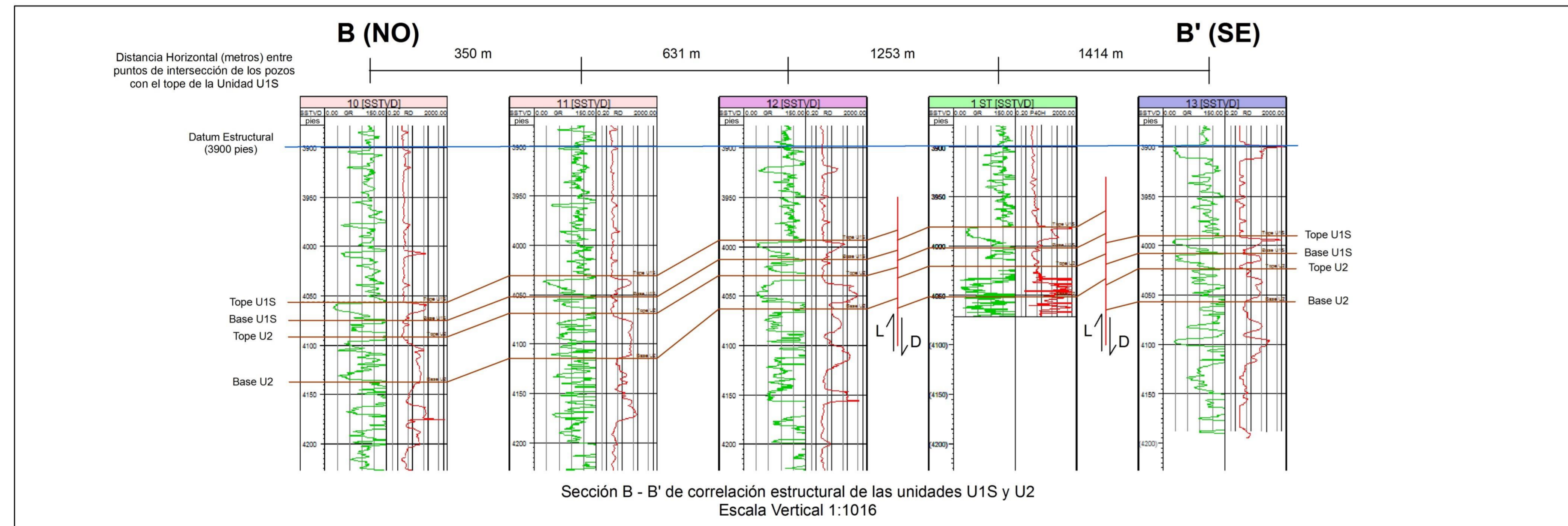
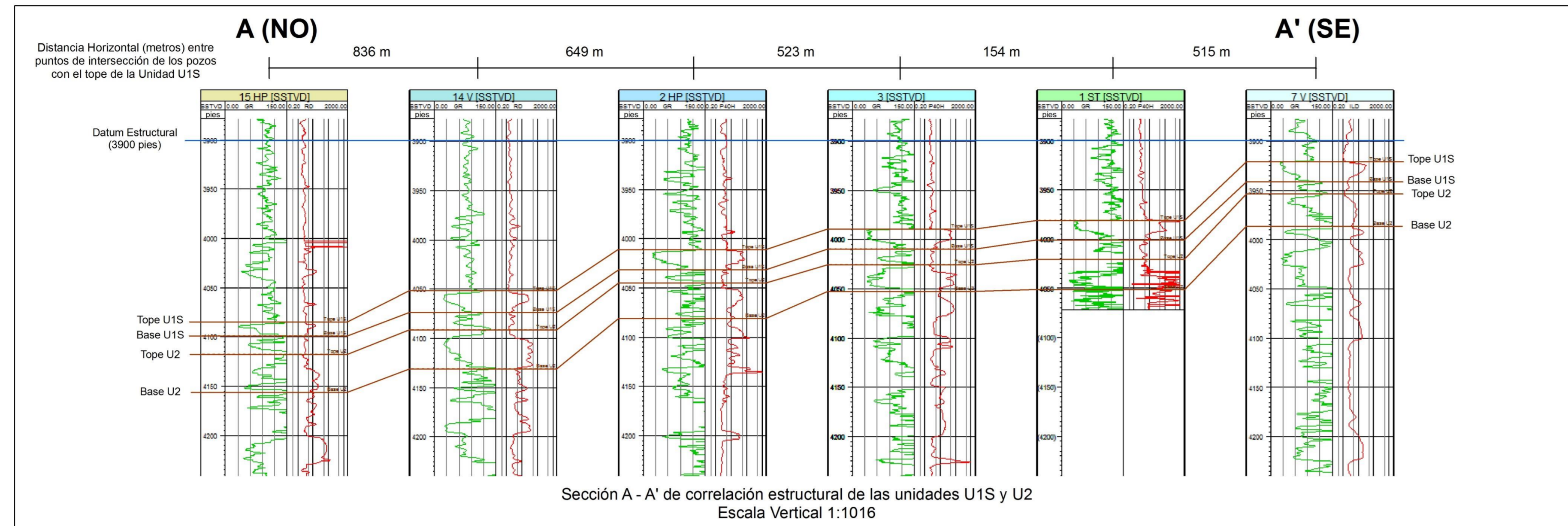
SIMBOLOS GEOLÓGICOS

- -4100— Curvas estructurales a intervalo de 10'
- L — Falta Interpretada (L: Bloque levantado, D: Bloque deprimido)

Escala 1:5.000

Proyección Universal Transversal Mercator
Sistema de Coordenadas: La Canoa
Zona: 20





Ubicación Relativa Nacional

Ubicación Relativa Regional

LEYENDA

SÍMBOLOS DEL MAPA DE VISTA HORIZONTAL DE LAS SECCIONES DE CORRELACIÓN

- Vista horizontal de sección estructural A-A' de correlación de pozos (Tope de Unidad U1S)
- Vista horizontal de sección estructural A-A' de correlación de pozos (Base de Unidad U2)
- Vista horizontal de sección estructural A-A' de correlación de pozos (Base de Unidad U1S)
- Curvas estructurales a intervalo de 10' para el tope de la Unidad U1S
- Falla Interpretada (L: Bloque levantado, D: Bloque deprimido)

SÍMBOLOS DE SECCIONES DE CORRELACIÓN ESTRUCTURAL

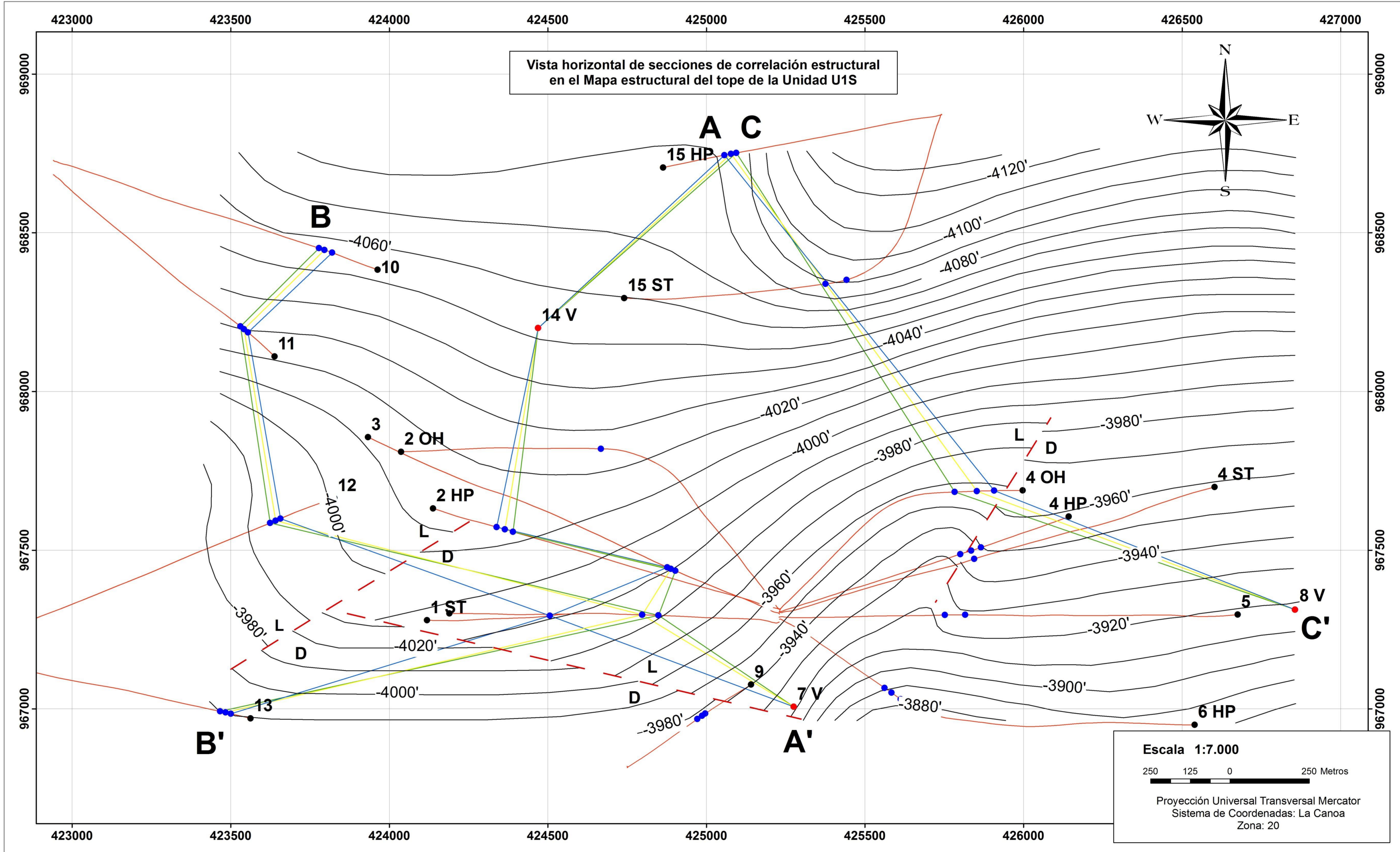
- Límites verticales de correlación de las Unidades U1S y U2
- Datum estructural
- Falla Interpretada (L: Bloque levantado, D: Bloque deprimido)
- RD Resistividad (Unidades ohm.m)
- GR GR (Unidades API)

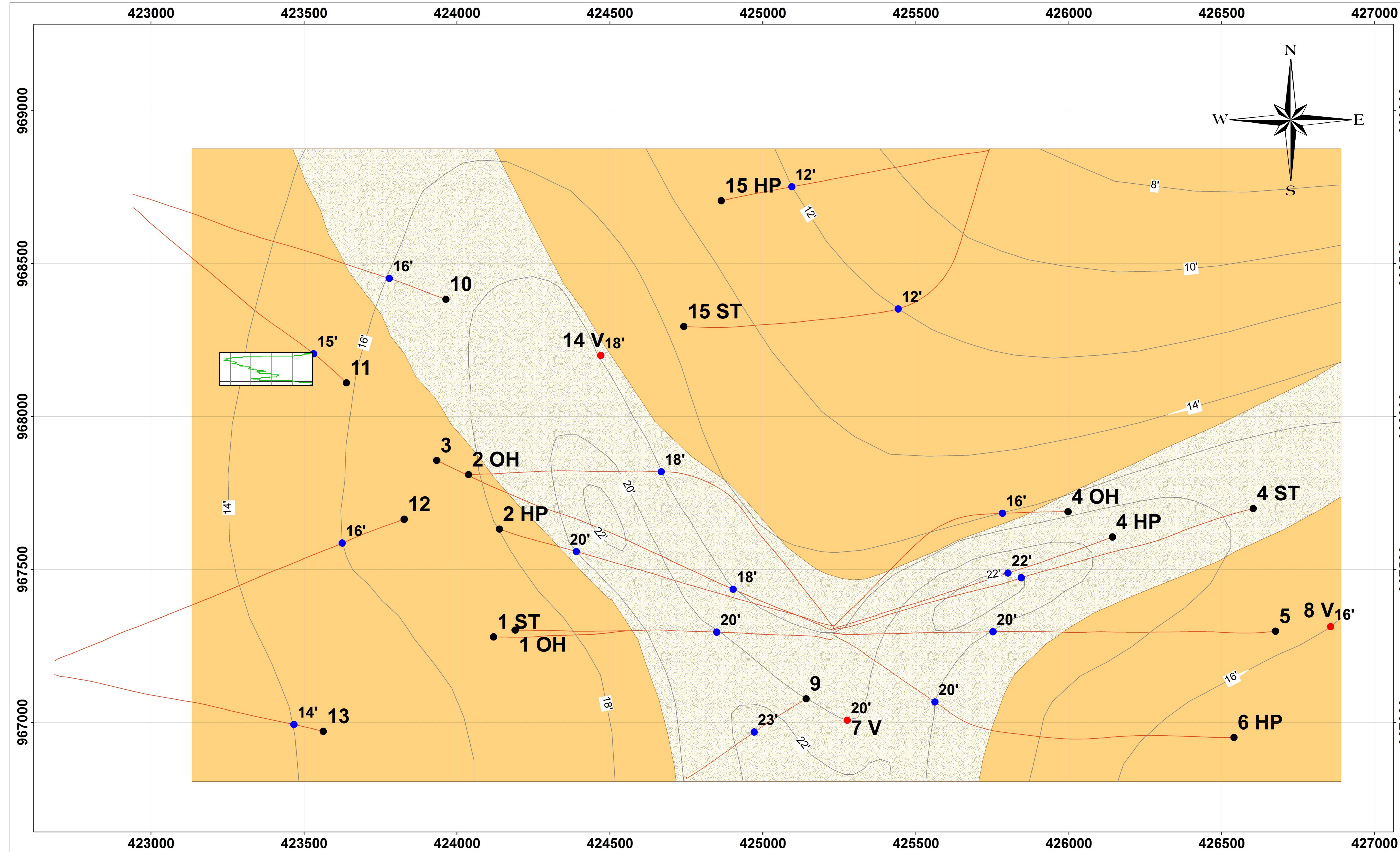
Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Geología, Minas y Geofísica
Departamento de Geología

Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones y Geonavegación de Pozos Directionales en el Campo Dobokubi, Estado Anzoátegui

ANEXO 4.
SECCIONES DE CORRELACIÓN ESTRUCTURAL DE LAS UNIDADES U1S Y U2

Elaborado y Digitalizado por:
ALVARADO O., Jorge L.
Caracas, enero de 2013





Universidad Central de Venezuela
 Facultad de Ingeniería
 Escuela de Geología, Minas y Geofísica
 Departamento de Geología

Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones y Geonavegación de Pozos Direccionales en el Campo Dobokubi, Estado Anzoátegui

ANEXO 5.
MAPA COMBINADO DE ELECTROFACIES E ISÓPACO DE ESPESOR DE ARENA NETA DE LA UNIDAD U1S

Elaborado y Digitalizado por:
 ALVARADO O., Jorge L.
 Caracas, enero de 2013

LEYENDA

SÍMBOLOS CONVENCIONALES

- Límite de Bloques de la Faja del Orinoco
- Pozos perforados verticalmente indicando espesor de arena neta de la Unidad U1S
- Pozos perforados direccionales
- Proyección de fondo de pozos direccionales
- Punto de intersección de pozos direccionales con el tope de la Unidad U1S, indicando espesor de arena neta

SÍMBOLOS GEOLÓGICOS

- Curvas Isópacas de espesor de arena neta a intervalo de 2'

INTERPRETACION Y AGRUPACION DE ELECTROFACIE

GR RD
 0 150 0.2 2000
 m m

Pozo 3
 Electrosecuencia 1 de tipo embudo (granocreciente hacia el tope, Ambiente barra de desembocadura) con desarrollo cilíndrico hacia al tope (Ambiente de canal distributivo).

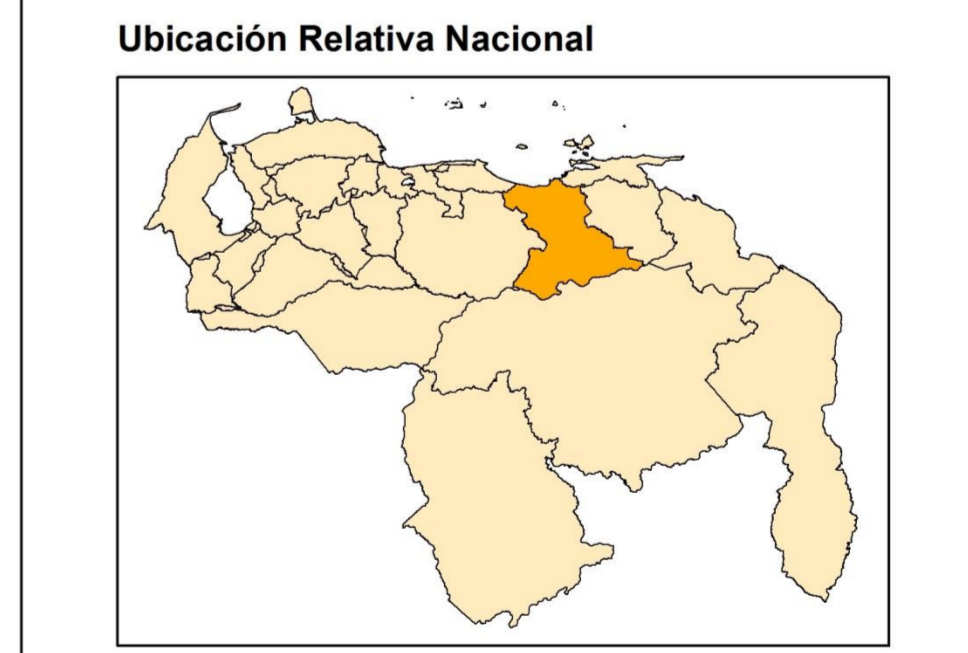
Pozo 15 ST
 Electrosecuencia 2 de tipo embudo (granocreciente hacia el tope, Ambiente barra de desembocadura)

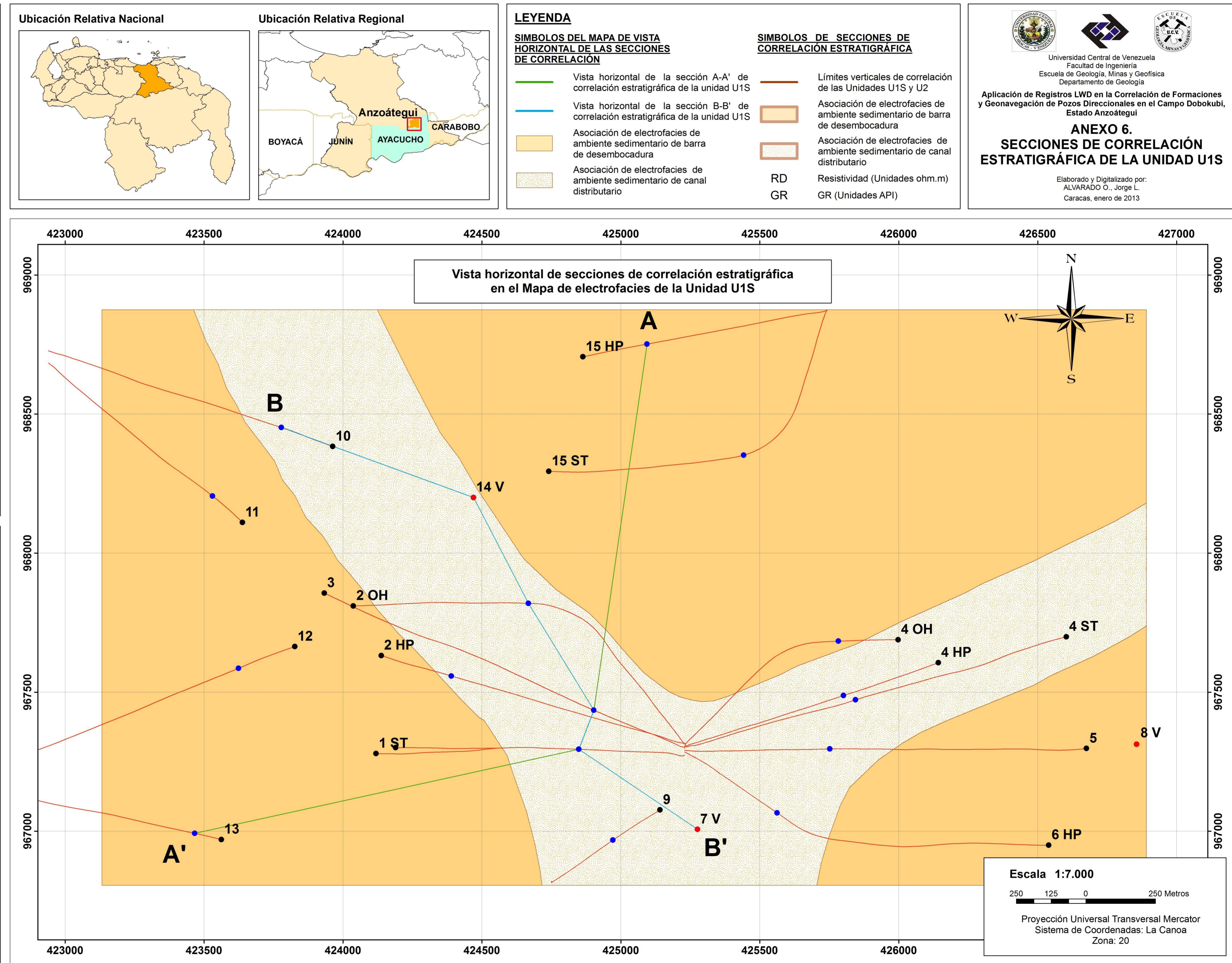
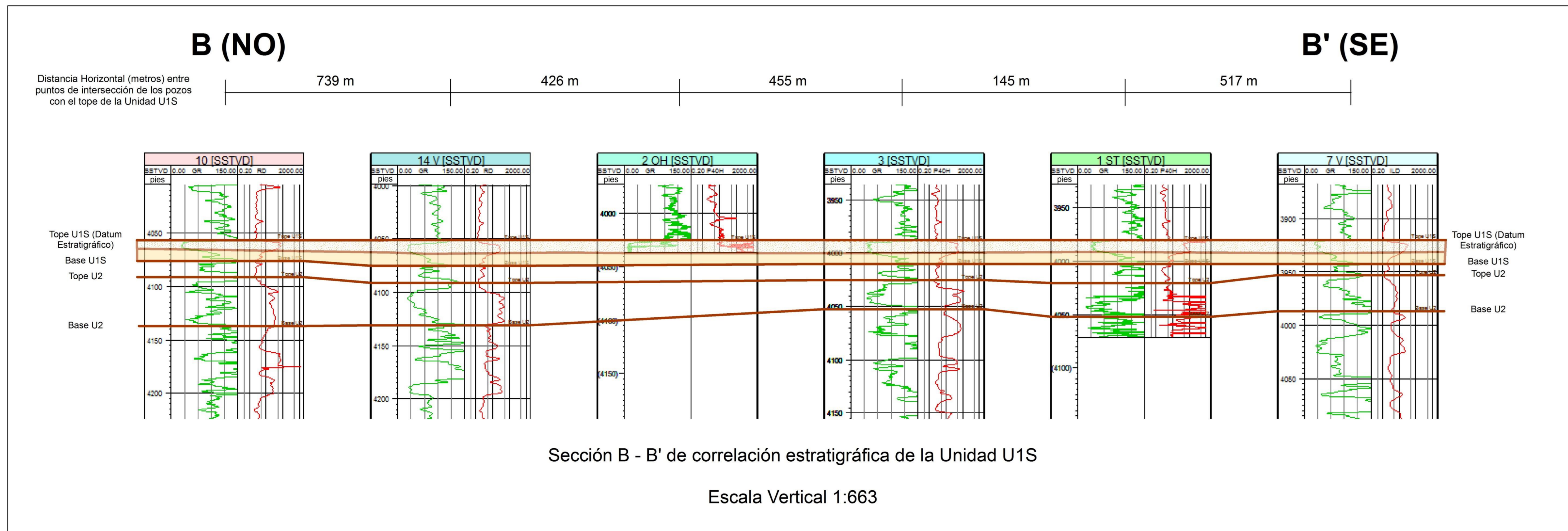
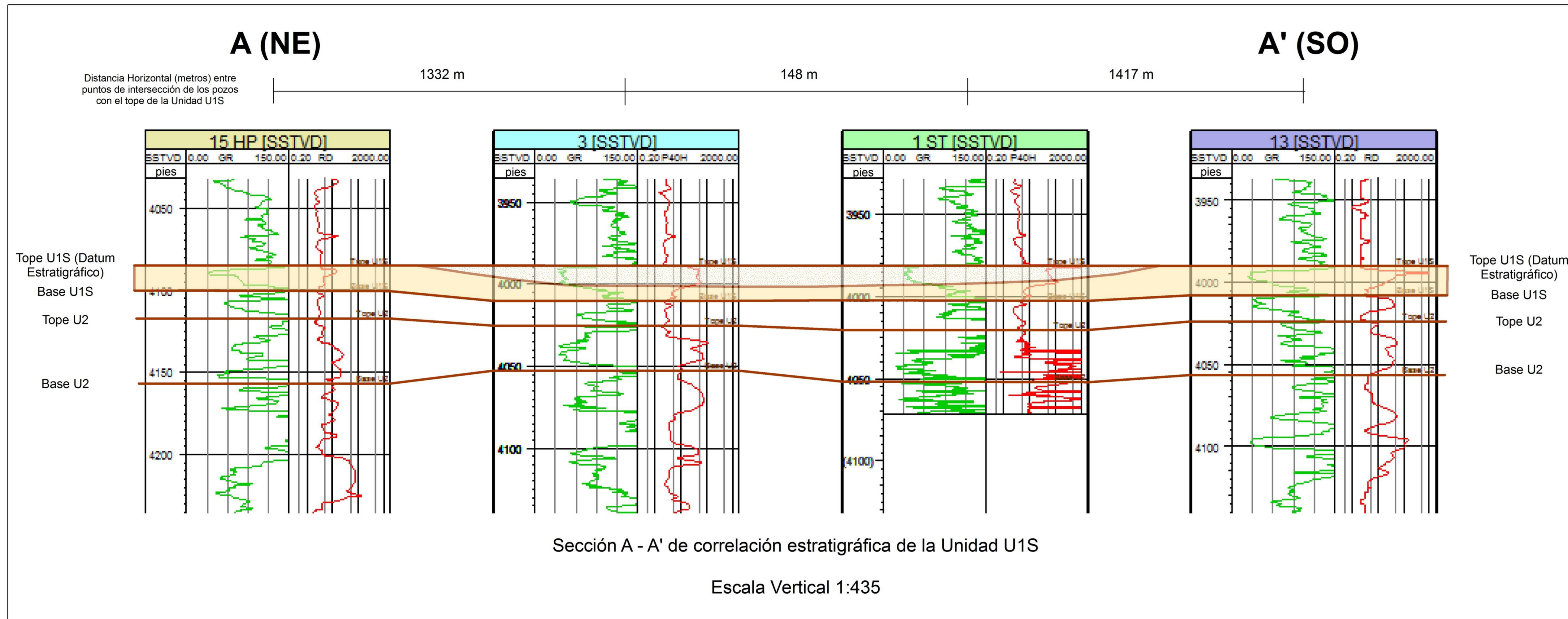
Asociación de electrofacies de ambiente sedimentario de barra de desembocadura

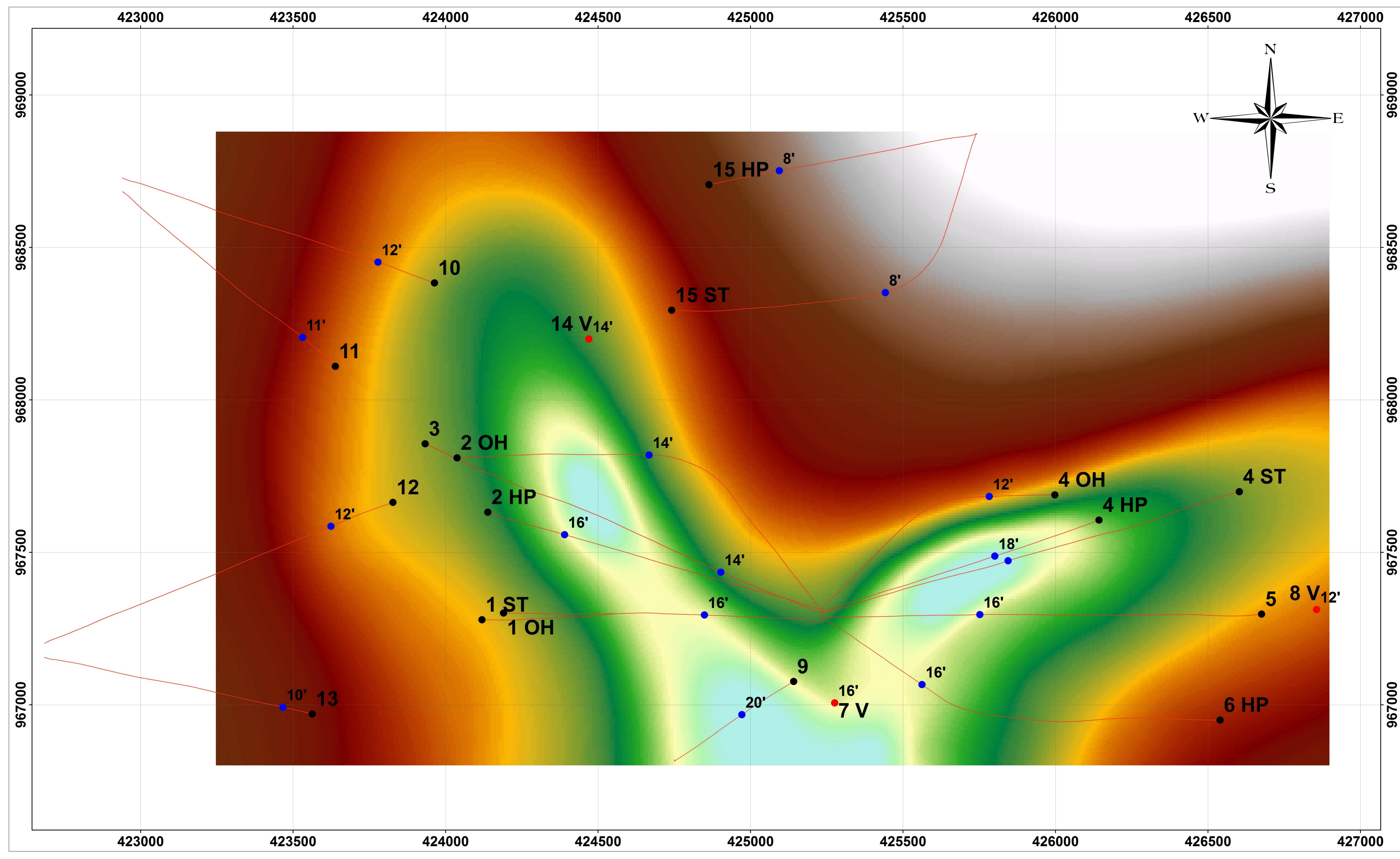
Asociación de electrofacies de ambiente sedimentario de canal distributivo

Escala 1:5.000

Proyección Universal Transversal Mercator
 Sistema de Coordenadas: La Canoa
 Zona: 20







Universidad Central de Venezuela
 Facultad de Ingeniería
 Escuela de Geología, Minas y Geofísica
 Departamento de Geología

Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones y Geonavegación de Pozos Direccionales en el Campo Dobokubi, Estado Anzoátegui

ANEXO 7.
MAPA DE ESPESOR DE ARENA NETA PETROLÍFERA EN LA UNIDAD U1S

Elaborado y Digitalizado por:
 ALVARADO O., Jorge L.
 Caracas, enero de 2013

LEYENDA

SÍMBOLOS CONVENCIONALES

- Límite de Bloques de la Faja del Orinoco
- Pozos perforados verticalmente indicando espesor de arena neta petrolífera en la Unidad U1S
- Pozos perforados direccionalmente
- Proyección de fondo de pozos direccionales
- Punto de intersección de pozos direccionales con tope de la Unidad U1S, indicando espesor de arena neta petrolífera

SÍMBOLOS GEOLÓGICOS

Máximo: 20'
 Espesor (pies) de arena neta petrolífera en la Unidad U1S
 Mínimo: 2'

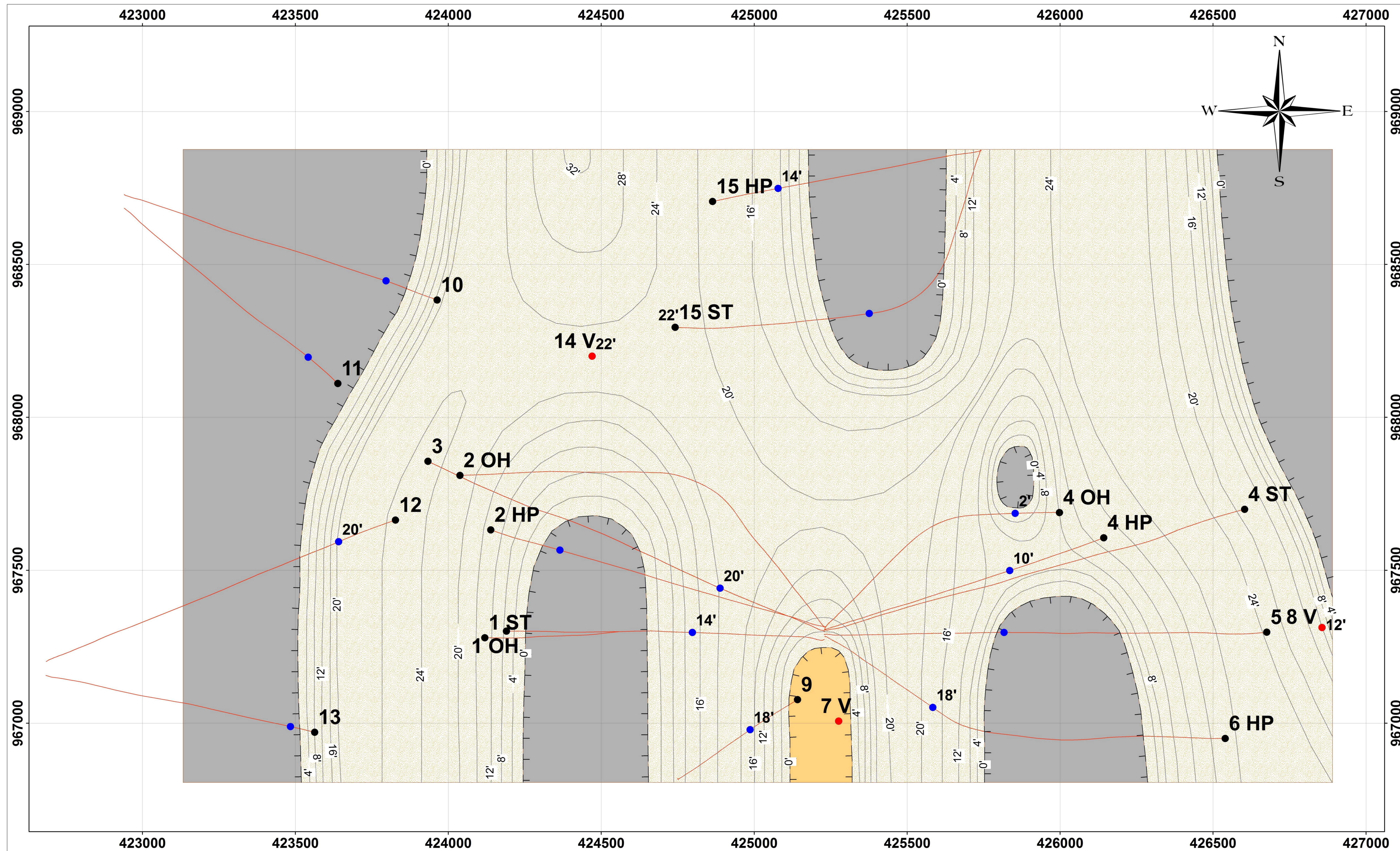
Escala 1:5.000

250 125 0 250 Metros

Proyección Universal Transversal Mercator
 Sistema de Coordenadas: La Canoa
 Zona: 20

Ubicación Relativa Nacional

Ubicación Relativa Regional



ANEXO 9.
MAPA COMBINADO DE ELECTROFACIES
E ISÓPACO DE ARENA NETA DE AMBIENTE DE
CANALES ENTRELAZADOS DE LA UNIDAD U2
 Elaborado y Digitalizado por:
 ALVARADO D., Jorge L.
 Caracas, enero de 2013.

LEYENDA

SÍMBOLOS CONVENCIONALES

- Límite de Bloques de la Faja del Orinoco
- Pozos perforados verticalmente indicando espesor de arena de canal entrelazado de la Unidad U2
- Pozos perforados direccionalmente
- Proyección de fondo de pozos direccionales
- Punto de intersección de pozos direccionales con el tope de la Unidad U1S, indicando espesor de arena neta de canales entrelazados

SÍMBOLOS GEOLÓGICOS

- Límite lateral de arena de canal
- Curvas Isópacas de espesor de arena de canal a intervalo de 4'

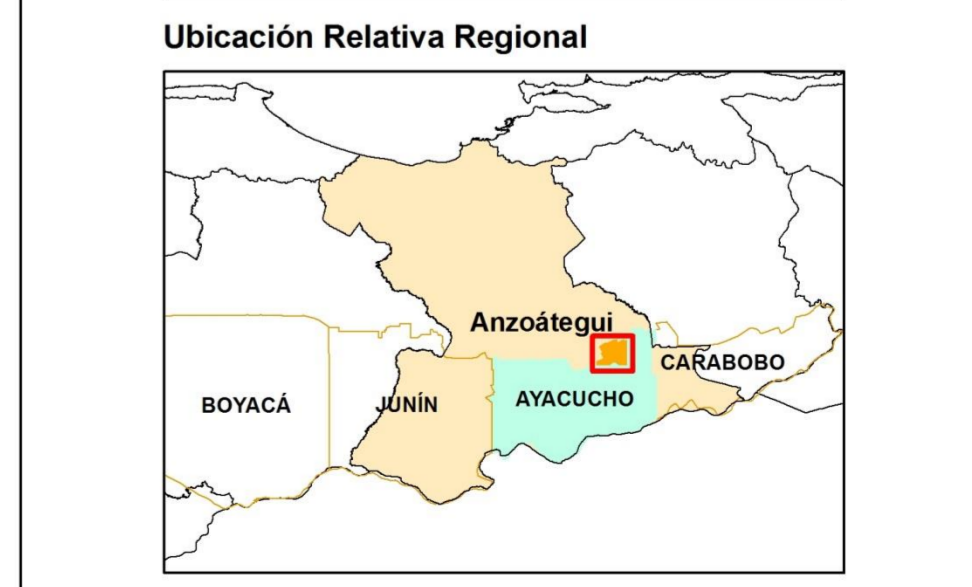
INTERPRETACIÓN Y AGRUPACIÓN DE ELECTROFACIE

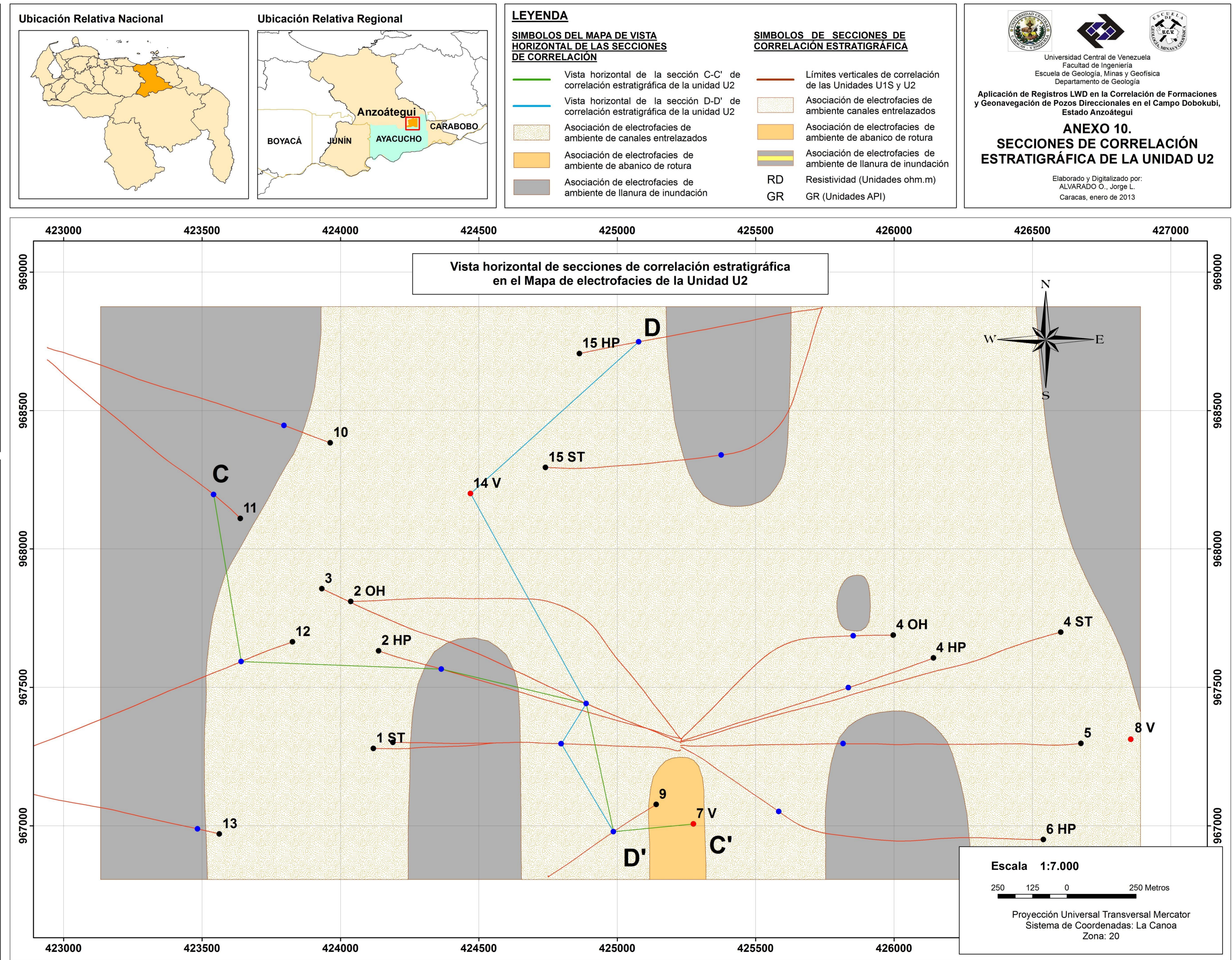
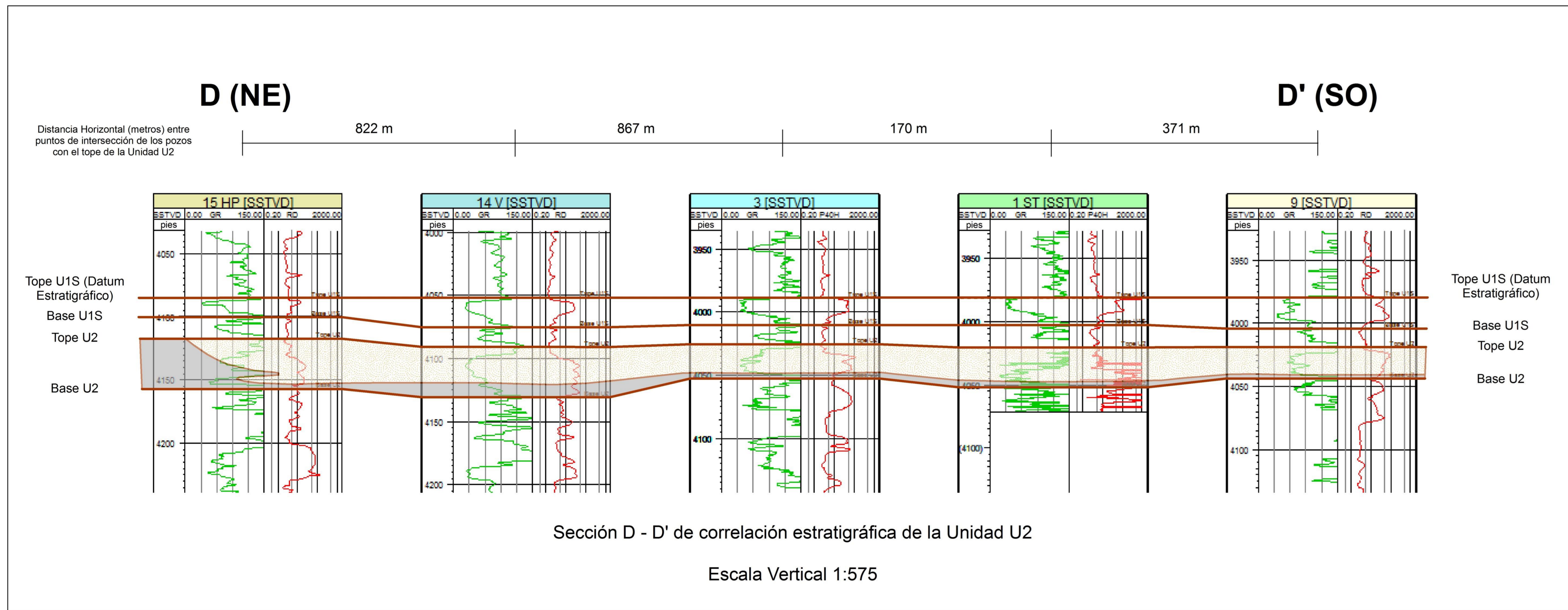
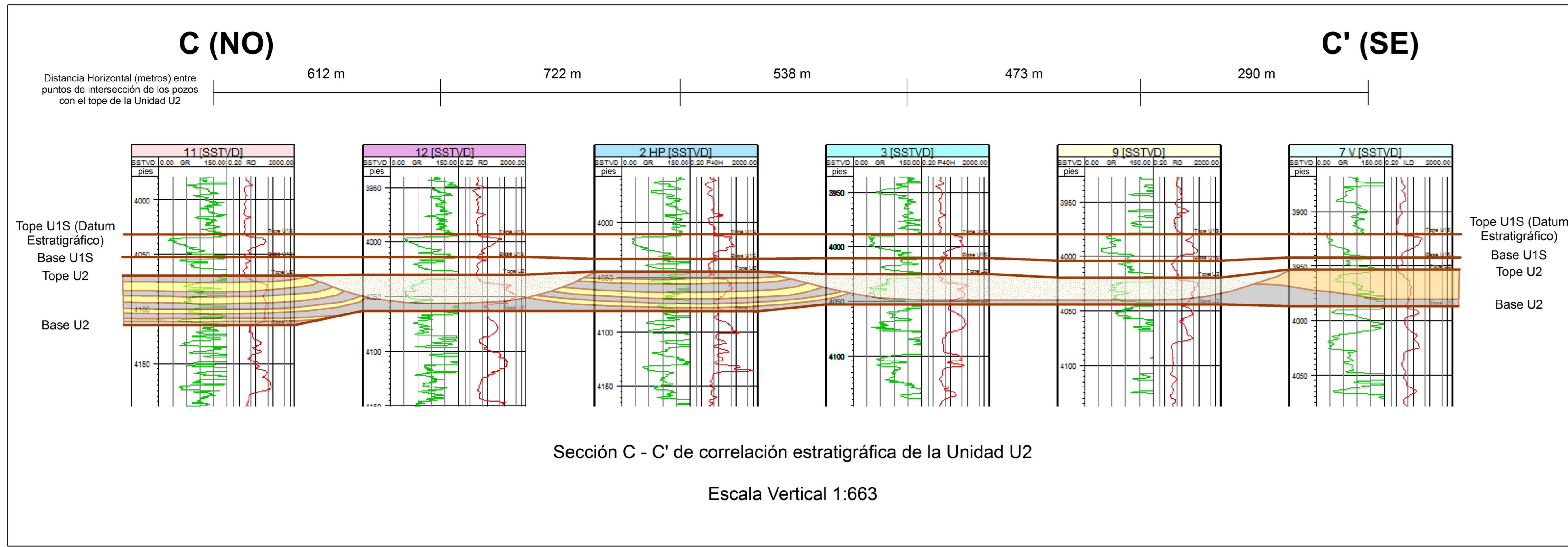
GR	RD	
0	150	Electrosecuencia 1 de tipo cilíndrico a campana, (granodrecreciente al tope, Ambiente canales entrelazados)
1	150	Pozo 12
2	150	Electrosecuencia 2 de tipo irregular (intercalación de arenas y arcillas, Ambiente llanura de inundación proximal)
3	150	Pozo 11
4	150	Electrosecuencia 3 de tipo embudo (granodrecreciente hacia el tope, Ambiente abanico de rotura)
5	150	Pozo 7V

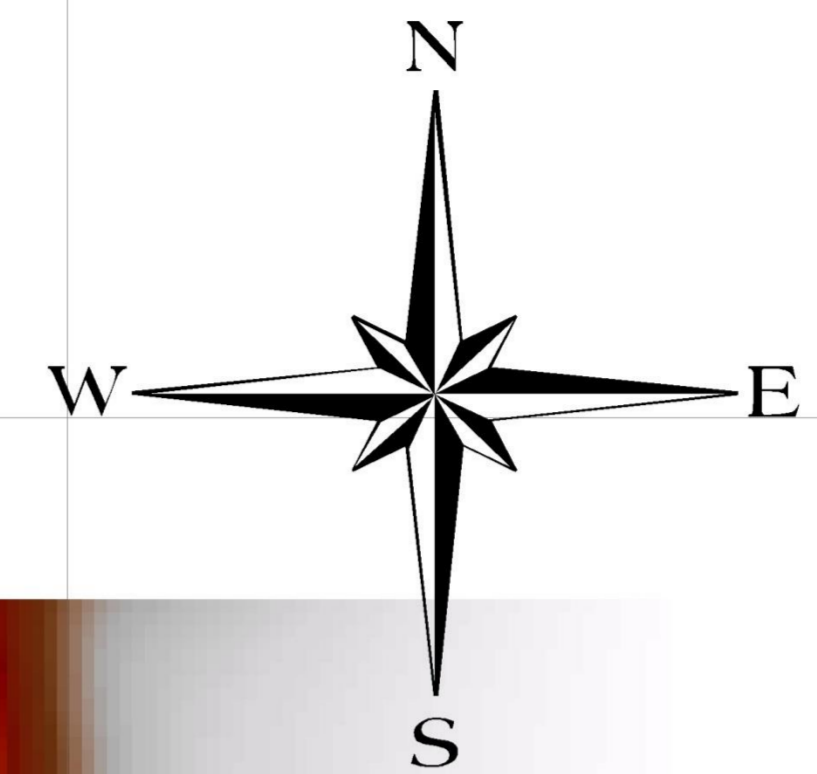
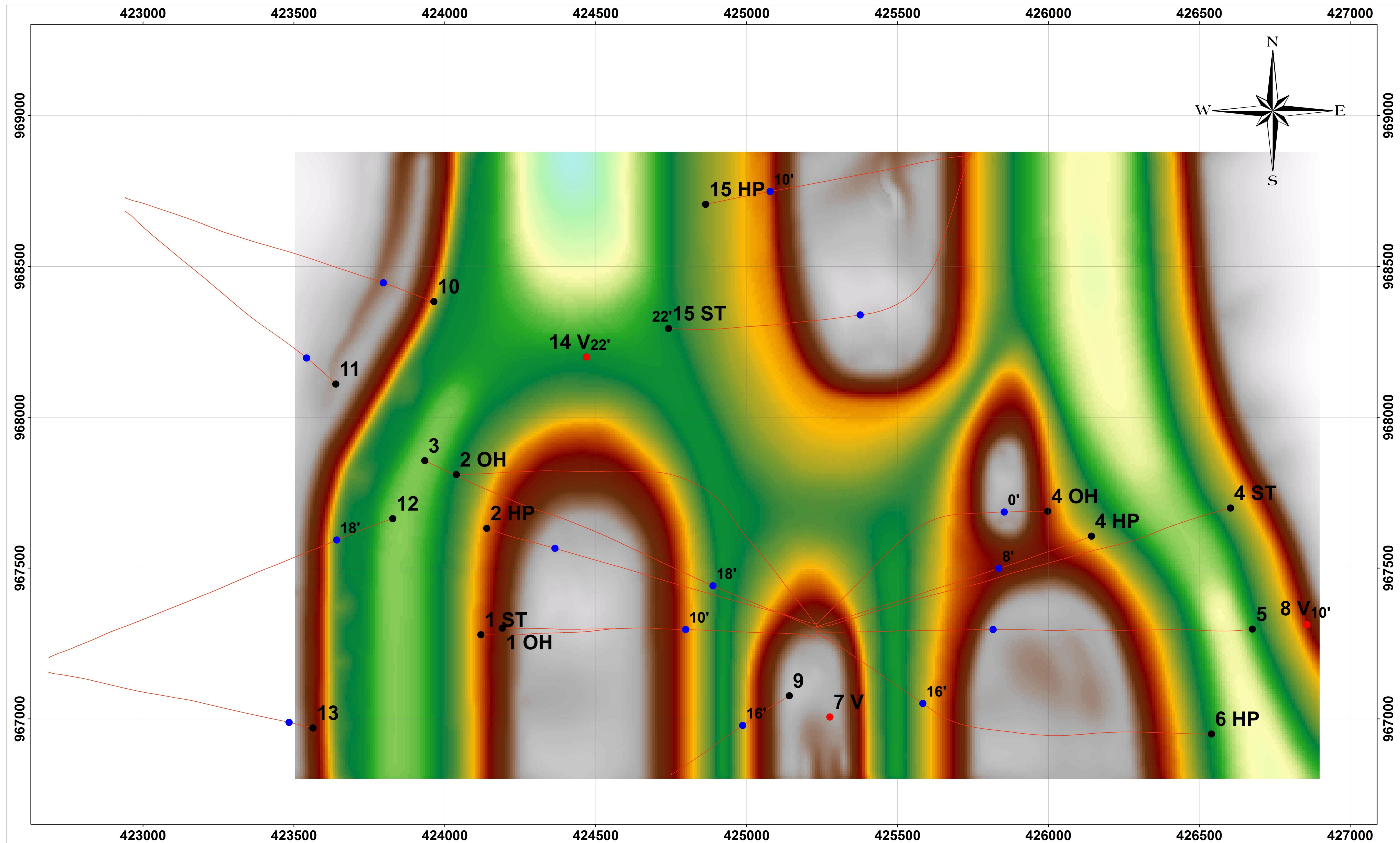
- Asociación de electrofacies de ambiente de abanico de rotura
- Asociación de electrofacies de ambiente de Canales Entrelazados
- Asociación de electrofacies de ambiente de llanura de inundación proximal

Escala 1:5.000

Proyección Universal Transversal Mercator
 Sistema de Coordenadas: La Canoa
 Zona: 20







Universidad Central de Venezuela
 Facultad de Ingeniería
 Escuela de Geología, Minas y Geofísica
 Departamento de Geología

Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones
 y Geonavegación de Pozos Direccionales en el Campo Dobokubi,
 Estado Anzoátegui

ANEXO 11.
MAPA DE ESPESOR DE ARENA NETA
PETROLÍFERA DE AMBIENTE DE CANALES
ENTRELAZADOS EN LA UNIDAD U2

Elaborado y Digitalizado por:
 ALVARADO G., Jorge L.
 Caracas, enero de 2013

LEYENDA

SIMBOLOS CONVENCIONALES

- Límite de Bloques de la Faja del Orinoco
- Pozos perforados verticalmente indicando espesor de arena neta petrolífera de canal en la Unidad U2
- Pozos perforados direccionalmente
- Proyección de fondo de pozos direccionales
- Punto de intersección de pozos direccionales con el tope de la Unidad U2, indicando espesor de arena neta petrolífera

SIMBOLOS GEOLÓGICOS

Máximo: 28'
 Espesor (pies) de arena neta petrolífera de ambiente de canales entrelazados en la Unidad U2
 Mínimo: 0'

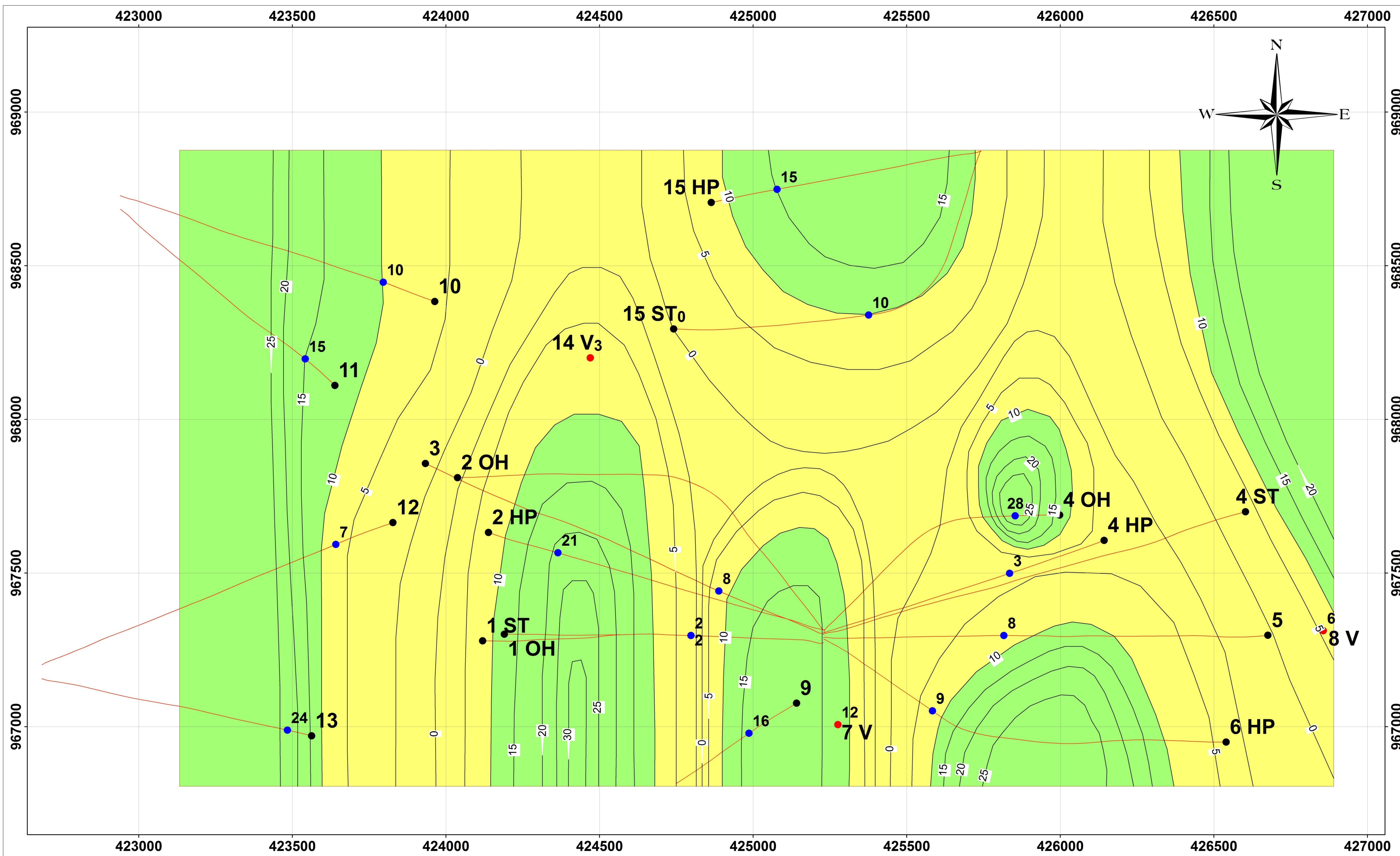
Escala 1:5.000

250 125 0 250 Metros

Proyección Universal Transversal Mercator
 Sistema de Coordenadas: La Canoa
 Zona: 20

Ubicación Relativa Nacional

Ubicación Relativa Regional



Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Geología, Minas y Geofísica
Departamento de Geología

Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones y Geonavegación de Pozos Direccionales en el Campo Dobokubi, Estado Anzoátegui

ANEXO 12.
MAPA DE DISTRIBUCIÓN LATERAL DE VOLUMEN DE ARCILLA (Vsh) PARA LAS ARENAS DE LA UNIDAD U2

Elaborado y Digitalizado por:
ALVARADO O., Jorge L.
Caracas, enero de 2013

LEYENDA

SIMBOLOS CONVENCIONALES

- Limite de Bloques de la Faja del Orinoco
- Pozos perforados verticalmente indicando volumen de arcilla en arenas de la Unidad U2
- Pozos perforados direccionalmente
- Proyección de fondo de pozos direccionales
- Punto de intersección de pozos direccionales con el tope de la Unidad U2, indicando volumen de arcilla en arenas

SIMBOLOS DE PARAMETRO PETROFISICO

- Curvas de volumen de arcilla en porcentaje presente en arenas de la Unidad U2 a intervalos de 5 %

EVALUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE FRACCIÓN DE ARCILLA COMO PARAMETRO DE CALIDAD DE ROCA

- Arena Arcillosa (Volumen de Arcilla > 10%)
- Arena Limpia (Volumen de Arcilla < 10%)

Escala 1:5.000

Proyección Universal Transversal Mercator
Sistema de Coordenadas: La Canoa
Zona: 20

