

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA MINERA Y
METALÚRGICA**



**“CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LAS UNIDADES
DEL EOCENO: HELICO Y ECHINOCYAMUS APLICADA
AL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN
EL YACIMIENTO CENTRAL – LOTE X – CUENCA
TALARA - PERÚ”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO GEÓLOGO**

**ELABORADO POR:
JOSE PABLO MARIN GARCIA**

**ASESOR:
ING. MARCO ANTONIO DUQUE SANDOVAL**

**LIMA - PERÚ
2014**

*A mi querida madre,
a quien agradezco su sacrificio, su abnegación, su apoyo
brindado a lo largo de mi carrera en todos los aspectos,
y por estar a mi lado en los momentos difíciles.*

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Cuencas Sedimentarias Norte Perú – Cuenca Talara.

Figura 1.2. Ubicación del área de estudio en el Yacimiento Central del Lote X.

Figura 1.3. Ubicación de pozos involucrados en el área de estudio.

Figura 1.4. Bloques estructurales del proyecto de Recuperación Secundaria - Yacimiento Central – Lote X.

Figura 1.5. Gráfico de historia de producción e inyección de agua del Bloque A, inyección desde 1980 hasta 1996, nótese la caída de inyección a partir de 1992 por problemas mecánicos. En 2007, Petrobras inicia la inyección de agua hasta la actualidad.

Figura 1.6. Pozos perforados para desarrollo de las Formaciones Lutitas Talara (Mb. Helico) y Echinocyamus entre 1930 y 1976 (en negro), por Occidental (en azul) y por Petrobras (en verde), con polígonos de falla al tope del Mb Cabo Blanco (en rojo) y al tope del Mb. Hélico (en naranja), y área de estudio (en azul).

Figura 1.7. Mapa de isoproducción basado en producción acumulada de pozos perforados hasta 1979 para el área de estudio, el cual muestra una tendencia productiva de SW - NE.

Figura 1.8. Total de pozos perforados en el área de estudio, con estado actual de pozos (en rojo) y pozos inyectoros en la actualidad (en azul).

Figura 3.1. Ubicación de la Cuenca Talara que incluye los elementos tectónicos principales y el Lote X. A - Megafalla Dolores-Guayaquil; B - Cambio de orientación de los andes de SE-NW a SW-NE. Figura tomada de Daudt (2009).

Figura 3.2. Columna Estratigráfica – Cuenca Talara (Modificada por Pozo, 2008)

Figura 3.3. Carta de Distribución Bioestratigráfica y sus Relaciones Estratigráficas de la Cuenca Talara – Noroeste del Perú (Pozo, 2002).

Figura 3.4. Relación Estructura - Yacimientos – Cuenca Talara (ISA 2005).

Figura 3.5. Sección Transversal S-N. Sistemas de fallamiento normal generando altos y bajos estructurales limitados por sistemas mayores de fallas normales de orientación NE-SO y E-O. Cuencas Salaverry, Sechura, Talara y Progreso (ISA 2005). La sección no está a escala. En una sección transversal Sur-Norte (Figura 3.7) de la zona offshore de la Cuenca Talara y el sur de la Cuenca Progreso, construida mediante la integración de secciones sísmicas y data de pozos (Raez Lurquin, 1999). Muestra las relaciones

estructurales y estratigráficas entre rocas sedimentarias cretácicas, paleógenas que sobreyacen a las rocas metamórficas pensilvanianas de la Formación Amotape.

Figura 3.6. Sección transversal S-N de la zona offshore de la Cuenca Talara y el sur de la Cuenca Progreso (modificado por Raez Lurquin, 1999). Línea aproximada de la sección es mostrada como una línea azul en el mapa de la izquierda. No todas las formaciones están indicadas. La sección no está a escala.

Figura 3.7. Registro Tipo de la Fm Echinocyamus para el bloque de A del proyecto de recuperación secundaria. (GR: Rayos gamma, SP: Potencial espontaneo, LN: Resistividad profundas, SN: Resistividad Somera, FLUO: Fluorescencia, MD: Profundidad medida)

Figura 3.8. Registro Tipo de la Fm Lutitas Talara – Mb Hélico para el bloque de A del proyecto de recuperación secundaria. (GR: Rayos gamma, SP: Potencial espontaneo, LN: Resistividad profundas, SN: Resistividad Somera, FLUO: Fluorescencia, MD: Profundidad medida)

Figura 3.9. Principales rasgos estructurales en el Lote X.

Figura 3.10. Sección Estructural Noroeste - Sureste – Lote X.

Figura 3.11. Geología de la Cuenca Talara, modificado de Seranne 1987b.

Figura 3.12. Mapa Estructural al Tope del Mb Cabo Blanco del Proyecto de Recuperación Secundaria - Yacimiento Central.

Figura 4.1. Arenisca de grano medio principalmente, sub angular a sub redondeada, de moderada selección, mostrando porosidad primaria intergranular y porosidad secundaria por disolución.

Figura 4.2. Arenisca de grano medio con fragmentos líticos volcánicos, sub anguloso a sub redondeado, de pobre a moderada selección. Se observa porosidad primaria intergranular y porosidad secundaria por disolución.

Figura 4.3. Comparación de curva de densidad sintética (negro) y densidad de pozo (verde) en el Miembro Hélico para el pozo EA9951.

Figura 4.4. Comparación de curva de densidad sintética (negro) y densidad de pozo (verde) en la Formación Echinocyamus para el pozo EA9883.

Figura 4.5. Interpretación petrofísica del miembro Hélico en el pozo EA9082. Obsérvese el buen ajuste entre la porosidad interpretada (PHIEQ) y la porosidad a partir de núcleo (PHICORE) en la columna 5. CAL: Caliper; GR: Rayos Gamma; BS: Diámetro del pozo; FLUO: Porcentaje de fluorescencia; RESD: Resistividad profunda; RESS:

Resistividad somera; RHOB: densidad bulk; DRHO: corrección densidad; RHOMA: Densidad de matriz; VCL: Volumen de arcilla; DPHI: Porosidad total; BVWQ: volumen de agua neta; SWQ: Saturación de agua interpretada; SWCORE: Saturación de agua del núcleo.

Figura 4.6. Interpretación petrofísica de la Formación Echinocyamus en el pozo EA9007. Nótese, aquí también, el buen ajuste entre la porosidad interpretada (PHIEQ) y la porosidad a partir de núcleo (PHICORE) en la columna 5. CAL: Caliper; GR: Rayos Gamma; SP: Potencial espontáneo; BS: Diámetro del pozo; FLUO: Porcentaje de fluorescencia; RESD: Resistividad profunda; RESS: Resistividad somera; RHOB: densidad bulk; DRHO: corrección densidad; RHOMA: Densidad de matriz; VCL: Volumen de arcilla; DPHI: Porosidad total; BVWQ: volumen de agua neta; SWQ: Saturación de agua interpretada; SWCORE: Saturación de agua del núcleo.

Figura 5.1. Ubicación de pozos con núcleos estudiados en la Formación Echinocyamus.

Figura 5.2. Facies Cm, Conglomerado macizo polimíctico matriz soportado.

Figura 5.3. Facies Cm, Conglomerado macizo polimíctico grano soportado.

Figura 5.4. Facies CB, Conglomerado de bioclasto compuesta por fragmentos de conchas.

Figura 5.5. Facies SCi, Arenitas Conglomeráticas de grano medio a grueso.

Figura 5.6. Facies SCm, Arenitas Conglomeráticas macizas de grano medio a grueso.

Figura 5.7. Facies Sh, Arenitas con laminación plano-paralela, granulometría media a gruesa con niveles de intraclastos de pelitas.

Figura 5.8. Facies Sl, Arenita lítica con laminación inclinada de bajo ángulo.

Figura 5.9. Facies St, Arenita lítica con estratificación cruzada en artesa de granulometría media. La estratificación en este caso está marcada por pequeños fragmentos de intraclastos de pelitas.

Figura 5.10. Facies Sw, Arenita de grano fino con laminación ondulada.

Figura 5.11. Facies Sr, Arenita sublítica con laminación por rizadura de granulometría fina a muy fina.

Figura 5.12. Facies Sm, Arenitas macizas de granulometría media a gruesa, raros intraclastos de lutitas.

Figura 5.13. Facies Sb, Areniscas bioturbadas de granulometría media a fina. Se muestra icnofacies *Ophiomorpha* y *Arenicolites*, interpretada como facies *Skolitos*.

Figura 5.14. Facies Fw, Pelitas con laminación ondulada

Figura 5.15. Asociación de facies identificadas en pozo con núcleo. Se muestran los subambientes de llanura deltaica superior (rojo), llanura deltaica inferior (naranja) y frente deltaico (amarillo).

Figura 5.16. Asociación de facies identificadas en pozo con núcleo. Se muestran los subambientes de llanura deltaica inferior (naranja), frente deltaico (amarillo) y prodelta (gris).

Figura 5.17. Representación esquemática que muestra el dominio deltaico para la unidad Echinocyamus (Bhattacharya, J.P. 2010).

Figura 5.18. Mapa de espesor de arena neta de la unidad Echinocyamus para el Lote X, que muestra la dirección de aporte sedimentario (flecha roja) y zonas canalizadas (flechas celestes) para el sistema deltaico. Las áreas grises representan la ausencia de esta unidad. El área de estudio está representada por el cuadrado amarillo.

Figura 5.19. Superficies de correlación y unidades genéticas identificadas para la Fm Echinocyamus.

Figura 5.20. Ubicación de pozos con núcleos convencionales estudiados en la Unidad Hélico.

Figura 5.21. Facies Cm, Conglomerado matriz soportado a clastosoportado macizo, polimíctico.

Figura 5.22. Facies SCm, Arenita conglomerática de grano medio a grueso.

Figura 5.23. Facies Sm, Litoarenitas de grano medio a grueso macizas.

Figura 5.24. Sl. Litoarenita con laminación inclinada de bajo ángulo de grano medio a grueso.

Figura 5.25. Facies St. Litoarenitas con estratificación cruzada en artesa en afloramiento de quebrada Taiman asociada a facies de arenitas bioturbadas (Sb) y lodolitas (Fh).

Figura 5.26. Facies Sh. Litoarenitas con laminación horizontal de grano fino a medio.

Figura 5.27. Facies Sr, Litoarenitas con laminación por rizaduras.

Figura 5.28. Facies Sw, Litoarenitas con laminación wavy de grano fino a medio.

Figura 5.29. Facies Sb, Sublitoarenitas bioturbadas en afloramiento de la quebrada Taiman, mostrando iconfósiles del icnogénero *Ophiomorfa sp.* y *Thalassinoides*.

Figura 5.30. Facies Se y Ld, Sublitoarenitas con estratificación cruzada sigmoidal y caliza dolomitizada en quebrada Taiman.

Figura 5.31. Facies Iw, Interlaminaciones onduladas de arenitas y lodolitas.

Figura 5.32. Asociación de facies del el núcleo convencional EA9082 para el Miembro Hélico.

Figura 5.33. Modelo depositacional turbidítico para el Miembro Hélico. Modificado de Champion et al. (2005).

Figura 5.34. Mapa de espesor de arena neta de la unidad Hélico en el proyecto de la costa del Lote X que muestra el eje principal de un sistema canalizado de rumbo N50°W aproximadamente.

Figura 5.35. Superficies de correlación y unidades genéticas identificadas para la unidad Hélico.

Figura 5.36. Columna Estratigráfica para el área de estudio. Nótese la comparación entre la litoestratigrafía (columna 1 y 2) y las unidades de estratigrafía de secuencias propuesta en este trabajo (columna 3 y 4). Las zonas superficies que serán modeladas se muestran en la columna 5 y 6.

Figura 5.37. Definición de las secciones en el área de estudio. Las secciones tienen dirección N-S (líneas celestes), SO-NE (líneas lila), NO-SE (líneas azules).

Figura 5.38. Sección de correlación estratigráfica SO-NE-5 para la unidad Hélico con datum estratigráfico en superficie HL3_mfs.

Figura 5.39. Sección de correlación estratigráfica SO-NE3 para la unidad Echinocyamus con datum estratigráfico en la discordancia E_T_unc.

Figura 6.2. Análisis de distribución de electrofacies (F_PD, en amarillo; SF_DF, en azul; S_DF, en verde; SC_DP, en rojo y C_DP, en celeste) asociada a los perfiles de Resistividad Somera (a), Resistividad Profunda (b), Volumen de arcilla (c) y Porosidad Efectiva (d) para la unidad Echinocyamus.

Figura 6.3. Integración Roca-Perfil para dos pozos con núcleos. En la primera y segunda columna se muestra la profundidad perforada y la profundidad corregida de núcleo respectivamente, en la tercera columna el perfil de rayo gamma (GR) y potencial espontáneo (SPBL), en la cuarta columna la granulometría, en la quinta columna las litofacies identificadas, en la sexta columna la agrupación de litofacies, en la séptima

columna el perfil de electrofacies a partir de redes neuronales, en la octava las resistividades somera (RESS) y profunda (RES D), en la novena el volumen de arcilla (VCL) y la porosidad efectiva (PHIEQ).

Figura 6.4. Gráficos cruzados de perfiles contra las cinco electrofacies: F_PD (verde), SF_DF (morado), S_DF (azul), SC_DP (amarillo) y C_DP (rojo).

Figura 6.5. Resultado del modelo de discriminación por redes neuronales para dos pozos en el bloque. En la primera columna se muestran las unidades de modelado, en la segunda el perfil de rayos gamma (en azul) y potencial espontáneo (en rojo), en la tercera la profundidad medida, en la cuarta la resistividad somera (en rojo) y profunda (en azul), y en la última el perfil de electrofacies generado a partir de redes neuronales. En la última columna se ubican las cinco electrofacies generadas: F_PD (gris), SF_DF (celeste), S_DF (amarillo), SC_DP (naranja) y C_DP (rojo).

Figura 6.6. Análisis de distribución de electrofacies asociada a perfiles (a), (b), (c) y (d) para la unidad Hélico (F, en rojo; S_SF, en verde; S_LOB, en azul; SC_CH, en amarillo y C_CH, en celeste).

Figura 6.7. Integración Roca-Perfil para el intervalo coreado de la unidad Hélico para el pozo EA9082. En la primera y segunda columna se muestra la profundidad perforada y la profundidad corregida de núcleo respectivamente, en la tercera columna el perfil de rayos gamma (GR), en la cuarta columna la granulometría, en la quinta columna las litofacies identificadas, en la sexta columna la agrupación de litofacies, en la séptima columna el perfil de electrofacies a partir de redes neuronales, en la octava las resistividades somera (RESS) y profunda (RES D), en la novena el volumen de arcilla (VCL) y la porosidad efectiva (PHIEQ).

Figura 6.8. Gráficos cruzados de perfiles contra las cinco electrofacies: F (verde), S_SF (amarillo), S_LOB (azul), SC_CH (morado) y C_CH (rojo).

Figura 6.9. Resultado del modelo de discriminación por redes neuronales para cuatro pozos en el bloque. En la última columna se ubican las cinco electrofacies generadas: F (marrón), S_SF(rosado), S_LOB (amarillo), SC_CH (naranja) y C_CH (rojo).

Figura 6.10 - Mapa de espesor de electrofacies SF_DF para la zona EC1, donde los mayores espesores se encuentran en la parte norte del área de estudio.

Figura 6.11. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC1, donde los mayores espesores se encuentran en la parte norte del área de estudio. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

Figura 6.12. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC2, que representa la distribución de las facies de características buenas asociadas a depósitos de frente deltaico principalmente.

Figura 6.13. Mapa de espesor de electrofacies SC_DP para la zona EC2, que representa la extensión de las mejores facies reservorios de la zona asociadas a depósitos de planicie deltaica principalmente.

Figura 6.14. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC3, que representa la distribución de las facies de características buenas asociadas a depósitos de frente deltaico principalmente.

Figura 6.15. Mapa de espesor de electrofacies SC_DP para la zona EC3, que representa la extensión de las mejores facies reservorio de la zona asociadas a depósitos de planicie deltaica principalmente.

Figura 6.16. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC4, que representa la distribución de las facies de características buenas asociadas a depósitos de frente deltaico principalmente.

Figura 6.17. Mapa de espesor de electrofacies SC_DP para la zona EC4, que representa la distribución de las mejores facies reservorio asociadas a depósitos de planicie deltaica principalmente.

Figura 6.18. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC5. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

Figura 6.19. Mapa de espesor de electrofacies SC_DP para la zona EC5, que representa la distribución de las mejores facies reservorio asociadas a depósitos de planicie deltaica principalmente. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

Figura 6.20. Mapa de espesor de electrofacies F para la zona LOBITOS, que muestra los primeros pulsos de los depósitos de flujo complejo de lodo o transporte en masa.

Figura 6.21. Mapa de espesor de electrofacies S_SF en la zona HL1 que muestra la distribución de los depósitos de características pobres asociados a transporte en masa. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

Figura 6.22. Mapa de espesor de electrofacies S_LOB en la zona HL1 que muestra la distribución de los depósitos de características buenas asociados a transporte en masa. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

Figura 6.23. Mapa de espesor de electrofacies S_LOB en la zona HL2 que muestra la distribución de los depósitos asociados a rellenos de canal. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

Figura 6.24. Mapa de espesor de electrofacies SC_CH en la zona HL2 que muestra el eje principal de un canal de dirección N10°O principalmente. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

Figura 6.25. Mapa de espesor de electrofacies C_CH para la zona HL2 que muestra el eje principal de un canal de dirección N10°O principalmente. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

Figura 7.1. Relación del área de modelado con los polígonos de falla al tope del Miembro Cabo Blanco y Hélico. Se muestra también el total de pozos en el proyecto.

Figura 7.2. Modelado de las superficies de las fallas en tres dimensiones a partir de los pilares generados.

Figura 7.3. Control de rumbos y buzamientos de los planos de fallas por medio de los controles de falla (puntos en rojo).

Figura 7.4. Esquema de edición de puntos situados a menos de 100 m. de los planos de fallas.

Figura 7.5. Mapa que muestra de la malla de Simulación Geoestadística a un determinado nivel donde se observa las celdas de 20 x 20 m y los 43 pozos involucrados en proyecto.

Figura 7.6. Gráfico 3D que muestra los horizontes de abajo hacia arriba: EC1_lito, ECa_lito, EC3_mfs, ECb_lito, EC5_mfs, E_T_unc, HL1_lito, HL2_cc, y HL3_mfs.

Figura 7.7. Sección estructural longitudinal que muestra las superficies limítrofes de las zonas, definiendo el marco estructural del modelo.

Figura 7.8. Sección estructural transversal que muestra las superficies limítrofes de las zonas.

Figura 7.9. Esquema de construcción de capas para las 8 zonas definidas.

Figura 7.10 - Esquema que muestra el procedimiento de escalado de perfiles discretos y continuos.

Figura 7.11. Escalado de perfiles discretos y continuos para dos pozos en el Bloque "A". En la quinta columna se muestra el perfil discreto de electrofacies y en la sexta columna el mismo perfil pero escalado, así mismo se puede apreciar el perfil continuo de porosidad efectiva y su perfil escalado en la penúltima y última columna respectivamente.

Figura 8.1. Generación de la curva de proporción vertical (CPV) basada en cinco pozos con perfiles de electrofacies escalados.

Figura 8.2. Curvas de proporción vertical (CPV) para las zonas EC1-EC2-EC3-EC4-EC5, que muestra la variación vertical de facies.

Figura 8.3. Curvas de Proporción Vertical (CPV) para las zonas HL1 y HL2, que muestra la variación vertical de facies.

Figura 8.4. Variogramas horizontales experimentales (puntos y línea continua negra) y teóricos (línea azul) de las principales electrofacies.

Figura 8.5. Corte longitudinal NO - SE mostrando la distribución de las electrofacies simuladas.

Figura 8.6. Corte transversal O - E mostrando la distribución de las electrofacies simuladas.

Figura 8.7. Mapas de espesores de electrofacies S_DF en (a) y SC_DP en (b) en la zona de interés EC2.

Figura 8.8. Mapas de espesores de electrofacies S_DF en (a) y SC_DP en (b) en la zona de interés EC4.

Figura 8.9. Mapas de espesores de electrofacies S_LOB en (a), SC_CH en (b), y S_CH en (c) en la zona HL2.

Figura 8.10. Histogramas de las electrofacies en los pozos (barras rojas), electrofacies escaladas (barras verdes) y en la simulación (barras azules).

Figura 9.1. Distribución de histogramas de porosidad efectiva en perfiles (barras rojas), en los perfiles escalados (barras verdes) y en el modelo tridimensional (barras azules) para las electrofacies más representativas de cada zona.

Figura 9.2. Mapa base de pozos usados en el modelo de saturación de agua. La fecha de perforación para cada pozo se muestra en letras azules.

Figura 9.3. Distribución de histogramas de saturación de agua en perfiles (barras rojas), en los perfiles escalados (barras verdes) y en el modelo tridimensional (barras azules) para las electrofacies más representativas de cada zona.

Figura 9.4 – Ley de permeabilidad-porosidad para las electrofacies reservorio de la unidad Echinocyamus.

Figura 9.5. Ley de permeabilidad-porosidad para las electrofacies reservorio de la unidad Hélico.

Figura 9.6. Ley de permeabilidad-porosidad (línea negra) ajustada con datos de núcleos (puntos rojos) en la penúltima columna para la unidad Echinocyamus en el pozo EA9007.

Figura 9.7. Ley de permeabilidad–porosidad (línea negra) ajustada con datos de núcleos (puntos rojos) en la penúltima columna para la unidad Hélico en el pozo EA9082.

Figura 9.8. Distribución de histogramas de permeabilidad en el modelo tridimensional (barras azules) para las electrofacies más representativas de cada zona.

Figura 9.9. Sección longitudinal A-A': (a) Distribución de las diez electrofacies definidas, (b) Distribución de porosidad efectiva, (c) Distribución de saturación de Agua, (d) Distribución de permeabilidad horizontal y (e) Localización de la sección en el mapa base.

Figura 9.10. Sección transversal B-B': (a) Distribución de las diez electrofacies definidas, (b) Distribución de porosidad efectiva, (c) Distribución de saturación de Agua, (d) Distribución de permeabilidad horizontal y (e) Localización de la sección en el mapa base.

Figura 9.11. Sección transversal C-C': (a) Distribución de las diez electrofacies definidas, (b) Distribución de porosidad efectiva, (c) Distribución de saturación de Agua, (d) Distribución de permeabilidad horizontal y (e) Localización de la sección en el mapa base.

Figura 9.12. Sección transversal D-D': (a) Distribución de las diez electrofacies definidas, (b) Distribución de porosidad efectiva, (c) Distribución de saturación de Agua, (d) Distribución de permeabilidad horizontal y (e) Localización de la sección en el mapa base.

Figura 10.1. Conectividad de cuerpos Reservorios para las zonas modeladas.

Figura 10.2. Conectividad del Reservorio para las zonas modeladas.

Figura 10.3. Perfiles eléctricos (Columna 2 y 4), perfil de electrofacies (Columna 5), y perfiles RTL (columna 6 al 9) del pozo inyector EA9967. Nótese la variación de los caudales de inyección (Q) y los porcentajes de admisión de agua en relación al tiempo. Los perfiles RTL fueron registrados durante las fechas: enero de 1981 , mayo de 1981, Enero de 1982, y Noviembre de 1982.

Figura 10.4. Perfiles eléctricos (Columna 2 y 4), perfil de electrofacies (Columna 5), y perfiles RTL (Columna 6 y 7) del pozo inyector EA9882. Nótese que más del 60% de admisión se concentra en la zona EC2. Los perfiles RTL fueron registrados durante las fechas: Julio de 1981 y Junio de 1982.

Figura 10.5. Perfiles eléctricos (Columna 2 y 4), perfil de electrofacies (Columna 5), y perfil RTL (Columna 6) del pozo inyector EA920. Nótese que más del 80% de admisión se concentra en la zona EC2. Este pozo solo cuenta con un perfil RTL tomado en julio de 1986.

Figura 10.6. Perfiles eléctricos (Columna 2 y 4), perfil de electrofacies (Columna 5), y perfiles RTL (Columna 6 al 9) del pozo inyector EA9883. Los perfiles RTL fueron registrados en: Setiembre de 1981, Junio de 1982, Junio de 1986, y Julio de 1990.

Figura 10.7. Configuración de los pozos durante Noviembre 1980-Diciembre 1996. Los cuadros de borde rojo contienen información de fecha de completación (F.C.), fecha de rebaleo en la unidad Echinocyamus (EC) ó Hélico (HL), profundidad de tapones, fecha de conversión a inyector (Conv. Iny.), y fecha de conversión a productor (Conv. Prod.).

Figura 10.8. Comportamiento productivo del pozo EA915. (a) Declinación de la curva de producción. (b) Cortes de agua asociados a trabajos de fracturamiento hidráulico. (c) Producción de agua en el pozo asociada asociada con agua de inyección.

Figura 10.9. Curvas de producción de agua y petróleo del pozo EA915 con curvas de inyección de agua de mar en los pozos inyectores EA9967-EA9882-EA920. Desde (a) hasta (j) se describen los eventos más resaltantes en el comportamiento productivo de los pozos analizados.

Figura 10.10. Esquema de canalización de un reservorio. Nótese la variación en la eficiencia de desplazamiento para cada zona presente en el reservorio.

Figura 10.11. (a) y (b) muestran secciones estructurales elaboradas en el modelo de facies con mapas de secciones donde se aprecia la continuidad y conectividad de las facies. Los intervalos de admisión de agua fueron generados en base a los perfiles RTL.

Figura 10.12. Configuración de pozos durante el periodo analizado. En los cuadros de borde rojo se muestra la fecha de completación (F.C.) y fecha de baleo o rebaleo en la unidad Echinocyamus (EC) ó Hélico (HL), fecha de conversión a inyector (Conv. Iny.), fecha de conversión a productor (Conv. Prod.), y profundidad de tapones en pozos.

Figura 10.13. Comportamiento productivo del pozo EA1015. (a) Declinación de la curva de producción. (b) Cortes de agua por fracturamiento hidráulico. (c) Producción de agua en el pozo asociada con agua de inyección.

Figura 10.14. Curvas de producción de agua y petróleo del pozo EA1015 asociadas a la inyección de agua de mar de los pozos inyectores EA9967-EA9883-EA920-EA9968, durante el periodo Noviembre de 1980 hasta Abril 1992.

Figura 10.15. (a) y (b) muestran secciones estructurales elaboradas en el modelo de facies con mapas de secciones donde se aprecia la continuidad y conectividad de las facies. Los intervalos de admisión de agua fueron generados en base a los perfiles RTL.

Figura 10.16. Configuración de los pozos durante el periodo Abril 1981-Diciembre 1997. En los cuadros de borde rojo se muestra la fecha de completación (F.C.) y fecha de baleo o rebaleo en la unidad Echinocyamus (EC) ó Hélico (HL), fecha de conversión

a inyector (Conv. Iny.), fecha de conversión a productor (Conv. Prod.), y profundidad de tapones.

Figura 10.17. Comportamiento productivo del pozo EA910. (a) Declinación de la curva de producción. (b) Cortes de agua asociados a trabajos de fracturamiento hidráulico. (c) Producción de agua en el pozo asociada con agua de inyección.

Figura 10.18. Curvas de producción de agua y petróleo del pozo EA910 asociadas a la inyección de agua de mar de los pozos inyectores EA9881-EA9882-EA9883-EA920, durante el periodo Abril de 1981 hasta Noviembre de 1997.

Figura 10.19. (a) y (b) muestran secciones estructurales elaboradas en el modelo de facies con mapas de secciones donde se aprecia la continuidad y conectividad de las facies. Los intervalos de admisión de agua fueron generados en base a los perfiles RTL.

Figura 10.20. Mapa de conectividad de facies reservorios en la zona EC2. La dirección de conectividad es SW-NE, y es transversal al eje de depositación. En la esquina superior derecha del mapa se muestra un perfil tipo de la unidad Echinocyamus que señala la zona EC2.

Figura 10.21. Mapa de conectividad de facies reservorios en la zona EC4. La dirección de conectividad es aproximadamente SW-NE, y es transversal al eje de depositación. En la esquina superior derecha del mapa se muestra un perfil tipo de la unidad Echinocyamus que señala la zona EC4.

Figura 10.22. Mapa de conectividad de facies reservorios en la zona HL2. La tendencia de conectividad coincide con el eje del sistema canalizado. En la esquina superior derecha del mapa se muestra un perfil tipo de la unidad Hélico que señala la zona HL2.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Información de perfiles de pozos para la evaluación petrofísica en el área.

Tabla 4.2. Parámetros petrofísicos de evaluación para las unidades Echinocyamus y Hélico.

Tabla 4.3. Valores discriminantes usados en el área de estudio.

Tabla 4.4. Propiedades petrofísicas promedio para las unidades reservorio estudiadas.

Tabla 5.1. Nomenclatura establecida para la definición de facies

Tabla 5.2. Facies identificadas en la descripción de núcleos.

Tabla 5.3. Asociación de facies para cada subambiente y/o dominio depositacional de la unidad Echinocyamus.

Tabla 5.4. Códigos y nombres de facies de los pozos y afloramientos estudiados del Miembro Hélico.

Tabla 5.5. Definición de elementos arquitecturales y sub ambientes generados a partir de la asociación de facies.

Tabla 6.1. Agrupamiento de litofacies en electrofacies mediante la asociación de facies para la unidad Echinocyamus. Los colores de las electrofacies serán usadas como estándares en el modelo de facies.

Tabla 6.2. Agrupamiento de litofacies en electrofacies para la unidad Hélico. Los colores de las electrofacies serán usadas como estándares en el modelo de facies.

Tabla 8.1. Parámetros para el cálculo de los variogramas experimentales.

Tabla 9.1. Estimación de volúmenes obtenidos para cada zona en el Bloque “A”.

Tabla 9.2. Valores petrofísicos promedio para cada zona modelada del Bloque “A”.

Tabla 10.1. Jerarquía de heterogeneidad para las unidades Hélico y Echinocyamus en el Bloque A, donde el orden de heterogeneidad está resaltado en amarillo.

ÍNDICE

RESUMEN	
AGRADECIMIENTOS	
CAPÍTULO I	23
INTRODUCCIÓN	23
1.1. GENERALIDADES	23
1.2. UBICACIÓN Y ACCESO.....	25
1.3. OBJETIVOS	28
1.4. ANTECEDENTES	29
CAPÍTULO II	36
METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	36
2.1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	36
2.2. CONTROL DE CALIDAD DE INFORMACIÓN	38
2.3. PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE INFORMACIÓN	39
CAPÍTULO III.....	42
MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA TALARA	42
3.1. GENERALIDADES	42
3.2. UBICACIÓN	43
3.3. ESTRATIGRAFÍA	44
3.4. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL	49
3.5. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	52
3.6. GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO CENTRAL - LOTE X	58
3.6.1. ESTRATIGRAFÍA	58
3.6.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	62
CAPÍTULO IV.....	69
EVALUACIÓN DE PERFILES ELÉCTRICOS	69
4.1. GENERALIDADES	69
4.2. PETROGRAFÍA	71
4.2.1. FORMACIÓN ECHINOCYAMUS	71
4.2.2. FORMACION LUTITAS TALARA – MB HELICO	72

4.3. EVALUACIÓN PETROFÍSICA	74
4.3.1. PARÁMETROS DE EVALUACIÓN	74
4.3.2. VOLUMEN DE ARCILLA	74
4.3.3. POROSIDAD EFECTIVA	76
4.3.4. SATURACIÓN DE AGUA (SW)	80
4.3.5. PERMEABILIDAD	81
4.3.6. VALIDACIÓN DE LA INTERPRETACIÓN.....	81
4.3.7. RESÚMENES PETROFÍSICOS	84
CAPÍTULO V.....	85
DEFINICIÓN DEL MODELO SEDIMENTARIO - ESTRATIGRÁFICO.....	85
5.1. GENERALIDADES	85
5.2. SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA.....	86
5.2.1. CONCEPTOS BÁSICOS	87
5.2.2. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	91
5.2.3. UNIDAD ECHINOCYAMUS.....	92
5.2.3.1. CARACTERIZACIÓN DE FACIES.....	93
5.2.3.2. ASOCIACION DE FACIES Y SUBAMBIENTES DE DEPOSITACION	103
5.2.3.3. SISTEMA DEPOSITACIONAL	108
5.2.3.4. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL	110
5.2.4. UNIDAD HELICO	113
5.2.4.1. CARACTERIZACIÓN DE FACIES.....	114
5.2.4.2. ASOCIACIÓN DE FACIES Y SUBAMBIENTES DE DEPOSITACION	123
5.2.4.3. SISTEMA DEPOSITACIONAL	126
5.2.4.4. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL	128
5.3. DEFINICIÓN DEL MARCO ESTRATIGRÁFICO DEL BLOQUE A.....	130
5.3.1. DEFINICIÓN DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA PARA EL BLOQUE A	130
5.3.2. DEFINICIÓN DEL TRAZADO DE SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS.....	132
5.3.3. SECCIONES DE CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA	132
CAPÍTULO VI.....	136
INTEGRACIÓN ROCA - PERFIL.....	136

6.1. GENERALIDADES	136
6.2. INTEGRACIÓN ROCA-PERFIL.....	137
6.2.1. UNIDAD ECHINOCYAMUS.....	137
6.2.1.1. DEFINICIÓN DE ELECTROFACIES.....	137
6.2.1.2. ANÁLISIS DISCRIMINANTE.....	140
6.2.1.3. MODELO DE ELECTROFACIES CON MODO SUPERVISADO	143
6.2.2. UNIDAD HÉLICO	148
6.2.2.1. DEFINICIÓN DE ELECTROFACIES.....	148
6.2.2.2. ANÁLISIS DISCRIMINANTE.....	149
6.2.2.3. MODELO DE ELECTROFACIES CON MODO SUPERVISADO	152
6.3. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL Y MODELO DEL DEPÓSITO.....	156
CAPÍTULO VII	176
MODELO ESTRUCTURAL	176
7.1. GENERALIDADES	176
7.2. NATURALEZA DE LOS DATOS.....	177
7.3. ÁREA DE MODELADO.....	177
7.4. MODELAJE DEL ARMazón ESTRUCTURAL DEL RESERVORIO	179
7.5. EDICIÓN DE LOS HORIZONTES	181
7.6. DEFINICIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA.....	182
7.7. MODELADO DE HORIZONTES	183
7.8. DEFINICIÓN DEL ARMazón GEOLÓGICO.....	185
7.9. DEFINICIÓN DE CAPAS.....	187
7.10. ESCALADO DE PERFILES DISCRETOS Y CONTINUOS	188
CAPÍTULO VIII.....	192
MODELADO DE PROPIEDADES DISCRETAS.....	192
8.1. GENERALIDADES	192
8.2. ANÁLISIS DE DATOS – ELECTROFACIES	193
8.2.1. CÁLCULO DE CURVAS DE PROPORCION VERTICAL.....	193
8.2.2. CÁLCULO Y MODELADO DE LOS VARIOGRAMAS	198
8.3. MODELADO DE FACIES.....	201

CAPÍTULO IX.....	212
MODELADO DE PROPIEDADES CONTINUAS	212
9.1 GENERALIDADES	212
9.2. ANÁLISIS DE DATOS – POROSIDAD, SATURACIÓN, Y PERMEABILIDAD	213
9.2.1. CÁLCULO Y MODELADO DE VARIOGRAMAS	213
9.3. MODELO DE POROSIDAD	214
9.4. MODELO DE SATURACIÓN	218
9.5. MODELO DE PERMEABILIDAD.....	223
9.6. ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE PETROLEO.....	236
CAPÍTULO X.....	239
APLICACIÓN DEL MODELADO GEOLÓGICO EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA	239
10.1. GENERALIDADES	239
10.2. GEOMETRÍA DEL DEPÓSITO	241
10.3. HETEROGENEIDAD DEL RESERVORIO	243
10.4. CONECTIVIDAD	246
10.5. ANÁLISIS POZO INYECTOR-PRODUCTOR	251
10.5.1. CASO POZO 915	256
10.5.2. CASO POZO 1015	265
10.5.3. CASO POZO 910	274
10.6. MAPAS DE CONECTIVIDAD	280
CONCLUSIONES	283
RECOMENDACIONES	286
BIBLIOGRAFÍA	287

RESUMEN

Los modelos geológicos 2D han tenido gran relevancia a lo largo del desarrollo del Lote X de la cuenca Talara dando resultados satisfactorios hasta la fecha. Sin embargo, éstos modelos no han logrado manejar la heterogeneidad y conectividad que existe en el reservorio, lo cual a futuro será de gran necesidad para optimizar el diseño, la ejecución y la rentabilidad tanto en los proyectos de perforación a corto espaciamiento como en los de recuperación secundaria.

Es por eso que la empresa Petrobras Energía Perú S.A. desde el año 2007 viene implementando la generación de modelos geológicos integrados 3D en el Lote X. Éstos modelos involucran el estudio de afloramientos, análisis de núcleos, sedimentología y estratigrafía, geología estructural, interpretación de perfiles de pozos, estudios petrofísicos y análisis geoestadístico.

Este trabajo de tesis trata de la caracterización geológica de las unidades Hélico y Echinocyamus del bloque A, el cual pertenece al proyecto de recuperación secundaria en el yacimiento Central del Lote X. La finalidad de este trabajo es obtener un modelo geológico integrado tridimensional que logre representar la heterogeneidad y la conectividad de las rocas reservorio dentro de estas dos unidades.

La construcción del modelo geológico integrado consiste en cinco etapas: evaluación de perfiles eléctricos, definición del marco sedimentológico-estratigráfico, integración roca-perfil, generación del modelo estructural y modelado de propiedades continuas

(porosidad, saturación, permeabilidad) y discretas (facies). Adicionalmente, se establece una metodología que permite ajustar o validar el modelo mediante la respuesta pozo inyector - productor con la finalidad de obtener un modelo más robusto que pueda predecir el comportamiento del flujo de fluidos mediante la conectividad de los cuerpos reservorios dentro de una escala de heterogeneidad adecuada.

El modelo geológico integrado tridimensional permitirá entender la heterogeneidad del reservorio y ayudará en la toma de decisiones para la generación de una malla óptima de inyección tomando en cuenta la conectividad de las facies reservorios y las propiedades petrofísicas asignadas a dichas facies. La metodología de trabajo propuesta también podrá ser aplicada en otros bloques sometidos a inyección.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi agradecimiento al Área de Reservas & Reservorios perteneciente a la Gerencia de Servicios Técnicos de la empresa Petrobras Energía Perú S.A. por permitirme presentar este trabajo el cual me ayuda a desarrollarme como profesional, y de manera especial al Ing. Kevin Torres por su disposición, paciencia, enseñanzas y aportes técnicos durante la elaboración de esta tesis, también quiero agradecer al Ing. Gerardo Pozo por las consejos y sugerencias hechas en este proyecto basadas en su reconocida trayectoria dentro del Lote X y al Gerente de Servicios Técnicos Ing. José Luis Álvarez por el apoyo brindado y por permitirme usar la información y las herramientas de trabajo necesarias en la elaboración de este trabajo.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

En la Cuenca Talara y específicamente en el Lote X, existieron y existen múltiples bloques estructurales bajo inyección de agua en las unidades Hélico y Echinocyamus, las cuales representan importantes unidades productoras dentro del lote, con resultados medianamente satisfactorios, las razones pueden ser diversas, conceptuales, de diseño y operativas. La presente propuesta de Tesis es la reingeniería geológica de los modelos conceptuales del subsuelo para ser aplicada en proyectos de recuperación secundaria.

El presente trabajo trata de la aplicación del modelado geológico integrado para el proyecto de recuperación secundaria en el bloque más importante del yacimiento Central, el cual está ubicado dentro Lote X operado por la Compañía Petrobras Energía Perú S.A. Este modelo permite representar la heterogeneidad, conectividad y

continuidad presente en los reservorios lo que permitiría optimizar el manejo del proyecto y extender la metodología a otros bloques sometidos a inyección.

El modelo geológico integrado tridimensional de este bloque involucra a 49 pozos perforados entre inyectores, productores y pozos abandonados. Las unidades modeladas en este bloque fueron las unidades Hélico de edad Lutetiana y Echinocyamus de edad Ypresiana ambas pertenecientes al Eoceno medio e inferior respectivamente.

La caracterización de este modelo estático se inició con la recopilación de la información en el área, abarcando trabajos anteriores efectuados en el área, información de perfiles de pozos, información de núcleos en el área, información petrofísica, estudios sedimentológicos y estratigráficos basada en núcleos y afloramientos, e información de mapas y secciones estructurales efectuadas en el proyecto. Luego se hizo el control de calidad de la interpretación petrofísica obtenida en base a parámetros petrofísicos obtenidos de laboratorio reinterpretando en algunos casos e interpretando en casos donde el pozo no estaba interpretado. Seguidamente se estudiaron las litofacies para 4 núcleos en las unidades Hélico y Echinocyamus con la finalidad de clasificarlas y relacionarlas a los perfiles eléctricos obteniendo un buen ajuste roca/perfil lo que fue la base para extender las electrofacies generadas a pozos que no cuentan con núcleo y luego propagarlas tridimensionalmente haciendo uso de herramientas geoestadísticas. Luego se propagaron las propiedades petrofísicas condicionadas a las electrofacies generadas para obtener los modelos de saturación y porosidad. El modelo de permeabilidad se obtuvo a partir de las relaciones entre la porosidad, permeabilidad y las electrofacies obteniéndose

un buen ajuste por cada una de las electrofacies generadas. Cabe mencionar que estos estudios de modelado son parte del trabajo de caracterización estática de los reservorios que están contemplados dentro de los proyectos de recuperación secundaria dentro del Lote X.

1.2. UBICACIÓN Y ACCESO

La Cuenca Talara está localizada al noroeste de la región costera del Perú, a 1150 Km. al norte de Lima, en los departamentos de Piura y Tumbes. La cuenca tiene una extensión longitudinal aproximada de 220 Km. y transversal de 50 Km., ocupando una superficie de 14500 km² de los cuales 2/3 están ubicados costa afuera (Figura 1.1).

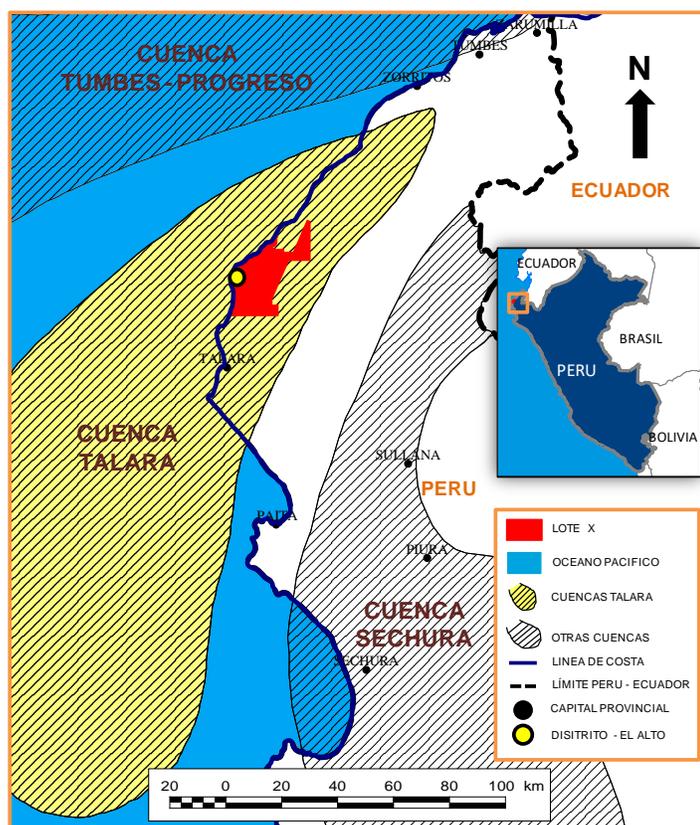


Figura 1.1. Ubicación Cuencas Sedimentarias Norte Perú – Cuenca Talara.

El Lote X se encuentra ubicado al norte de la cuenca, teniendo como centro de operaciones al distrito de El Alto ubicado a 45 Km. al norte de la ciudad de Talara (Figura 1.1).

El área de estudio se ubica en el yacimiento Central, 6 Km al Este del distrito de El Alto y abarca un área de 1.2 km² o el equivalente a 300 acres (Figura 1.2).

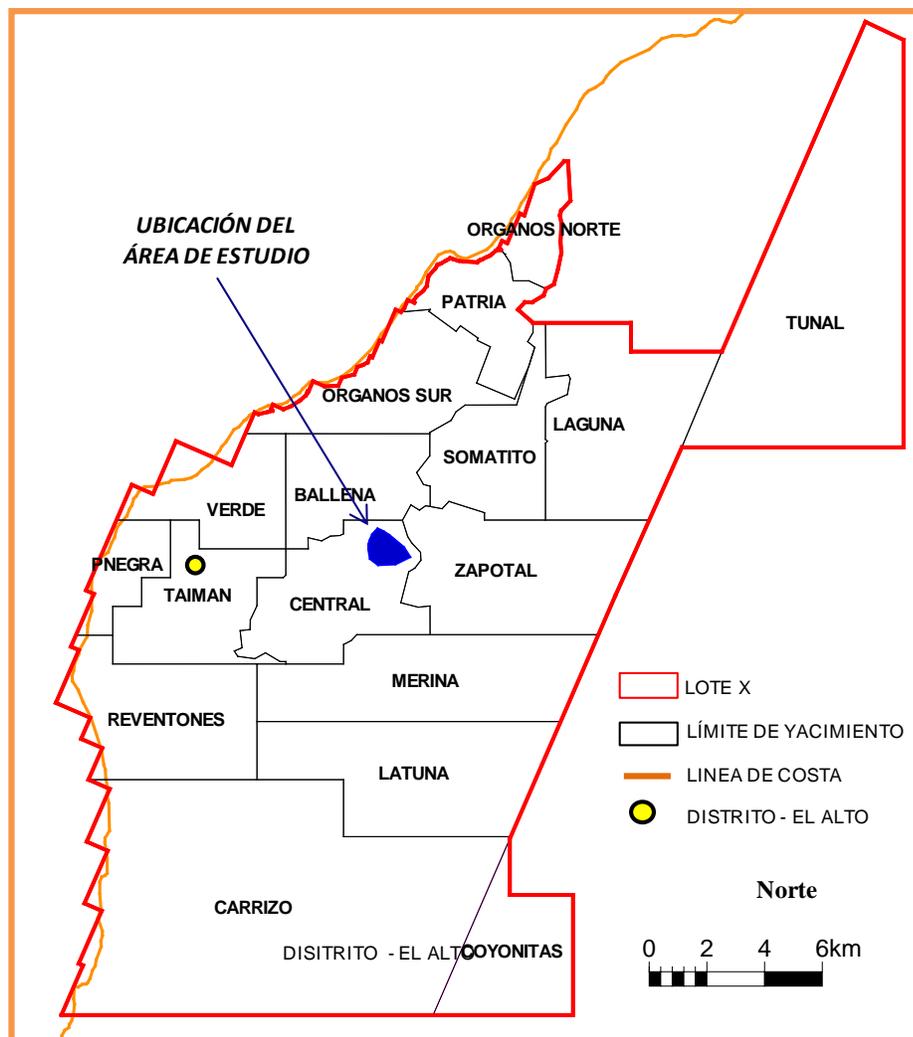


Figura 1.2. Ubicación del área de estudio en el Yacimiento Central del Lote X.

En la figura 1.3 se puede apreciar la ubicación de los pozos involucrados en el área de estudio en el sistema de coordenadas que involucra la proyección UTM con datum PSAD 56 y zona 17S.

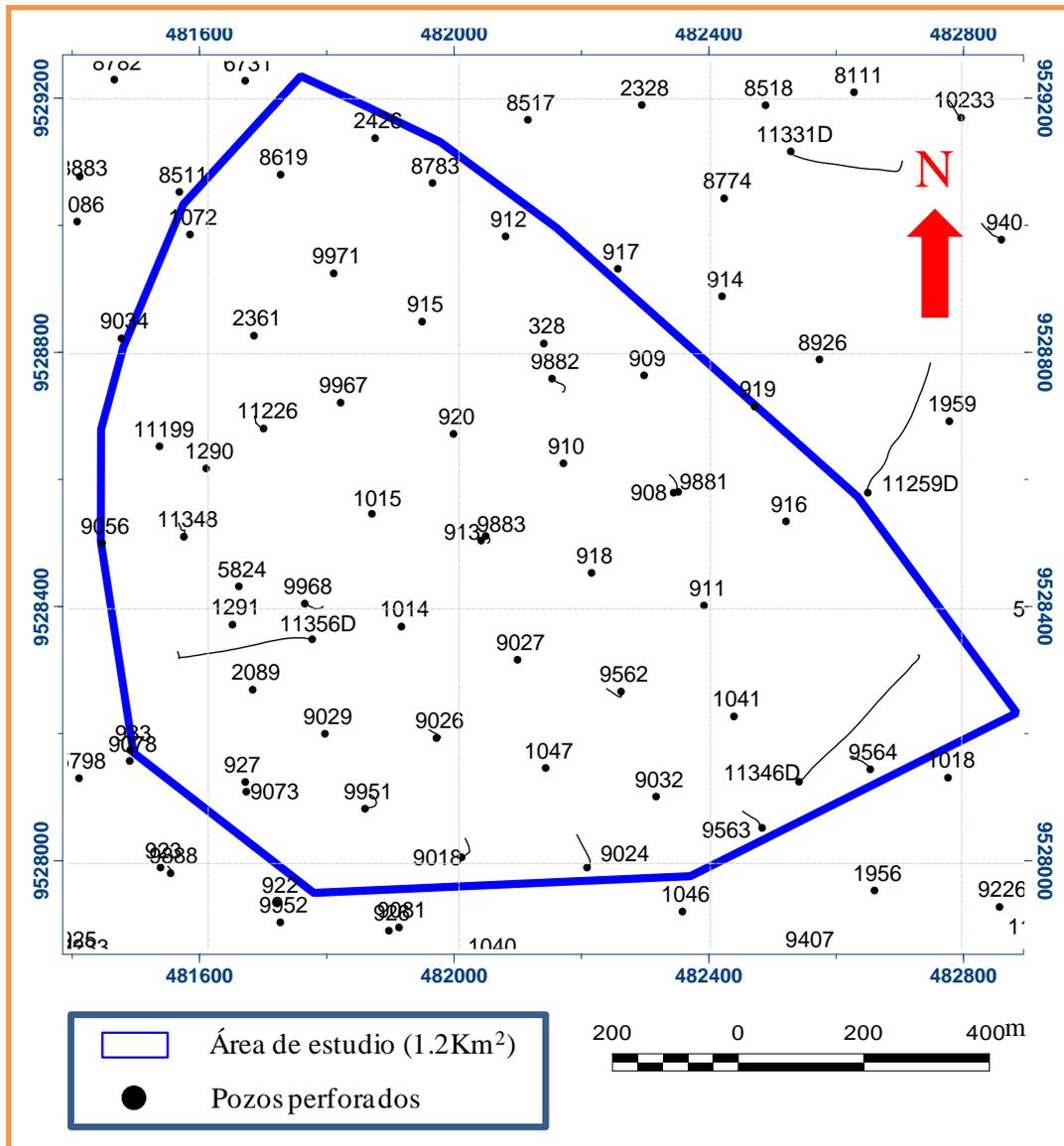


Figura 1.3. Ubicación de pozos involucrados en el área de estudio.

Las principales rutas de acceso son terrestres, marítimas y aéreas, con la carretera Panamericana Norte que comunica a la ciudad de Lima con la ciudad de Talara ubicada a 1150 Km al norte y es considerado centro industrial principal de la cuenca petrolífera de Talara, y el puerto de Talara principal transporte usado en la comercialización del sector de Hidrocarburo. Actualmente la vía aérea para la ciudad de Talara se ha suspendido, por lo tanto para llegar a Talara desde Lima por este medio se tiene que llegar al aeropuerto de Piura y luego por vía terrestre por la Panamericana Norte.

1.3. OBJETIVOS

El objetivo es tener un modelo geológico integrado de las unidades Hélico y Echinocyamus en el proyecto de recuperación secundaria del yacimiento Central que contemple la revisión de los modelos estructurales, conceptualización de modelo sedimentológico (facies), definición del marco estratigráfico basado en unidades genéticas (secuencias), revisión del modelo petrofísico, aplicación de la geoestadística para la obtención de los modelos geocelulares, los más cercanos a la información de pozos y todo esto calibrada con la información histórica de producción e inyección de fluidos. Este modelo es el entregable para la simulación dinámica de los ingenieros de reservorios y el rediseño del proyecto de recuperación secundaria.

Exhibir la metodología seguida para la generación del Modelo Geológico Integrado 3D; así mismo, mostrar la aplicación del modelo en la representación de las heterogeneidades que presentan los reservorios estudiados y mostrar las tendencias de

continuidad espacial mediante mapas de electrofacies ajustados con datos de producción de hidrocarburos e inyección de agua en el bloque.

1.4. ANTECEDENTES

El proyecto de recuperación secundaria en el yacimiento Central está conformado por 6 bloques estructurales referidos al tope del Miembro Cabo Blanco (Figura 1.4) con una extensión total de aproximadamente 909 acres (3.670.000 m²). Estos bloques fueron, en 2007, divididos en unidades menores o sub-bloques denominados H-1, H-2, H-3, I-1, I-2, C-1, C-2, C-3, C-4, D1-1, D1-2 y D1-3. Por presentar menor complejidad estructural, no hubo necesidad de sub-dividir los bloques A y B.

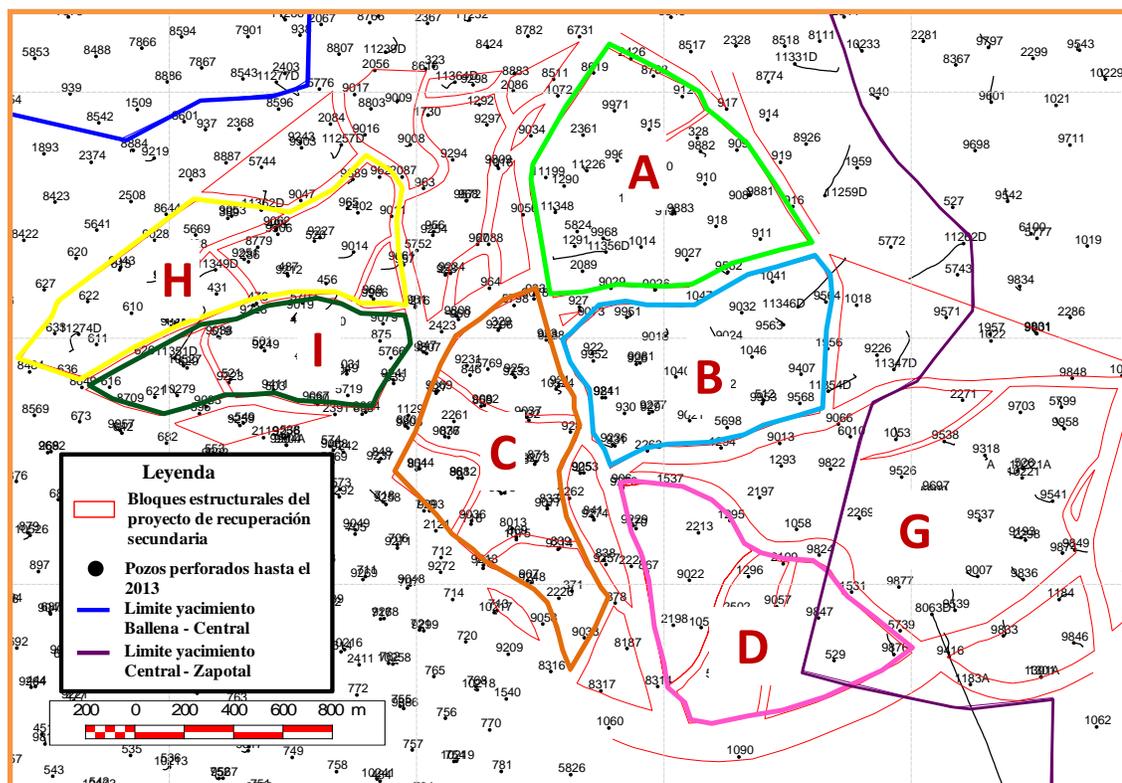


Figura 1.4. Bloques estructurales del proyecto de Recuperación Secundaria - Yacimiento Central – Lote X.

Este proyecto tiene historia de inyección de agua desde la década de los ochentas y parte de los noventas por la Compañía Petrolera Occidental (OXY). En aquel entonces, se llegaron a inyectar más de 5,000 bbl/d de agua netos en la Formación Echinocyamus. En el 2007, luego de una ausencia de inyección de agua de casi 12 años, la compañía Petrobras Energía Perú retoma la inyección (Figura 1.5).

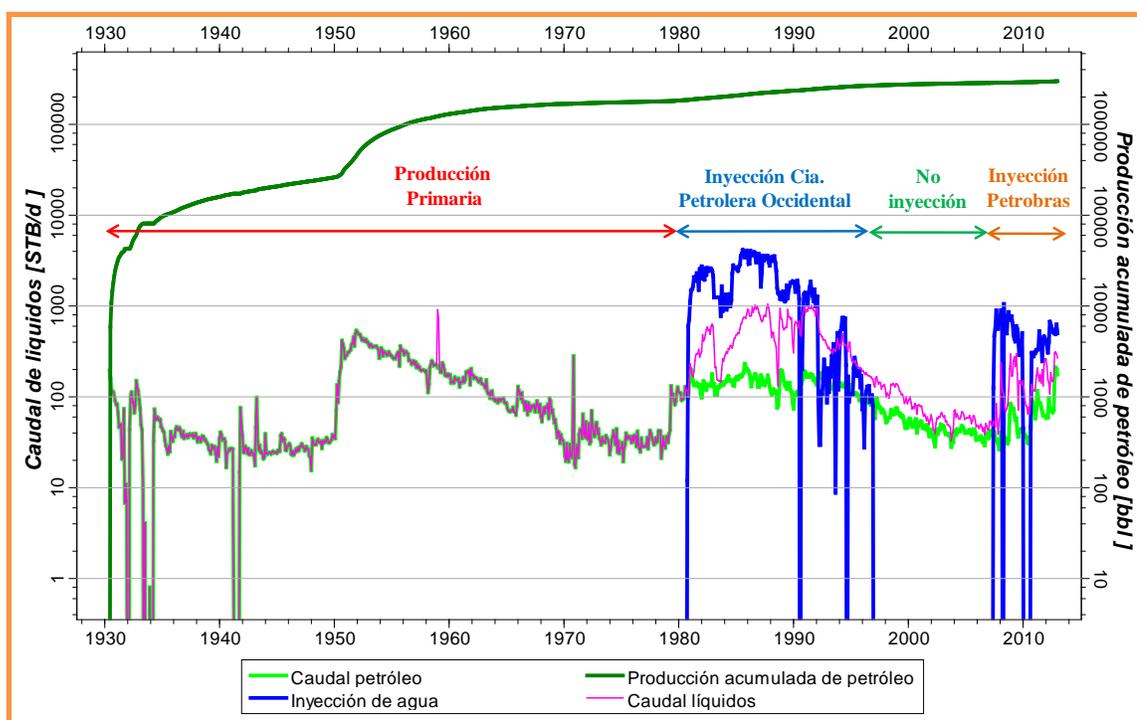


Figura 1.5. Gráfico de historia de producción e inyección de agua del Bloque A, inyección desde 1980 hasta 1996, nótese la caída de inyección a partir de 1992 por problemas mecánicos. En 2007, Petrobras inicia la inyección de agua hasta la actualidad.

Los estudios realizados anteriormente en el área obtuvieron un volumen de petróleo original in situ (POIS) de la Formación Echinocyamus de los Bloques A, B, C, D1, H y I del Yacimiento Central equivalente a 61,091,960 STB y para el Miembro Hélico de la Formación Talara es de 30,912,096 STB. De esta manera, para este proyecto el volumen

de petróleo original in situ asciende a 92,004,056 STB (ISA, 2007). Es importante mencionar que este volumen fue calculado en base a métodos en dos dimensiones.

La producción acumulada actual de petróleo de las Formaciones Echinocyamus (Miembros Somatito y Cabo Blanco) y Talara (Miembro Hélico) es de 15.120 MMSTB, representando un factor de recuperación 16.43% del POIS (Recuperación Primaria y Secundaria) (ISA, 2007).

Del total del volumen de petróleo en el proyecto 14,447,757 STB pertenecen al Bloque “A”, de los cuales 11,852,055 STB están asignados a la Fm Echinocyamus y 2,595,702 STB al Mb Hélico, cabe mencionar que este último miembro es de poco espesor y desaparece por variación estratigráfica hacia el este del bloque.

Para la elaboración de la tesis nos centraremos en caracterizar los reservorios del bloque A, este bloque fue descubierto en Junio del año 1930 con el pozo EA328, el cual llego a la profundidad medida de 2447 ft, este pozo tuvo un caudal inicial de 200 bbl/d produciendo de la Formación Echinocyamus. Después de una ausencia en la perforación de casi 20 años, se retoma la perforación en marzo de 1950, para desarrollar el Miembro Hélico de la Formación Lutitas Talara y la Formación Echinocyamus con 22 pozos que perforan al bloque hasta marzo de 1976 con un espaciamiento promedio de 7 acres (Figura 1.6).

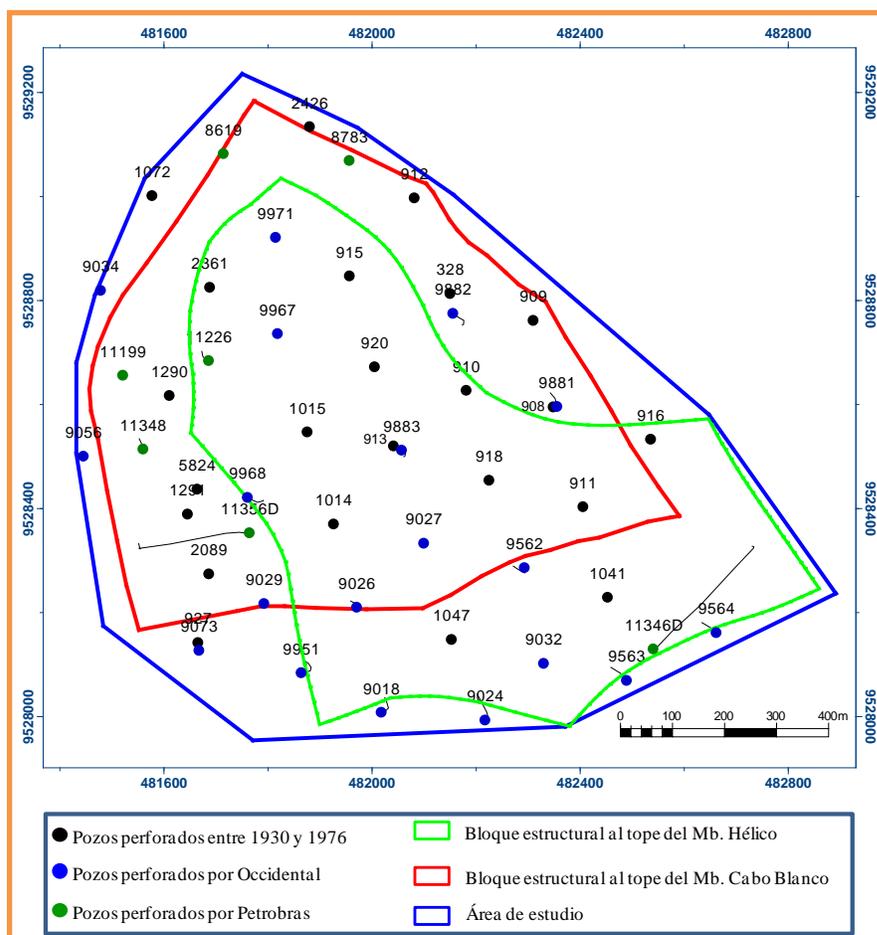


Figura 1.6. Pozos perforados para desarrollo de las Formaciones Lutitas Talara (Mb. Helico) y Echinocyamus entre 1930 y 1976 (en negro), por Occidental (en azul) y por Petrobras (en verde), con polígonos de falla al tope del Mb Cabo Blanco (en rojo) y al tope del Mb. Hélico (en naranja), y área de estudio (en azul).

Un mapa de isoproducción (Figura 1.7) fue preparado basado en la producción acumulada de los pozos existentes en el año 1979 antes de la inyección por Occidental, en él se muestra una tendencia NE-SW de alta producción de petróleo. El pozo con el más alto acumulado de petróleo fue el pozo EA328 con 355Mbls. Muchos de los pozos en el área fueron perforados entre 1930 y 1960, dichos pozos fueron completados con

liner, como resultado se tienen algunos pozos gemelos que fueron usados como inyectores a comienzo de los ochentas por la Occidental.

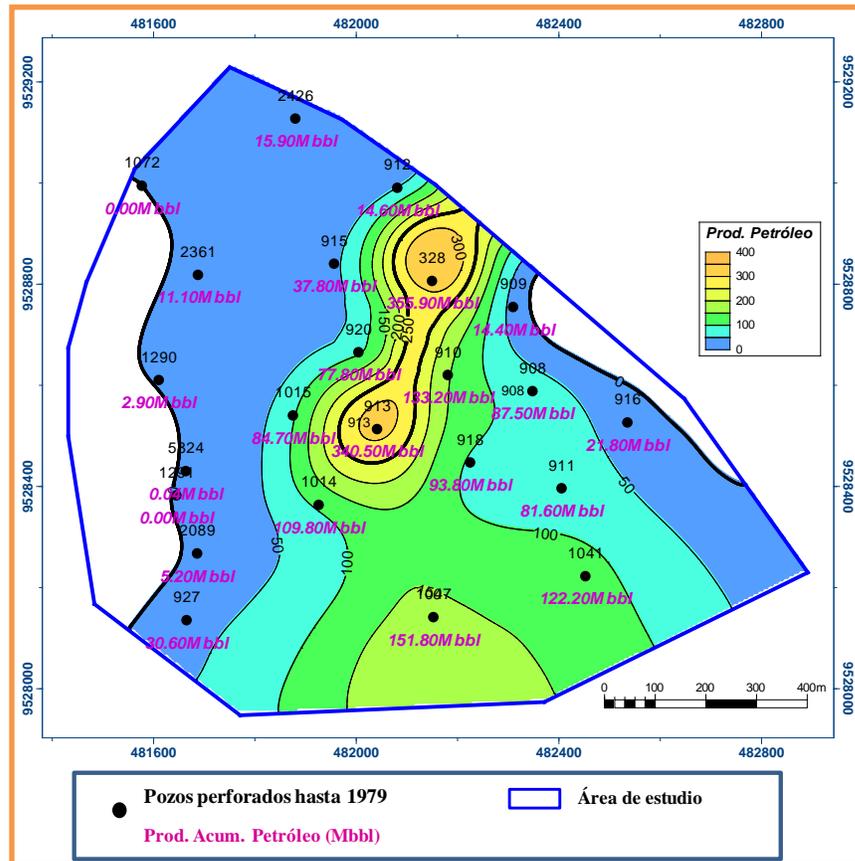


Figura 1.7. Mapa de isoproducción basado en producción acumulada de pozos perforados hasta 1979 para el área de estudio, el cual muestra una tendencia productiva de SW - NE.

En el mes de marzo de 1979 y hasta julio de 1980 la Compañía Petrolera Occidental inicia la perforación 10 pozos adicionales para producción primaria reduciendo el espaciamiento promedio a 5 acres llegando a producir antes de la inyección agua en el bloque 1.89MMbbls de los cuales 1.87MMbbls corresponden a la Formación Echinocyamus y 23Mbbbls al miembro Hélico.

En octubre de 1980 se inicia la inyección de agua en el bloque A para el desarrollo del Miembro Hélico y la Fm Echinocyamus, convirtiendo en los meses de noviembre y diciembre 5 pozos productores a inyectores (EA9026-9073-9967-9562-9968) con caudales de inyección que variaron desde los 100 hasta los 500 barriles por día aproximadamente. Luego, en febrero de 1981 se perforaron los pozos inyectores EA9881, EA9882 y EA9883 gemelos a los pozos EA908, EA328 y EA913 respectivamente. En total fueron perforados 13 pozos por la compañía OXY entre marzo de 1979 y marzo 1981 (Figura 1.6).

A lo largo de la inyección fueron convirtiéndose algunos pozos productores en inyectores y viceversa. A partir del el año 1992 la inyección cae considerablemente debido a problemas mecánicos que presentaron los pozos inyectores como consecuencia del agua de mar que se utilizaba (Figura 1.5). En total se inyectaron 9.0MMbbls de agua hasta diciembre de 1996, lo cual originó una producción acumulada de 2.73MMbbls en el bloque recuperando 840Mbbls.

En Junio del 2007 empieza la inyección de agua de Petrobras con 5 pozos inyectores (EA1041- EA2361-EA9029-EA9562-EA9951), donde se incluye el desarrollo de reservas por inyección de agua del miembro Hélico y la Fm Echinocyamus. Es importante mencionar que, al igual que Petrobras, OXY captaba agua de mar para inyectarla al reservorio, esto trajo como consecuencia corrosión en las instalaciones de superficie y de subsuelo (casing principalmente), por lo que los problemas mecánicos en los pozos del Bloque A son muy frecuentes y en algunos casos muy críticos. Desde el

año 2008 hasta el 2012, la compañía Petrobras ha perforado 7 pozos productores en el Bloque A, desarrollando además del Mb Hélico y la Fm Echinocyamus, la Fm Ostrea (Figura 1.6).

Actualmente se ha producido 3.07MMbbls a Enero del 2013, donde 2.93MMBbls son de la Formación Echinocyamus, 83MBbls son del Miembro Hélico y 52MBbls son de la Fm Ostrea.

En la figura 1.8 se muestran todos los pozos perforados dentro del área de estudio con los estados actuales de los pozos, de los cuales se tienen 23 pozos productores, 2 pozos secos, 19 pozos abandonados (Temporalmente, Permanentemente y Por Razones Mecánicas), 5 pozos inyectores,

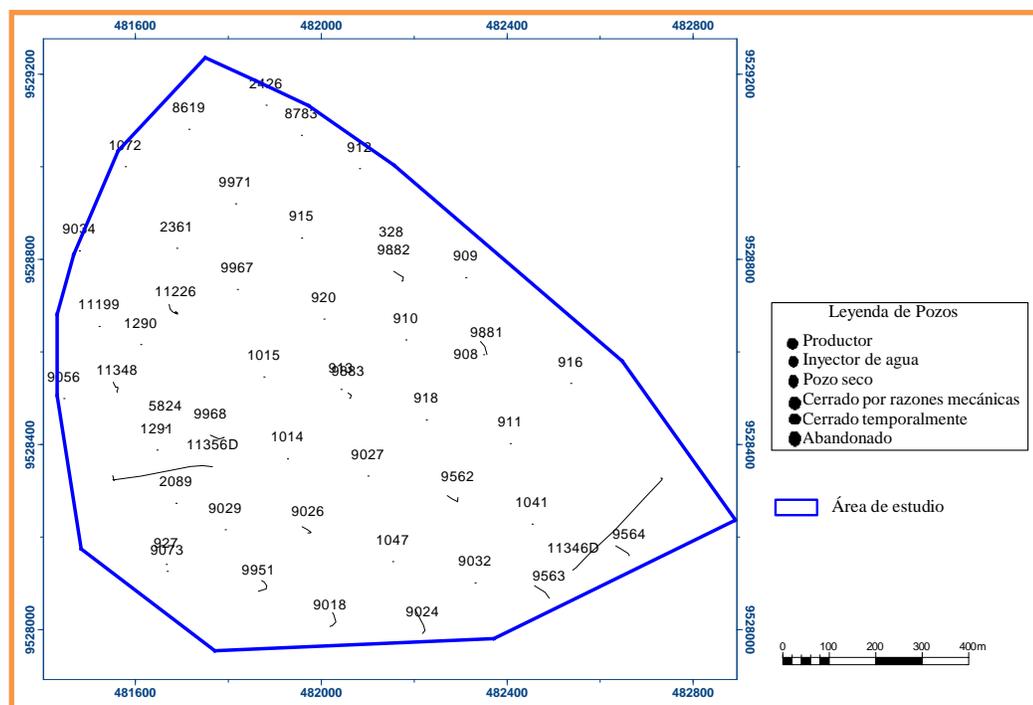


Figura 1.8. Total de pozos perforados en el área de estudio, con estado actual de pozos (en rojo) y pozos inyectores en la actualidad (en azul).

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA DE TRABAJO

2.1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El área de estudio cuenta con 49 pozos entre productores, inyectoros y abandonados. La caracterización de este modelo geológico se inició con la recopilación de la información en el área, abarcando trabajos anteriores efectuados en el área, estudios sedimentológicos y estratigráficos basada en núcleos y afloramientos, información de los pozos en el área tales como coordenadas, elevación, profundidad final y datos de desviaciones si el pozo fuera dirigido, información de los perfiles tomados en los pozos, información petrofísica, información de mapas y secciones estructurales efectuadas en el

proyecto, así como también de datos de producción y perfiles de trazadores radioactivos (RTL).

El estudio sedimentológico y estratigráfico usado en este proyecto se basa en el reporte de schlumberger (2008), los cuales definen por medio del estudio de núcleos y afloramientos los ambientes depositacionales y la identificación de las superficies estratigráficas de las unidades Hélico y Echinocyamus que permitieron la correlación de los 50 pozos en el área de estudio y la identificación de 6 unidades genéticas.

Con respecto a la información de perfiles eléctricos, esta involucra a 28 pozos que cuentan con registro de rayos gamma, 40 cuentan con perfil de potencial espontáneo, 46 pozos cuentan con perfiles de resistividad, 11 pozos cuentan con registro de densidad, 6 pozos cuentan con registro neutrón, 3 pozos no cuentan con ninguna información de perfiles eléctricos. Todos los pozos cuentan con registros litológicos.

Se encontraron 26 pozos con evaluación petrofísica dentro del bloque con lo cual se procedió a interpretar el resto de pozos usando los parámetros petrofísicos obtenidos de núcleos, con lo cual se obtuvo un total de 46 pozos interpretados en el bloque y 3 pozos que no tienen interpretación por no tener perfiles eléctricos.

Para la parte estructural, la información abarca secciones estructurales interpretadas con perfiles eléctricos y mapas estructurales en dos dimensiones los cuales fueron comparados cuando se generó el modelo estructural del bloque en tres dimensiones.

Finalmente se obtuvo la información de producción de los 49 pozos en el bloque que involucra, la producción acumulada de petróleo, la producción diaria de petróleo, la producción de agua diaria, el caudal de inyección de agua, la presión de inyección y el corte de agua. Adicionalmente se obtuvieron 11 perfiles de trazadores radioactivos (RTL), los cuales muestran los intervalos de admisión del pozo cuando es inyectado con agua. Esta información será tomada en cuenta para la validación de conectividad de las facies generadas en el modelo.

2.2. CONTROL DE CALIDAD DE INFORMACIÓN

El control de calidad empieza con la obtención de las coordenadas, elevación, profundidad final y desviaciones del pozo, verificando que cada pozo cuente con dicha información.

Como parte del control de calidad en los perfiles eléctricos, que servirán de datos de entrada para la interpretación petrofísica y la definición de electrofacies, incluye la corrección por desfases de profundidad de curvas, combinaciones (*splice*) de perfiles de diferentes corridas, ediciones requeridas en zonas de derrumbes o *washouts*, presencia de valores nulos o gaps, normalización de la curva de potencial espontáneo en base a una línea base de arcillas, etc.

En la parte sedimentológica y estratigráfica, el control de calidad incluye la identificación y revisión de las superficies de estratigráficas (topes), patrones de sedimentación y definición de un marco de estratigrafía secuencial con una resolución

de tercer y cuarto orden para cada pozo, cuidando la duplicidad y el orden vertical de las superficies de cada pozo.

El control de calidad en la parte estructural abarca la identificación de los controles de falla que se generan por la intersección del plano de falla y la trayectoria del pozo, con lo cual se obtiene una base de datos con las profundidades de los pasos de falla en los pozos que sean afectados por las fallas presentes en el bloque. Estos controles de falla servirán como datos de entrada para la construcción del armazón estructural.

En la parte de evaluación petrofísica se revisó la información interpretada (porosidad, saturación, volumen de arcilla, etc.) confirmando que los valores interpretados sean coherentes y estén ajustados con los rangos de valores y parámetros petrofísicos respectivamente de los núcleos en el área.

2.3. PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE INFORMACIÓN

Una vez terminado el control de calidad de la información se procedió a cargar la información al programa *Petrel* 2012, que fue de ayuda para la generación del modelo geológico integrado tridimensional, esta información incluye datos del pozo, perfiles eléctricos, interpretación petrofísica, superficies estratigráficas, controles de falla y polígonos de falla en dos dimensiones.

Se precedió a revisar, ajustar y confeccionar las superficies estratigráficas y fallas a ser modeladas, el cual consiste en la relación entre los marcadores interpretados y las superficies de entrada del modelo; también se busca verificar si las terminaciones

(conformable, erosional, etc.) de estas superficies son coherentes con la interpretación geológica (modelo conceptual); en esta etapa también se verifica si los desplazamientos de falla están adecuadamente representados en las superficies.

Se realizó el armazón del modelo estratigráfico-estructural, esta etapa consiste en la correlación de pozos con el objetivo de definir las superficies que limiten los reservorios de estudio. En una segunda etapa, se definen las fallas a partir de los mapas y secciones estructurales previamente interpretadas, con el cual se obtiene el modelo estructural que identifica el esquema geométrico básico del reservorio. Cabe mencionar que el marco estructural local fue elaborado a partir pozos con perfiles eléctricos, debido a que no se cuenta con información sísmica.

La construcción del modelo de facies inicia con la generación de las electrofacies a partir de la integración Roca-Perfil en 4 pozos con núcleos cercanos al bloque, logrando clasificarlas y relacionarlas a los perfiles eléctricos obteniendo un buen ajuste roca/perfil la cual sirvió para extender las electrofacies a pozos con perfiles eléctricos que no cuentan con núcleos. En esta etapa se generaron mapas de distribución de electrofacies para cada unidad genética, estos mapas junto con los perfiles de electrofacies y con la ayuda de la geoestadística sirvieron para la propagación de las electrofacies, que consiste en la interpolación de datos discretos (facies) entre pozos, y así a la generación del modelo de facies.

La construcción del modelo petrofísico parte de la evaluación petrofísica de cada pozo ajustada con núcleos, muestras de roca e información de producción, con lo cual el

producto generado es un perfil continuo, donde cada pozo tendrá calculadas sus propiedades petrofísicas. Seguidamente se propagaron las propiedades petrofísicas condicionadas a las electrofacies generadas para obtener los modelos arena neta, saturación, y porosidad. El modelo de permeabilidad se obtuvo a partir de las relaciones entre la porosidad y permeabilidad de núcleos, y las electrofacies generadas obteniéndose un buen ajuste K-PHI, con lo cual la permeabilidad quedaba en una función de la porosidad y la electrofacies.

Después de realizar el modelo petrofísico se procede al cálculo del volumen de petróleo original in situ para las unidades Hélico y Echinocyamus en el Bloque A, cuyo cálculo involucra el modelo de porosidad, el modelo de saturación y la arena neta. Estos volúmenes son confirmados por los volúmenes obtenidos a partir de los modelos en dos dimensiones.

Finalmente, con el modelo geológico integrado, con la información histórica de producción e inyección de fluidos y los perfiles de RTL se analizó la conectividad o no conectividad de las electrofacies en el modelo mediante la respuesta pozo inyector-productor. Este análisis nos permitió validar el modelo y obtener como producto final una representación tridimensional expresada en celdas discretas, que permite mostrar las geometrías y las variaciones espaciales de las propiedades del reservorio que pueden afectar la producción.

CAPÍTULO III

MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA TALARA

3.1. GENERALIDADES

Los eventos tectónicos ocurridos a fines del periodo Cretáceo e inicios del Paleógeno establecieron el marco geológico que ampliamente influenciaron después el patrón estructural y depositacional en las cuencas del Noroeste del Perú. La posición, forma, y tamaño de las cuencas terciarias en Perú, incluyendo la Cuenca Talara, son mayormente controladas por estos eventos tectónicos que involucraron a los estratos Paleozoicos y Mesozoicos; afectando fuertemente la región mediante la división de grandes cuencas en una serie de zonas restringidas a finales de la sedimentación Terciaria (Zúñiga-Rivero et al, 1998a). La Cuenca Talara resulta a partir de la actividad tectónica del Paleógeno y producto de esta actividad es que se generan las intrusiones ígneas que separan a la

Cuenca Talara de cuencas vecinas. Esta cuenca está caracterizada como una cuenca de Antearco.

3.2. UBICACIÓN

La Cuenca Talara está localizada en el extremo noroeste del Perú, entre los departamentos de Piura y Tumbes. Su extensión longitudinal aproximada es de 300km. y transversal de 50km, ocupando una superficie de 14 500km², de los cuales 2/3 están localizados costa afuera (figura 3.1).

La posición de la Cuenca Talara coincide con la región donde la Cordillera de los Andes cambia de dirección sudeste-noroeste hacia suroeste-noreste (figura 3.1), en una estructura conocida como la Deflexión de Huancabamba.

La figura 3.1 delinea los límites estructurales de la cuenca, donde el límite oeste es la zona de subducción de la Placa de Nazca debajo de la Placa Sudamericana; al este, las montañas Amotape (rocas Paleozoicas que afloran); y al norte, una zona levantada del basamento, conocida como Pilar de Zorritos. Este límite norte coincide con el borde Sur de la megaestructura Falla Dolores-Guayaquil, cuyo complejidad estructural comprende desde fallas transcurrentes a fallas normales de bajo y alto ángulo (Pindell e Tabbutt, 1995; Higley, 2004). El límite sur es controversial: Fildani et al. (2005) menciona la Silla de Paita, un alto estructural que representaría el límite de la cuenca en esta dirección; otros geocientíficos peruanos consideran este límite a las islas Lobos de Tierra, un alto estructural situado más al sur de la Silla de Paita.

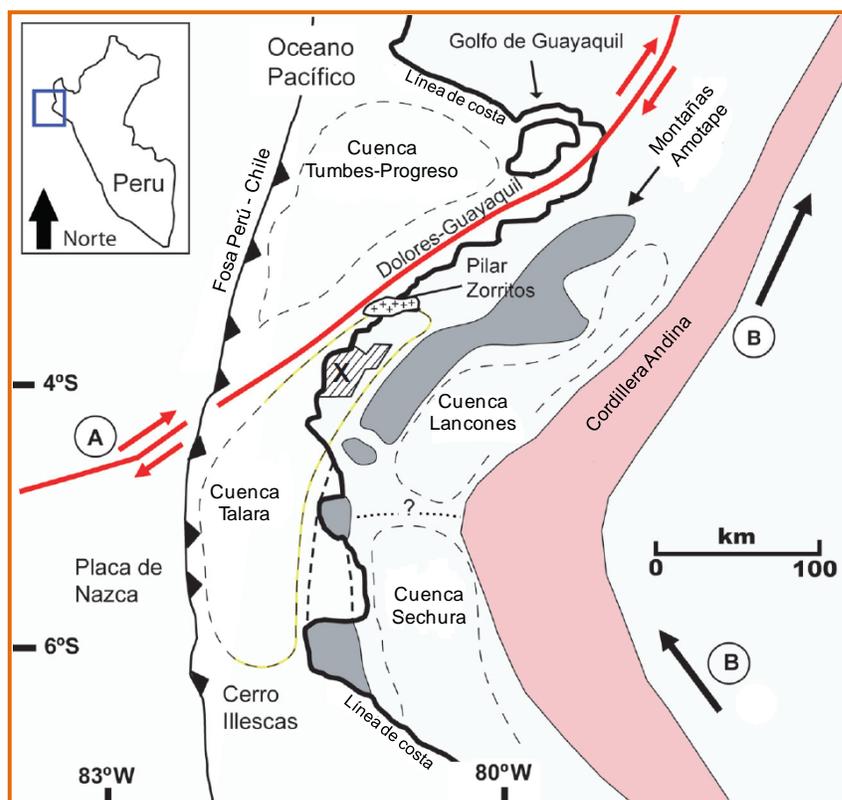


Figura 3.1. Ubicación de la Cuenca Talara que incluye los elementos tectónicos principales y el Lote X. A - Megafalla Dolores-Guayaquil; B - Cambio de orientación de los andes de SE-NW a SW-NE. Figura tomada de Daudt (2009).

3.3. ESTRATIGRAFÍA

Las rocas más antiguas de la Cuenca Talara están representadas por un basamento metamórfico complejo, rocas pre-cambrianas y por rocas paleozoicas (Grupo Amotape). Estas rocas conforman lo que se denomina el basamento de la Cuenca Talara. Las unidades sedimentarias que rellenan la cuenca van desde depósitos de fines del Cretáceo hasta el Paleógeno, encontrando las principales formaciones productoras de petróleo en edades Eocénicas (Ypresiano – Lutetiano), teniendo en total rocas sedimentarias con espesores aproximados de 8500 metros, (Figura 3.2 y 3.3).

Históricamente la litoestratigrafía ha predominado en la definición de unidades estratigráficas con un soporte bioestratigráfico – cronoestratigráfico y electrográfico como herramienta de correlación en subsuelo.

Las rocas Paleozoicas del Grupo Amotape (Pérmico – devoniano) de la Cuenca Talara están constituidas por cuarcitas, argilitas y pizarras. Localmente es intruido por granitos, los cuales producen un metamorfismo térmico sobre estos sedimentos generando rocas metamórficas del tipo esquistos, pizarras, filitas, etc. Una característica particular de estas rocas es que se presentan naturalmente fracturadas. En núcleos hay indicaciones de presencia de fracturas y fisuras abiertas y cerradas (re llenas principalmente con carbonato de calcio), subverticales y/o inclinadas. Como reservorio productivo se le encuentra produciendo petróleo a través de sus fisuras.

La sección del Triásico y Jurásico no han sido reconocidas en la Cuenca Talara. La sección Cretácica es representativa de condiciones de mares restringidos desarrollando depósitos que comprenden tanto intervalos calcáreos bituminosos (formaciones Muerto y Pananga) como depósitos silicoclásticos de composición principalmente areniscosa (formaciones Tablones, Ancha, Petacas) y lutácea (formaciones Copa Sombrero, Redondo) (Figura 3.2 y 3.3) (Seranne, 1987a; 1987b).

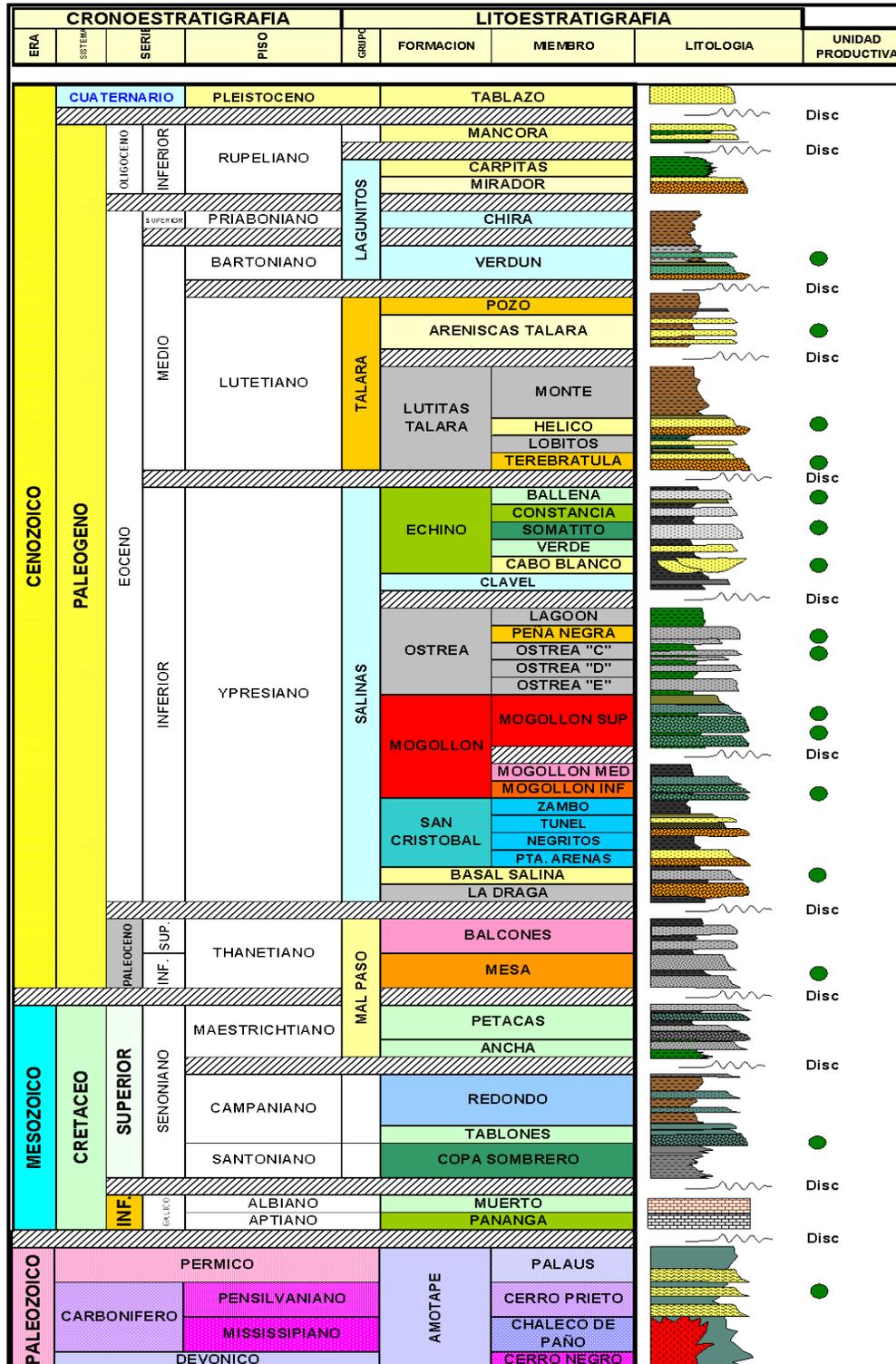


Figura 3.2. Columna Estratigráfica – Cuenca Talara (Modificada por Pozo, 2008).

CRONOESTRATIGRAFIA		LITOESTRATIGRAFIA				BIOESTRATIGRAFIA													
SERIES	PERIODOS	SUR		NORTE		ZONAS MAMIFOSILES CALCAREOS	MAMIFOSILES CALCAREOS	ZONAS FORAMINIFEROS BENTONICOS	FORAMINIFEROS BENTONICOS	FORAMINIFEROS PLANCTONICOS	ZONAS PALMOLÓGICAS	PALMOLÓGICAS	OSTRACODOS	MACROFOSILES					
		FORMACION	MIEMBRO	FORMACION	MIEMBRO														
PLEISTOCENO RECIENTE		TABLAZO		TABLAZO															
OLEOCENO INFERIOR	DUPLIENANO				MANCORA									Nautila macrodonis, Mura macrodonis, Terebratula conglobatilis, Heterotrypa pedini					
					PLATERIOS														
			CONE HILL		CARPITAS	NP-22	F. Umbilica		Bulimina jelskensis	Apetosira pyralica, Calamiterella eximia					Planorbis, Tubulites				
	MIRADOR		MIRADOR	NP-21	F. Fimoza			Globolima angustilobata, Globolima capensis						Anquilopsis spenceri, Heterotrypa emendata					
EOCENO INFERIOR	PRADONIANO	CHIRRA	CHIRRA	NP-19a	G. Barbalensis, D. Capensis, G. reticulata	STOCHOCASSIDINA	Volutina chiana, Zibocassidina (Hetero), Anomalina chiana, Solitaria chiana, Solitaria maculata, Solitaria peruviana							Glyptorthis sp., Glyptorthis sp. A, Glyptorthis sp. B, Glyptorthis sp. C, Glyptorthis sp. D, Paracypris sp.	Glyptorthis minor, Lophitea nica, Mura chianensis, Cardium apurimaca				
				NP-18	F. Pucanas														
				NP-17	G. Capensis														
				NP-16	G. Senonensis, C. Gopani, D. Bily, CH. acolia, A. Bicholim, B. Bicholim, E. dariois, F. Pucanas		LEPOCYCLINA	Leptocyclus peruviana, Sacamonia cf. ghanensis, Anomaloceras globulata, Popanoceras anasacae											Arca samonensis, Calliostoma senonensis
				NP-15	G. Bicholim, C. Acosta, F. Garmatini, S. Springer, G. Garmatini, N. Garmatini sp., N. Garmatini papari			P. B. P. B.	Cyclonema peruviana, Volutinella dubiosa, Eulimnoria senonensis, Cyclophorus senonensis										
	NP-14	G. Gips	PRETA	Volutina carla, Spangolima globulata															
	LUTETIANO	LITITAS TALARA	LITITAS TALARA	MONTE HELICO	NP-13	F. F. F. F.													
				LOBOS	NP-12	G. Garmatini													
				LOBOS	NP-11	G. Garmatini													
				LOBOS	NP-10	G. Garmatini													
				TRENTA	NP-9	G. Garmatini													
	EOCENO MEDIO	BARTOLOMEO	VERON	VERON	NP-8	G. Senonensis, C. Gopani, D. Bily, CH. acolia, A. Bicholim, B. Bicholim, E. dariois, F. Pucanas	LEPOCYCLINA	Leptocyclus peruviana, Sacamonia cf. ghanensis, Anomaloceras globulata, Popanoceras anasacae											
					NP-7	G. Senonensis, C. Gopani, D. Bily, CH. acolia, A. Bicholim, B. Bicholim, E. dariois, F. Pucanas													
					NP-6	G. Senonensis, C. Gopani, D. Bily, CH. acolia, A. Bicholim, B. Bicholim, E. dariois, F. Pucanas													
					NP-5	G. Senonensis, C. Gopani, D. Bily, CH. acolia, A. Bicholim, B. Bicholim, E. dariois, F. Pucanas													
NP-4					G. Senonensis, C. Gopani, D. Bily, CH. acolia, A. Bicholim, B. Bicholim, E. dariois, F. Pucanas														
LUTETIANO		AMERICAS TALARA	AMERICAS TALARA	MONTE HELICO	NP-3	F. F. F. F.													
				LOBOS	NP-2	G. Garmatini													
				LOBOS	NP-1	G. Garmatini													
				LOBOS	NP-0	G. Garmatini													
				TRENTA	NP-0	G. Garmatini													
EOCENO SUPERIOR		YPRESIANO	CHIVIA	CHIVIA	NP-0	G. Garmatini													
					NP-0	G. Garmatini													
					NP-0	G. Garmatini													
					NP-0	G. Garmatini													
					NP-0	G. Garmatini													

Figura 3.3. Carta de Distribución Bioestratigráfica y sus Relaciones Estratigráficas de la Cuenca Talara – Noroeste del Perú (Poza, 2002).

A inicios del Paleógeno se da la separación de las cuencas Tumbes, Talara y Sechura por el levantamiento de pilares tectónicos, quedando hundida la Cuenca Talara donde se desarrollan depósitos silicoclásticos, litológicamente variando en edad del Paleoceno con depósitos principalmente lutaceos (formaciones Mesa y Balcones) a Oligoceno con depósitos arenosos (formaciones Mirador y Carpitás). Los depósitos son interpretados como la sucesión de ambientes fluviales (Formación Echinocyamus), fluvio-deltaicos (Formación Mogollón), deltaicos (Formación Echinocyamus), plataformales someros (Formación Ostrea), intensamente diagenizados en algunos niveles (Daudt, 2005). Depósitos turbidíticos también son reconocidos a partir del Eoceno medio (Miembro Helico, Fm. Verdun) (Daudt, 2004), a partir de un evento de profundización de la cuenca correlacionable con eventos macro de tectónica andina (Pindell y Tabutt, 1995), es por eso que a estos depósitos se les denomina como depósitos de aguas profundas. Sin embargo, es preciso aclarar que el miembro Hélico y la formación Verdún no se depositaron en mares profundos, sino en mares someros, prácticamente son abanicos submarinos, carecen de depósitos continentales. Las aguas llegaban hasta las montañas Amotape y luego los abanicos entraban al mar, es por eso que fósiles como la Helicolepidina Spiralis en el miembro Hélico o la Lepydociclyna en la formación Verdún, los cuales son orbitoides de aguas someras de 10 a 50 m de agua (Pozo, 2002), se encuentran en las areniscas, o mejor dicho en los abanicos o lóbulos submarinos, por este motivo los sedimentos no fueron llevados de plataforma a aguas profundas, sino de continente a plataforma, y eventualmente talud.

3.4. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL

Estudios recientes, que integran las características litológicas, posición estratigráfica, cronoestratigráfica, bioestratigráfica, descripciones en núcleos obtenidos, afloramientos y diferentes estudios sedimentológicos realizados a las principales unidades productivas en toda la cuenca, son los que permiten realizar la interpretación secuencial de la estratigrafía de la Cuenca Talara.

El registro sedimentario preservado en la Cuenca Talara empieza con una sección Cretácica - Albiana compuesta por lutitas, margas y calcáreos, depositados en condiciones de mar relativamente restringidas sobre el basamento Paleozoico. Durante el Cretáceo superior (Campaniano y Mastrichiano), se interpreta la presencia de ciclos de más alta frecuencia (menor orden) de conglomerados y arenas proximales probablemente depositadas a partir de sistemas de abanicos aluviales o canales fluviales. Estos sistemas son rápidamente cubiertos por sedimentos marinos de plataforma ricos en lutitas, litoestratigráficamente referidas como Formación Redondo y Formación Petacas. Estas unidades representan periodos de inundaciones importantes.

El Paleógeno se desarrolla durante periodos regresivos, inicialmente con depósitos fluviales gruesos y de geometría canalizada, típicos de valles incisos (Daudt et al, 2009), referidos como Formación Basal Salina. Estas unidades son gradualmente transgredidas por el sistema marino de la Formación San Cristóbal, hasta un punto de máxima inundación (alrededor del Miembro Zambo, según Pozo, 2002). El estadio siguiente, claramente progradante y regresivo, comprende depósitos marinos de plataforma de

régimen de nivel alto correspondiente a la parte superior de la Formación San Cristóbal y depósitos fluvio-deltaicos de la Formación Mogollón. Se interpreta que la Formación Mogollón se ha desarrollado siguiendo un sentido de depositación Noreste-Suroeste (Carozzi & Palomino, 1993). La unidad denominada Mogollón Medio representa una profundización abrupta del sistema Mogollón Inferior, que es poco entendida dentro de un régimen normal de sedimentación, pero la extensión lateral y abrupta ausencia hacia la parte este del lote X, permite definirla como límite de secuencia hacia el tope de la mencionada unidad.

Posteriormente al sistema Mogollón, continúa una nueva etapa transgresiva seguida por otro régimen de nivel de mar alto referido como Formación Ostrea en la porción norte de la cuenca. La tendencia progradacional del régimen de nivel alto genera depósitos parálicos conocidos como Miembro Peña Negra. En la zona Sur, en las proximidades de Lobitos y Jabonillal, se identifica una serie de depósitos lutáceos referidos como Formación Palegreda (depositación lateral o distal del sistema arenoso de la Formación Ostrea) para el mismo periodo.

González (1973) identifica una discordancia importante en el tope del ciclo Salina-Palegreda que representa el inicio del Ciclo Chacra. Este ciclo se inicia con depósitos marinos marginales (Formación Clavel) que se hacen más profundos hacia el sur (Formación Chivo). En el sur, depósitos arenosos de la Formación Pariñas se desarrollan inmediatamente después de la Formación Chivo, siendo en parte cronológicamente equivalente a las lutitas de la Formación Clavel. Los depósitos suprayacentes de la

Formación Echinocyamus son de características deltaicas a la base y fluviales a nivel superior que pasan lateralmente a depósitos marinos marginales denominados como Formación Chacra al sur. Esto podría ser el reflejo de eventos de basculamientos que causarían cambios laterales en el espacio de acomodación. Como consecuencia de un pulso de basculamiento más significativo, la parte sur-sureste de la cuenca sufre un periodo de levantamiento y erosión intensa originando la discordancia del tope de la Formación Echinocyamus a fines del Eoceno Medio (alrededor de 48.5 Ma, según Pozo, 2002).

La sedimentación del Ciclo Talara se inicia con depósitos litorales someros de las unidades Terebrátula, Basal Quemada y conglomerado Lomitos. Al intensificarse la subsidencia tectónica, se origina una importante profundización principalmente al norte de la cuenca. Se genera condiciones marinas propicias a la depositación de turbiditas (Grupo Talara). Los depósitos turbidíticos empiezan con sistemas fuertemente canalizados, de composición areno-conglomerádica, referidos como Miembro Hélico. Otros sistemas marinos del Grupo Talara incluyen las Brechas Talara (unidad informal) y las Areniscas Talara. Las “Brechas” Talara representan un sistema relativamente localizado, sin mucha organización interna y muchas veces interpretado como depósitos producto del proceso tipo slumps. Las Areniscas Talara, al contrario, representan un sistema turbidítico típico de transición lóbulo-canal, con alguna amalgamación de depósitos, predominantemente arenosos. La Formación Verdún (Grupo Lagunitos) representa un sistema turbidítico compuesto por depósitos conglomerádicos y arenosos cuya dirección principal de aporte es norte-noreste (Picarelli et al, 2001; Daudt, 2004;

Duerichen, 2005). Los paquetes de lutitas marinas que se encuentran sobreyaciendo los depósitos de la Formación Verdún, son denominados Formación Chira. Posteriormente, una importante caída del nivel de base origina la ocurrencia de depósitos plataformales someros de la Formación Mirador, durante el Oligoceno (Pozo, 2002). A continuación, se desarrollan potentes paquetes de lutitas marinas en la zona costa afuera (Formación Heath, no encontrada en el distrito de El Alto).

3.5. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La cuenca Talara pertenece a un modelo de cuenca de Antearco. Su posición coincide con la deflexión de Huancabamba, elemento asociado a la mega estructura transcurrente de movimiento dextral conocida como Falla Dolores-Guayaquil. Esta mega estructura, caracteriza la existencia de una componente horizontal de esfuerzos producida por el proceso de subducción. Como resultado aparecen fallas de rumbo que constituyen elementos mayores en la estructuración de las cuencas Talara, Progreso y Lancones (Seranne, 1987a; Tankard, 2002), los cuales han determinado límites de cuencas, habiendo no solo controlado la sedimentación, sino que han jugado un papel importante en la evolución geotectónica del área.

La cuenca Talara es una depresión estructural Paleógena, donde los sedimentos han sido depositados con una dirección regional noreste-suroeste, presentando los estratos un buzamiento promedio de 25° al sureste. La geología de superficie revela un estilo estructural de complicado fallamiento en bloques que ha sido confirmado en el subsuelo

mediante perforaciones efectuadas en la parte continental y el zócalo de la cuenca, e indirectamente por levantamientos geofísicos.

El fallamiento es del tipo normal - lístrico, intenso a moderado, desplazamientos hasta de 8000 pies y con ángulos que varían de 30 a 60° grados generando numerosos bloques que presentan buzamientos que varían de 10 a 25° grados al SE. El fallamiento es el resultado de varios periodos de tectónica contemporánea con la sedimentación, que han favorecido a la acumulación de más de 24 000 pies de sedimentos clásticos. El límite estructural de la cuenca hacia el Este, es la cadena Paleozoica de los Cerros Amotape-La Brea que tiene una dirección NE-SO y marca el límite este de la mayoría de las formaciones Paleógenas; hacia el oeste de esta estructura positiva se desarrollan fallas regionales escalonadas con dirección NE-SO, paralelas entre sí, con desplazamientos hacia el eje de la cuenca que han influenciado considerablemente en su historia depositacional (Figura 3.1).

Otros sistemas de fallas importantes con dirección regional E-O a NE-SO con buzamientos hacia el Norte y Sur, han originado los pilares tectónicos y fosas mayores (artesas). Dentro de la misma cuenca se han citado como ejemplo de pilares tectónicos el de La Brea-Negritos, Jabonillal, La Tuna, Lobitos, El Alto y Somatito ubicados en la parte central-sur de la cuenca (Figura 3.4). Estas estructuras toman mayor interés al referirlas a las áreas de mayor acumulación de petróleo, en donde se encuentran la mayoría de los reservorios productivos, habiéndose obtenido más del 95 % del volumen total de petróleo producido en la cuenca.

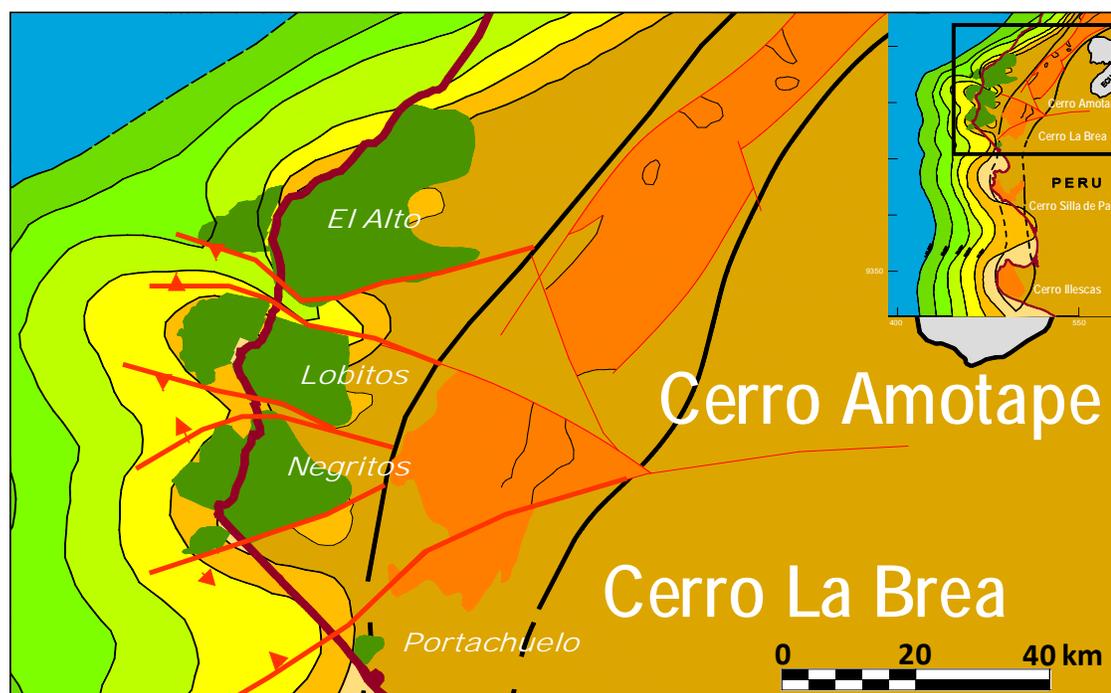


Figura 3.4. Relación Estructura - Yacimientos – Cuenca Tarma (ISA 2005).

Las fosas estructurales o artesas se encuentran limitadas por los altos estructurales, que han sido depocentros favoreciendo una mayor preservación de sedimentos que alcanzan hasta 25 000 pies en espesor, citando como ejemplos: Lagunitos, Malacas, Siches, etc (Figura 3.4 y Figura 3.5). De manera muy local se presentan fallas de bajo ángulo que han provocado la repetición de estratos en el subsuelo.

El fallamiento está relacionado principalmente con formaciones más antiguas, observándose que las formaciones más jóvenes presentan un fallamiento de menor intensidad. La estructura anterior al fallamiento de importancia sugiere anticlinales amplios que posteriormente fueron deformados por el fallamiento en bloques, en la actualidad solo se conoce este tipo de estructuras de manera muy local citando como ejemplo las estructuras anticlinales de Hualtaca y de Barrancos.

El proceso de subducción de la corteza oceánica bajo la placa continental Sudamericana proporcionó la generación de muchas cuencas a lo largo de la costa Pacífica, en un contexto tectónico del tipo convergente (Ingersoll & Busby, 1995). Una de estas cuencas es Talara, una de las tantas del tipo ante-arco (Forearc) que están ubicadas a lo largo de los más de 5000 Km. de extensión de la fosa Perú-Chile (Dickinson, 1995), en una posición intermedia entre esta fosa y el sistema andino (Figura 3.5).

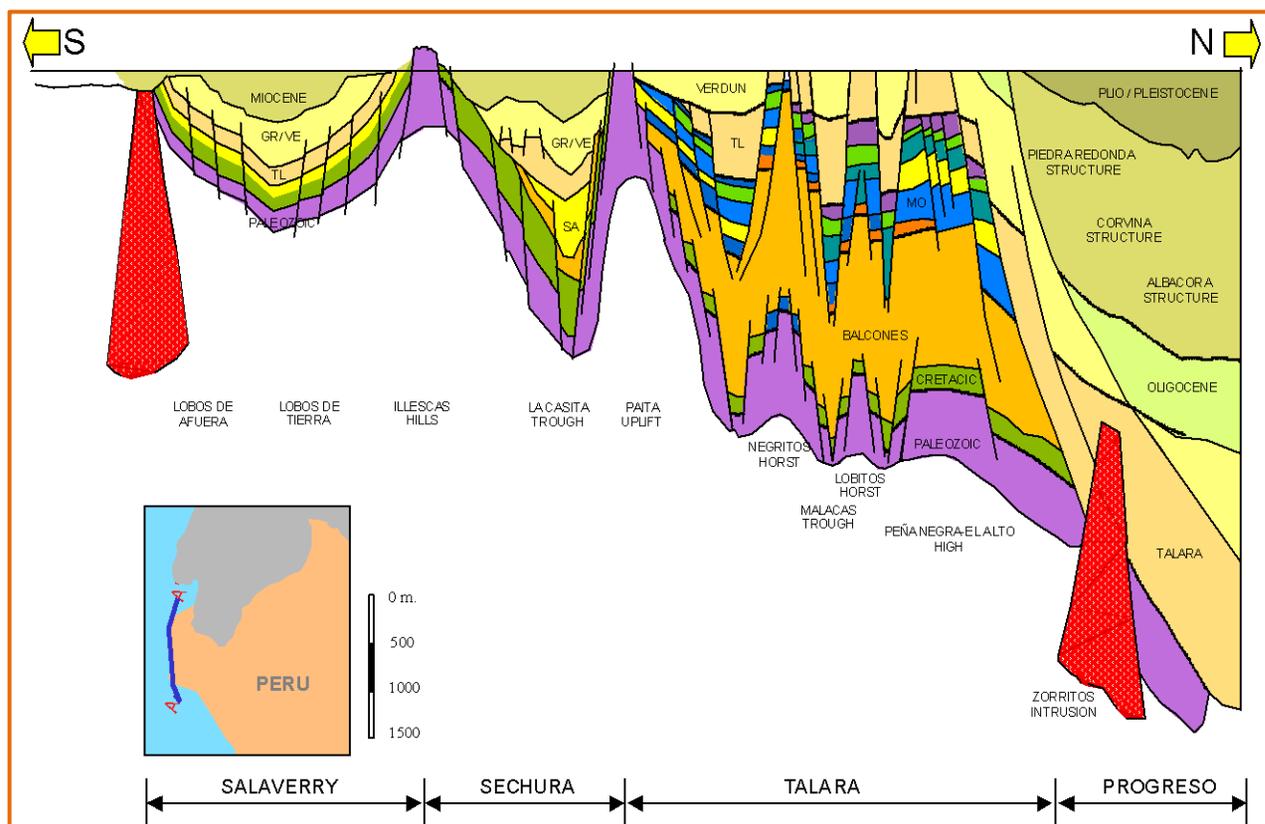


Figura 3.5. Sección Transversal S-N. Sistemas de fallamiento normal generando altos y bajos estructurales limitados por sistemas mayores de fallas normales de orientación NE-SO y E-O. Cuencas Salaverry, Sechura, Talara y Progreso (ISA 2005). La sección no está a escala. En una sección transversal Sur-Norte (Figura 3.6) de la zona offshore de la Cuenca Talara y el sur de la Cuenca Progreso, construida mediante la integración de secciones sísmicas y data de pozos (Raez Lurquin, 1999). Muestra las relaciones estructurales y estratigráficas entre rocas sedimentarias cretácicas, paleógenas que sobreyacen a las rocas metamórficas pensilvanianas de la Formación Amotape.

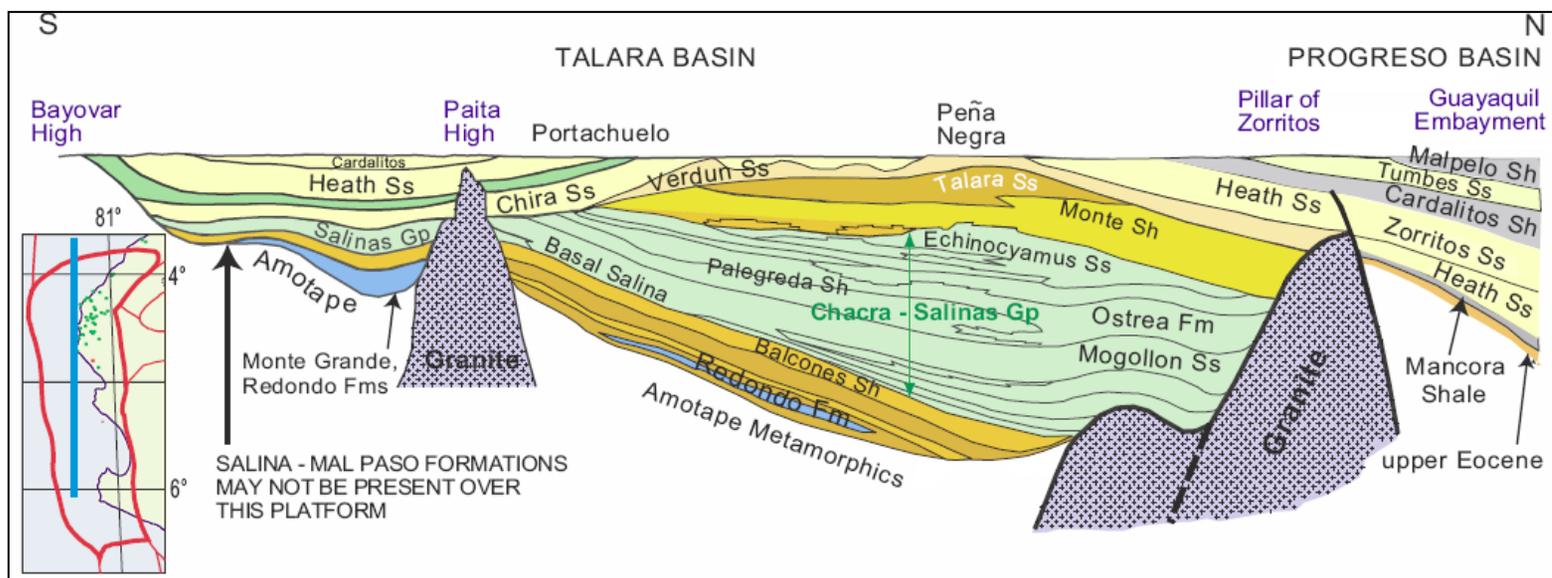


Figura 3.6. Sección transversal S-N de la zona offshore de la Cuenca Talara y el sur de la Cuenca Progreso (modificado por Ruez Lurquin, 1999). Línea aproximada de la sección es mostrada como una línea azul en el mapa de la izquierda. No todas las formaciones están indicadas. La sección no está a escala.

3.6. GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO CENTRAL - LOTE X

3.6.1. ESTRATIGRAFÍA

El registro sedimentario preservado aproximadamente de 9000 m. (Carozzi y Palomino, 1993) en la zona de estudio comprende unidades que van desde el Paleozoico hasta el Cenozoico, encontrándose en este periodo, principalmente en el Paleógeno las unidades reservorios más importantes tal como se muestra en la figura 3.2.

Debido a un marcado cambio en el régimen tectónico y sedimentario de la cuenca, la sucesión superior de la columna está caracterizada por sedimentación marina profunda con predominio de ambientes marinos someros y parálidos correspondiente al Eoceno medio.

De forma general podremos señalar que en la parte norte de la cuenca (Área Peña Negra-El Alto) se ubican los mayores espesores de rocas reservorio, en esta zona se ha identificado hasta 19 niveles productivos, correspondiente a 8 unidades estratigráficas (figura 3.6). Tienen una buena distribución en los yacimientos de la zona de El Alto; las mismas unidades se extienden costa afuera, alejándose de las zonas de aporte.

Dentro del proyecto de recuperación secundaria en el yacimiento Central la Formación Echinocyamus presenta un buen desarrollo como unidad total, principalmente en sus dos Miembros, Somatito y Cabo Blanco, que son los miembros de mejor calidad de reservorio. La unidad Somatito presenta un promedio de espesor total de 320 ft. El Miembro Verde presenta espesor entre 80 y 100 ft de espesor total, con pobres

características petrofísicas, no siendo considerado como de interés para el proyecto. El Miembro Cabo Blanco, unidad más basal de Echinocyamus, alcanza valores promedios de 200 ft, excepto en el Bloque A, el cual es el bloque de estudio de esta tesis, donde el promedio de espesor total es de 160 ft. Dentro de todas estas unidades de Echinocyamus son encontradas intercalaciones de lutitas normalmente de pequeño espesor, alrededor de 15 a 20 ft.

Litológicamente la Formación está constituida por areniscas cuarzosas verdes, de grano fino a medio, a veces conglomerádicas con una alternancia de lutitas gris claro a gris verdoso. El registro tipo de la Formación Echinocyamus para el área de Central se muestra en la figura 3.7.

La Formación Echinocyamus, en esta parte de la cuenca, fue depositada bajo condiciones plataformales someras, en sistemas deltaicos proximales, conformando grupos de parasecuencias progradantes en los miembros inferiores. En la porción superior, se identifica un intervalo de espesor variable de características fluviales, probable registro de una caída del nivel de base en alta frecuencia (Daudt, 2006; Daudt & Scherer, 2006).

Posteriormente a este sistema fluvial, se restablece la plataforma marina como parte de un sistema transgresivo (aproximadamente coincidente con el Miembro Constancia) seguido por un sistema regresivo (aproximadamente coincidente con el Miembro Ballena). De un modo general, la dirección principal de aporte sedimentario es de este a oeste.

Fm. Lutitas Talara		MD (ft.)
Fm Echinocyamus	Mb Ballena	1800
	Mb Constancia	1900
	Mb Somatito	2000 2100 2200
	Mb Verde	2300
	Mb Cabo Blanco	2400
	Fm Clavel	2500

Figura 3.7. Registro Tipo de la Fm Echinocyamus para el bloque de A del proyecto de recuperación secundaria. (GR: Rayos gamma, SP: Potencial espontaneo, LN: Resistividad profundas, SN: Resistividad Somera, FLUO: Fluorescencia, MD: Profundidad medida en pies).

En el área del Yacimiento Central, los depósitos turbidíticos del Miembro Hélico presentan un desarrollo significativo que está orientado en el sentido sureste-noroeste, con aumento del espesor total en esta dirección. Es probable que esta distribución semi-regional sea causada por el propio sistema turbidítico que originalmente se depositaba en esta dirección. Los valores promedio varían desde 200 ft (bloque C) hasta 800 ft (bloques HI, especialmente el sub-bloque HI-2). Litológicamente este miembro está constituido por conglomerados y areniscas lenticulares de cuarzo color gris verdoso con

granos de glauconita separados por intercalaciones de lutitas marrones. El registro eléctrico típico del Miembro Hélico en el área Central se muestra en la figura 3.8.

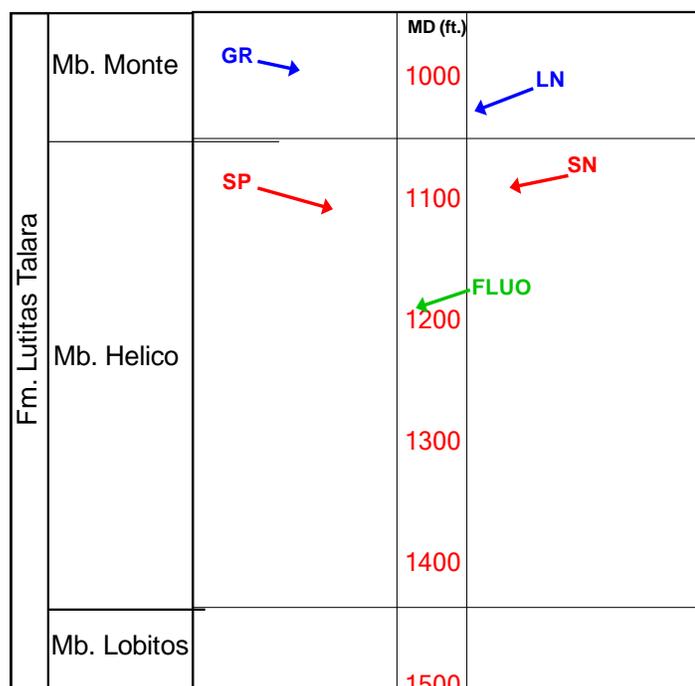


Figura 3.8. Registro Tipo de la Fm Lutitas Talara – Mb Hélico para el bloque de A del proyecto de recuperación secundaria. (GR: Rayos gamma, SP: Potencial espontaneo, LN: Resistividad profundas, SN: Resistividad Somera, FLUO: Fluorescencia, MD: Profundidad medida)

El Miembro Hélico es interpretado como depósitos generados a partir de corrientes de turbidez de alta densidad con baja eficiencia en la selección granulométrica.

El origen de estas corrientes puede haber sido generado por pulsos tectónicos de alta frecuencia ó caídas eustáticas. En afloramientos, presenta geometría externa fuertemente lenticular (canalizada), rasgos de corte y relleno bien marcados; así como también, amalgamación y compensación de ciclos (Daudt et al, 2001).

3.6.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La alta complejidad estructural del Lote X es claramente visible en el mapa de la figura 3.9, donde se muestran los rasgos estructurales más importantes del área evaluada. Adicionalmente en la figura 3.10, se muestra un corte estructural esquemático que abarca varios yacimientos del Lote X donde se observa un intenso fallamiento normal que compartimentaliza los reservorios en bloques de diferentes dimensiones. Este es el resultado de distintas etapas tectónicas ocurridas posteriormente a la depositación de los sedimentos, siendo los rasgos estructurales más sobresalientes del Lote X, formando altos y bajos generados a partir de esta estructuración

Los sistemas de fallas más importantes están orientados en dirección noreste suroeste, y están siempre acompañadas de fallas menores de rumbo paralelo de carácter sintético y antitético (en este último caso, actuando como fallas de alivio a la tensión provocada por las fallas principales). Existen también sistemas de fallamiento de menor magnitud con orientación perpendicular al sistema principal. De esta manera, se genera una morfología característica de pequeños y grandes bloques tal como se observa en la sección (Figura 3.10).

Las principales fallas presentes en el Lote X son:

Falla Carrizo Norte: con rumbo NNE-SSO y buzamiento NO, produce un desplazamiento vertical de aproximadamente 500 m (1640 pies), con variaciones debido

a la presencia de una componente rotacional en el fallamiento. Esta falla afecta a los yacimientos de Carrizo, Merina, y La Tuna (Figura 3.9).

Falla de Siches: tal vez la más importante del Lote X, presenta un rumbo prácticamente E-O y buzamiento al sur con desplazamientos verticales entre los 300 y 1000 m (1000 - 3300 pies). Presente en los yacimientos de Reventones, Central, Merina y Zapotal. La Falla de Siches, en conjunto con la falla de Carrizo Norte, conforma la estructuración conocida como bajo de Siches (Figura 3.9).

Fallas Central y Taiman: ambas de direcciones similares ENE-OSO y buzamientos opuestos, buzando al NO la primera y hacia el SE la segunda de ellas. Ambas fallas constituyen el sistema Taiman-Central, conformando un área de menor proporción que el bajo de Siches (Bajo Central) (Figura 3.9).

Falla de Restin: de igual rumbo a las anteriores y buzamiento norte, atraviesa los yacimientos Reventones, Taiman, Verde y Ballena. Más al norte existen dos fallas menores y paralelas a esta última que son las fallas Graben Norte y Graben Sur con dirección NE-SO y buzamientos opuestos. La Falla Graben Norte forma parte de un sistema que delimita, para la porción oeste del lote, el alto de Verde-Los Órganos (Figura 3.9).

Falla de Somatito: se encuentra al este del Lote X con rumbo SO-NE y buzamiento SE, con un desplazamiento vertical de 700 m (2300 pies) hacia el sur de Zapotal, decreciendo el mismo hacia el norte donde la falla se bifurca en fallas menores (Figura 3.9).

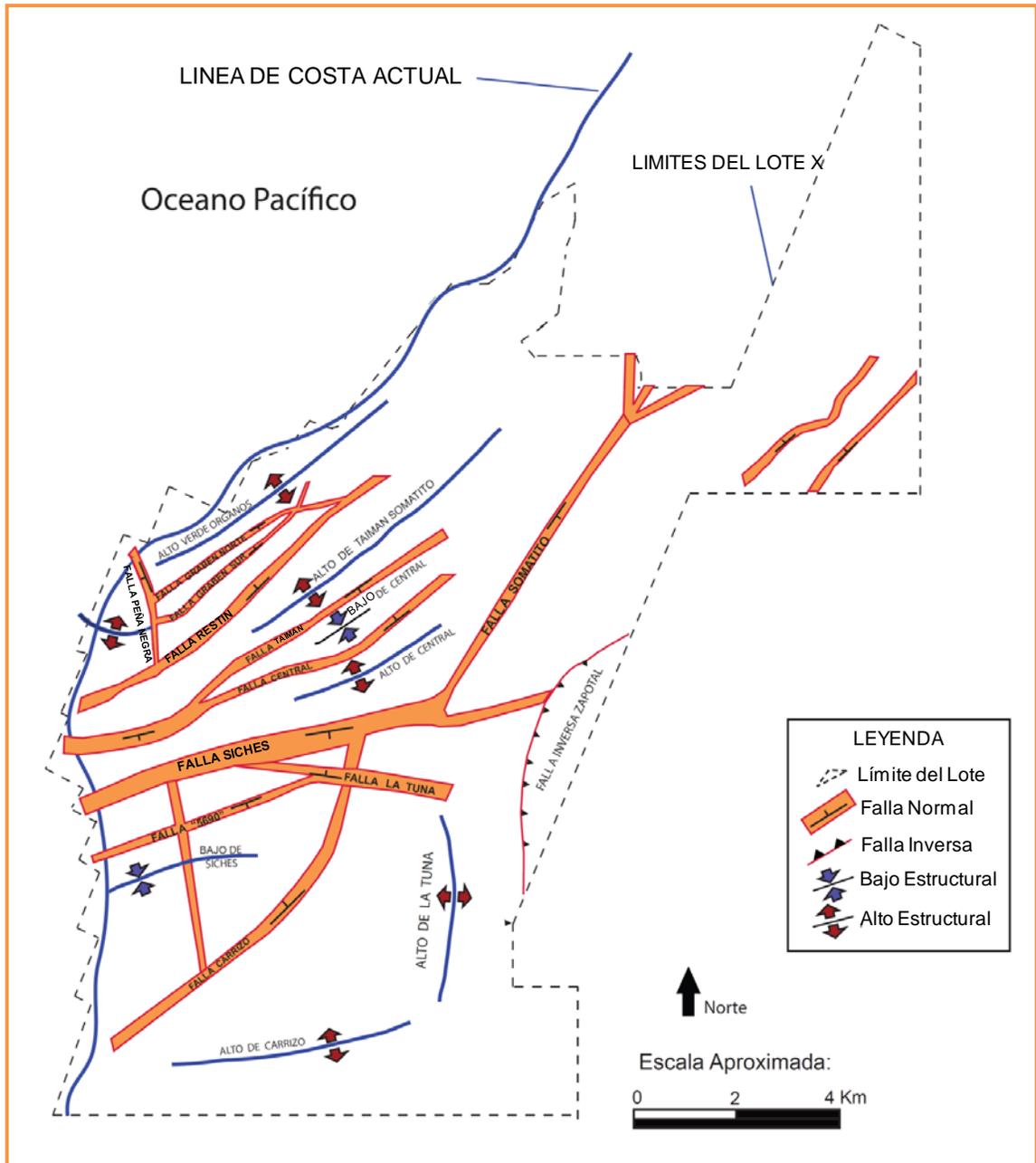


Figura 3.9. Principales rasgos estructurales en el Lote X.

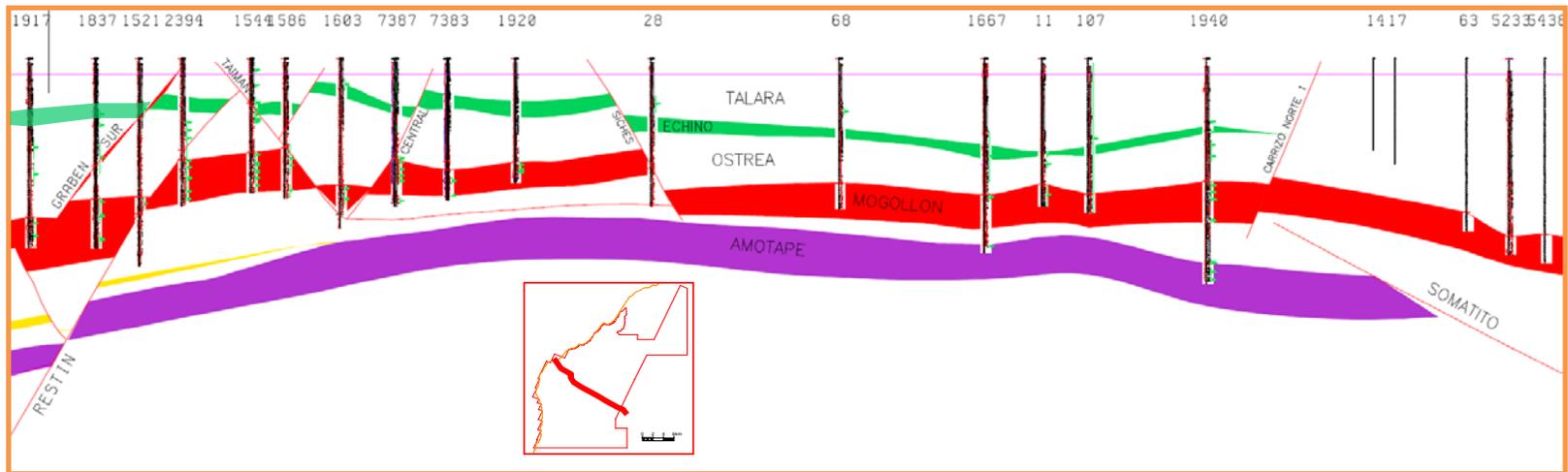


Figura 3.10. Sección Estructural Noroeste - Sureste – Lote X.

En la costa del Lote X, entre los yacimientos Peña Negra y Órganos Norte, las principales fallas son normales y probablemente lítricas en profundidad y de rumbo NE-SO, buzando al NO (Figura 3.9).

Estas fallas han compartimentalizado los reservorios, separándolos en bloques productivos limitados por fallas mayores con orientación NE-SO y ENE-OSO. Estas fallas mayores controlaron la potente sedimentación clástica desarrollada (espesores que superan los 12.500 pies). Entre los altos más destacados se pueden citar el alto de Central, Taiman, Somatito, Peña Negra, La Tuna, Carrizo todos con potencial para producción de petróleo. Los principales bajos son las artesas de Siches, La Cruz, Talara y Lagunitos, los cuales no tienen desarrollo petrolero hasta la fecha (Figura 3.9).

Existen fallas de menor importancia, que son consideradas antitéticas y sintéticas de las fallas mayores, que compartimentalizan las formaciones reservorio en bloques independientes.

El sistema de fallas inversas con bajo buzamiento se ha observado dentro de la columna sedimentaria solo desde el Eoceno inferior en la Fm. Mogollón hasta el Eoceno superior en la Fm. Chira (Seranne 1987a, 1987b, Marchal 2003). (Figura 3.11).

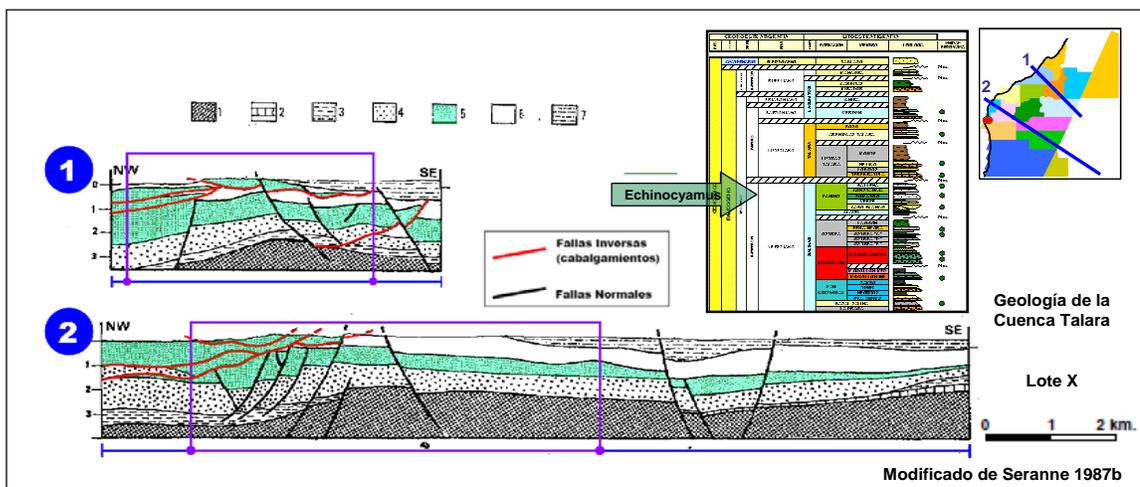


Figura 3.11. Geología de la Cuenca Talara, modificado de Seranne 1987b.

Para el área de inyección en el yacimiento central las unidades Echinocyamus y Hélico fueron divididos en 6 bloques principales, (A, B, C, D, H, I) divididos entre sí por fallas (Figura 3.12), siendo las principales:

- Falla “Central A”, de rumbo N 30° W y buzamiento que varía entre 40 y 45°, presentando un salto vertical de 500 pies, dividiendo el yacimiento en dos partes: Zona Este (Bloques A, B, D, Zapotal G), y Zona Oeste (Bloques H, I).

- Falla “Central B”, de rumbo N 20° W e inclinación de 50°, con un salto vertical de 200 pies. Divide los Bloques A, B y D del Bloque C.

- Falla “9026” de rumbo N 70° W e inclinación de 40°. Tiene un salto vertical de 200 pies y divide los Bloques A y B.

- Falla “2263” de rumbo N 70° W, e inclinación de 50°, con un salto vertical de 250 pies. Divide los Bloques B y D.

Cabe resaltar que el Yacimiento Central se encuentra en uno de los principales altos estructurales denominado “Alto Central”, lugar en el cual la formación Echinocyamus se encuentra a menor profundidad en el Lote X; así mismo, en el área no se han reconocido contactos de agua – petróleo.

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DE PERFILES ELÉCTRICOS

4.1. GENERALIDADES

Para tener un mejor conocimiento de la calidad de reservorio en el bloque A, se revisaron diversos informes, de donde se pudo extraer las principales características petrográficas y los parámetros petrofísicos necesarios para la evaluación de todos los pozos involucrados en el área, en las unidades Hélico y Echinocyamus.

El área de evaluación petrofísica en el Yacimiento Central involucra a 49 pozos. La información de los perfiles tomados para cada pozo puede verse en la tabla 4.1, esta tabla muestra el set de perfiles disponibles para la evaluación de los pozos por unidad.

La información disponible de perfiles en los pozos es la siguiente: 28 perfiles de rayos gamma, 40 perfiles de potencial espontáneo, 46 perfiles de resistividad somera y profunda, 10 pozos con registros de densidad, 8 pozos con registros de neutrón, y 3 pozos no tienen información de perfiles eléctricos de ningún tipo.

Tabla 4.1. Información de perfiles de pozos para la evaluación petrofísica en el área.

POZO	FORMACION	FORMACION	REGISTROS DE GAMMA RAY	POTENCIAL ESPONTÁNEO	RESISTIVIDA PROFUNDA	RESISTIVIDAD SOMERA	REGISTRO DE DENSIDAD	REGISTROS DE NEUTRON
EA 1014	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LN	SN	-	-
EA 1015	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LN	SN	-	CNL
EA 1041	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LN	SN	-	-
EA 1047	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LLD	LLS	-	-
EA 1072	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LN	SN	-	-
EA 11199	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	-	RPD2	RPS2	-	CNL
EA 11226	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	-	RPD2	RPS2	-	CNL
EA 11346D	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	-	RPD2	RPS2	-	CNL
EA 11348	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	-	RPD2	RPS2	-	CNL
EA 11356D	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	-	RPD2	RPS2	-	CNL
EA 1290	LUITTAS TALARA	-	-	SP	LN	SN	-	-
EA 1291	LUITTAS TALARA	-	-	SP	LN	SN	-	-
EA 2089	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	-	-
EA 2361	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LN	SN	-	-
EA 2426	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LN	SN	-	-
EA 328	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	-	-	-	-	-
EA 5824	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LN	SN	-	-
EA 8619	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	HLLD	HLLS	-	CNL
EA 8783	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	-	-	-	-	CNL
EA 9018	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	-	-
EA 9024	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	-	-
EA 9026	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	-	-
EA 9027	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	ILD	SN	-	-
EA 9029	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	ILD	SN	-	-
EA 9032	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	ILD	SN	-	-
EA 9034	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	-	-
EA 9056	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	-	-
EA 9073	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	RHOB	-
EA 908	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LN	SN	-	-
EA 909	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	-	-	-	-	-
EA 910	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LLD	LLS	-	-
EA 911	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LLD	LLS	-	-
EA 912	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LLD	LLS	-	-
EA 913	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LLD	LLS	-	-
EA 915	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LLD	LLS	-	-
EA 916	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LLD	LLS	-	-
EA 918	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	SP	LLD	LLS	-	-
EA 920	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LLD	LLS	-	-
EA 927	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	-	-	-	-	-	-
EA 9562	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	RHOB	-
EA 9563	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	-	-
EA 9564	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	RHOB	-
EA 9881	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	RHOB	-
EA 9882	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	RHOB	-
EA 9883	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	ILD	SFLU	RHOB	-
EA 9951	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	ILD	SN	RHOB	-
EA 9967	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	RHOB	-
EA 9968	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	RHOB	-
EA 9971	LUITTAS TALARA	ECHINOCYAMUS	GR	SP	LN	SN	RHOB	-

Para la evaluación de los pozos se utilizó el programa de evaluación petrofísica *Powerlog*. Como resultado de la evaluación de los perfiles eléctricos de pozos obtendremos principalmente los perfiles interpretados de volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE) y saturación de agua (SW).

4.2. PETROGRAFÍA

4.2.1. FORMACIÓN ECHINOCYAMUS

La principal roca reservorio está clasificada como arenisca. El tamaño de grano, varía desde 0.26 mm a 0.63 mm, podemos clasificarlas entonces como areniscas de grano medio a grueso. En cuanto a la selección, ésta varía de moderadamente pobre a moderadamente bien seleccionada. La forma de los granos varia de subangulosos a subredondeados. En la figura 4.1 se puede observar una sección delgada de una arenisca de la Formación Echinocyamus.

Según la clasificación de Folk (1980) estas rocas son consideradas como litoarenitas feldespáticas. Los resultados de los cortes delgados informan que el componente principal es cuarzo monocristalino, y en menor porcentaje el cuarzo policristalino, fragmentos líticos de origen volcánico, feldespatos y plagioclasas. Además, se encuentran minerales como: moscovita, biotita y minerales pesados, y fragmentos de material calcáreo y carbonáceo.

La cementación es considerada como moderada en rangos de 8% a 15% del volumen de roca. Los cementos comunes son: arcillas dispersas, crecimientos de cuarzo, rellenos de poro por sílice, pirita, óxidos de hierro/titanio y calcita.

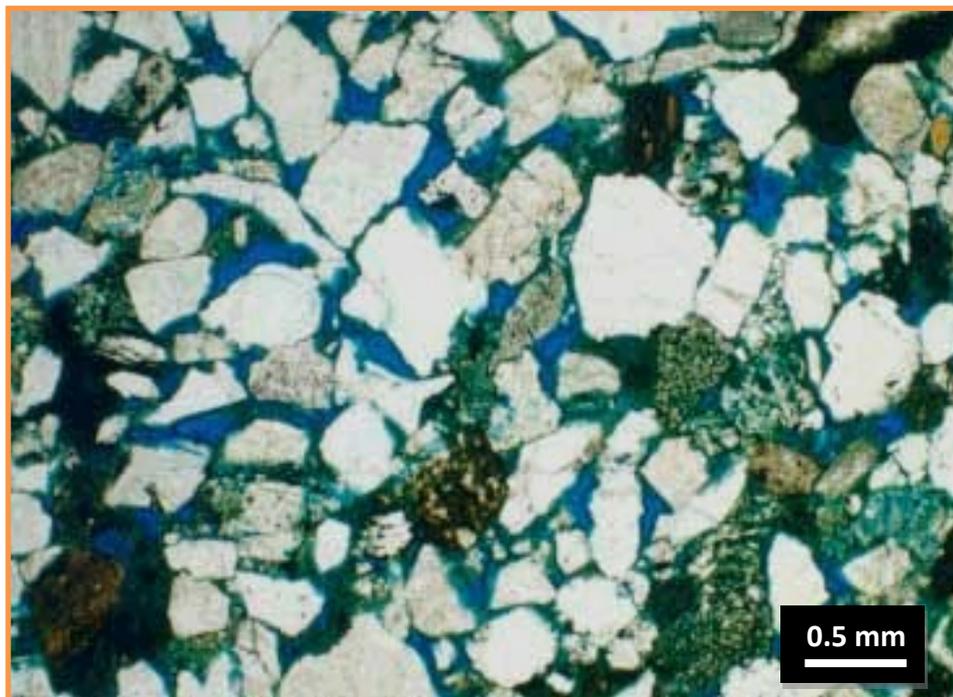


Figura 4.1. Arenisca de grano medio principalmente, sub angular a sub redondeada, de moderada selección, mostrando porosidad primaria intergranular y porosidad secundaria por disolución.

4.2.2. FORMACION LUTITAS TALARA – MB HELICO

Las rocas reservorio del Miembro Hélico son clasificadas también como areniscas. El tamaño de grano, en las muestras analizadas, varía desde 0.07 mm a 0.85 mm. En cuanto a selección, éstas se presentan como muy pobres a moderadamente seleccionadas. La forma de los granos es de sub angular a sub redondeado. La figura 4.2 muestra una arenisca en sección delgada con abundantes fragmentos líticos.

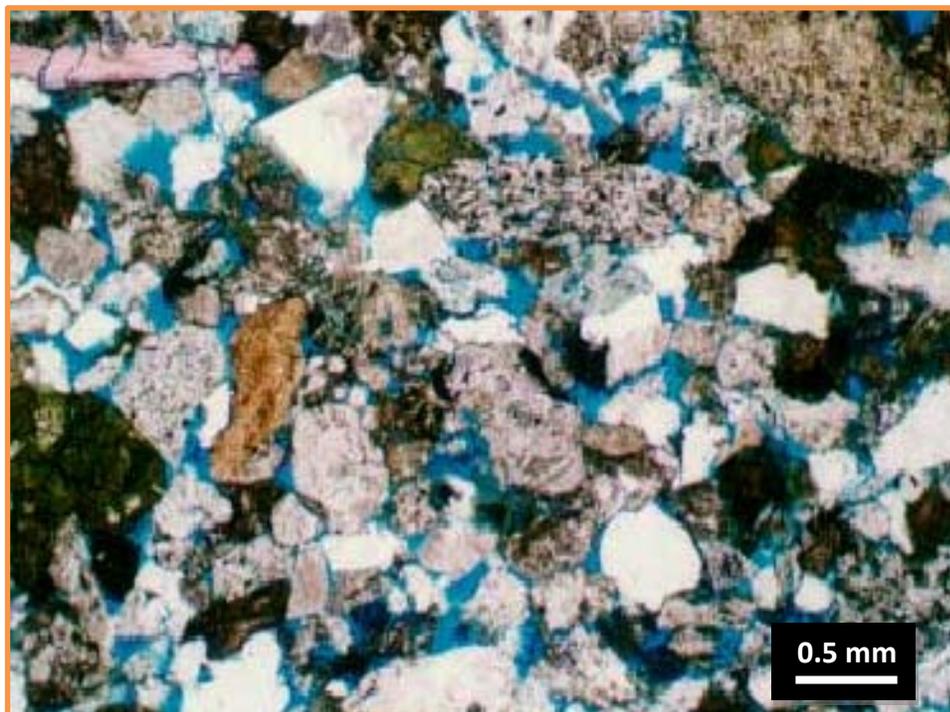


Figura 4.2. Arenisca de grano medio con fragmentos líticos volcánicos, sub anguloso a sub redondeado, de pobre a moderada selección. Se observa porosidad primaria intergranular y porosidad secundaria por disolución.

Estas areniscas son clasificadas por el método de Folk (1980) como litoarenitas, subordinadamente se encuentran litoarenitas feldespáticas y fragmentos líticos.

Los resultados de los cortes delgados informan que las litoarenitas están compuestas principalmente por fragmentos líticos de origen volcánico que en algunos casos pueden ser los más predominantes, también se evidencia la presencia de cuarzo monocristalino y subordinadamente cuarzo policristalino, feldespatos y plagioclasas, feldespatos. Así mismo se encuentran minerales accesorios como: moscovita, biotita, minerales pesados y fragmentos de material calcáreo y carbonáceo.

La cementación es considerada como baja a moderada. Los cementos más comunes son: arcillas autógenas, sobre crecimientos de cuarzo y feldespato, rellenos de poro por sílice, pirita, óxidos de hierro/titanio y calcita.

4.3. EVALUACIÓN PETROFÍSICA

4.3.1. PARÁMETROS DE EVALUACIÓN

Para la interpretación petrofísica a partir de perfiles de pozo se procedió a la revisión de los informes petrofísicos de los pozos con núcleos EA 9007, EA 9082, EA 9296, EA 9407, EA 9409 y EA9109, de los cuales se extrajeron los parámetros petrofísicos que fueron usados en la interpretación (Tabla 4.2).

Tabla 4.2. Parámetros petrofísicos de evaluación para las unidades Echinocyamus y Hélico.

Parámetros petrofísicos usados en la interpretación						
Formación	Miembro	ρ_{ma} (g/cc)	a	m	n	Rw(ohmm)
Lutitas Talara	Hélico	2.68	1	1.71	1.9	0.32 @ 80°F
Echinocyamus	Somatito	2.68	1	1.84	1.71	0.34 @ 80°F
	Cabo Blanco	2.69	1	1.75	1.7	

4.3.2. VOLUMEN DE ARCILLA

El perfil de rayos gamma es confiable en la discriminación de arenas y lutitas, debido a ello la estimación del volumen de arcilla se hizo a partir de este registro. Para el cálculo se utilizó el modelo de Steiber, el cual utiliza una relación no lineal del índice de rayos gamma.

El índice de rayos gamma está dado por la siguiente ecuación:

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

Y el volumen de arcilla está dado por la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 \times I_{GR}}$$

Donde:

I_{GR} = índice de rayos gamma

GR_{\log} = lectura de rayos gamma de la formación

GR_{\min} = rayos gamma mínimo (arena limpia)

GR_{\max} = rayos gamma máximo (lutita)

V_{sh} = volumen de arcilla

La selección de los valores de rayos gamma máximo y mínimo pueden verse afectados por la presencia de feldespatos potásicos principalmente en el Miembro Hélico, y por las capas de arenas calcáreas con bajas lecturas de rayos gamma en las Formaciones Hélico y Echinocyamus, para estos casos fue necesario incluir el perfil de potencial espontáneo para definir mejor las arenas.

En los pozos que no cuentan con el perfil de rayos gamma los perfiles de potencial espontáneo y de resistividad fueron de ayuda para generar la curva de volumen de arcilla.

4.3.3. POROSIDAD EFECTIVA

Para la estimación de la porosidad efectiva en el área de estudio se utilizó el perfil de densidad y el de volumen de arcilla. El registro de densidad nos ayudó en el cálculo de la porosidad de densidad mediante la siguiente ecuación:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

Donde:

ϕ_D = Porosidad de densidad

ρ_{ma} = densidad de matriz

ρ_b = densidad bulk

ρ_{fl} = densidad del fluido

Para el cálculo de la porosidad de densidad se usó la densidad de matriz que se muestra en la tabla 4.2, estos resultados son obtenidos a partir del análisis de los núcleos. Para la densidad del fluido se asumió el valor de 1 g/cc en todos los casos.

La porosidad efectiva se obtuvo a partir de la corrección de la porosidad de densidad por arcillosidad mediante la siguiente ecuación:

$$\phi_{De} = \phi_D - V_{shale} \times \phi_{Dsh}$$

Donde:

Φ_{De} = Porosidad efectiva corregida por arcillosidad

Φ_D = Porosidad de densidad

Φ_{Dsh} = Porosidad de la densidad de una lutita cercana

V_{sh} = volumen de arcilla

Para los pozos que no tienen perfil de densidad se decidió generar curvas de densidad sintéticas a partir del análisis de regresión múltiple donde se usaron las variables independientes como el volumen de arcilla, las resistividades someras, y el potencial espontáneo; las ecuaciones generadas para las unidades de estudio se muestran a continuación:

Para la Fm. Echinocyamus:

$$\rho_{bsint} = 2.23888 + 0.00640294*SP + 0.00259663*SN + 0.00420539*VCL$$

Para el Mb. Hélico:

$$\rho_{bsint} = 2.30595 + 0.00172208*SN + 0.00349313*SP + 0.00151399*VCL$$

La validación de estos perfiles de densidad sintética, consistió en la comparación con los perfiles de densidad registrados en los pozos. En las figuras 4.3 y 4.4 se muestran los resultados obtenidos a partir de las ecuaciones de regresión para dos pozos del bloque.

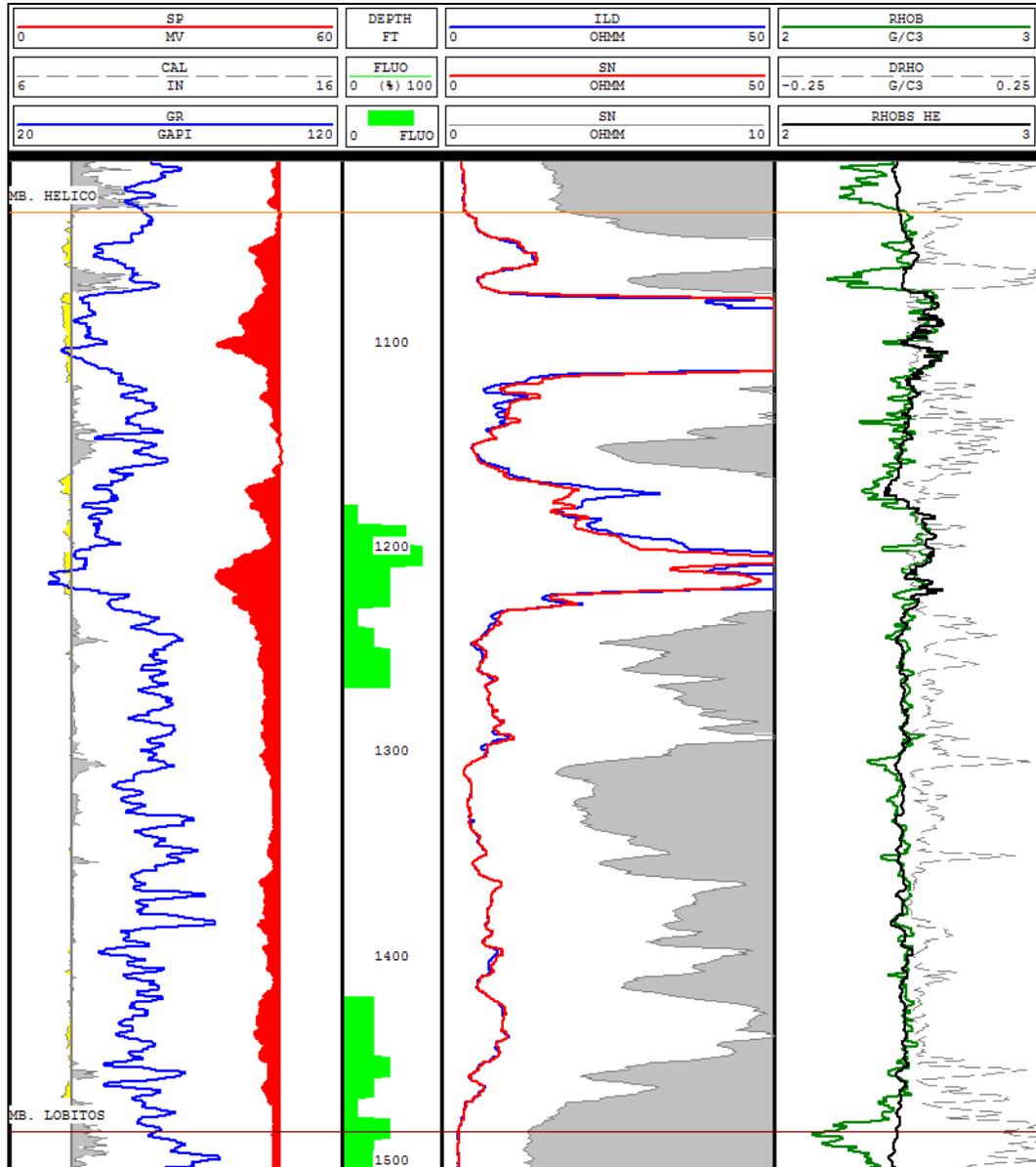


Figura 4.3. Comparación de curva de densidad sintética (negro) y densidad de pozo (verde) en el Miembro Hélico para el pozo EA9951. SP: Potencial espontáneo; CAL: Caliper; GR: Rayos Gamma; FLUO: Porcentaje de fluorescencia; ILD: Resistividad profunda; SN: Resistividad somera; RHOB: densidad bulk; DRHO: corrección densidad; RHOBS_HE: densidad sintética para el miembro Hélico.

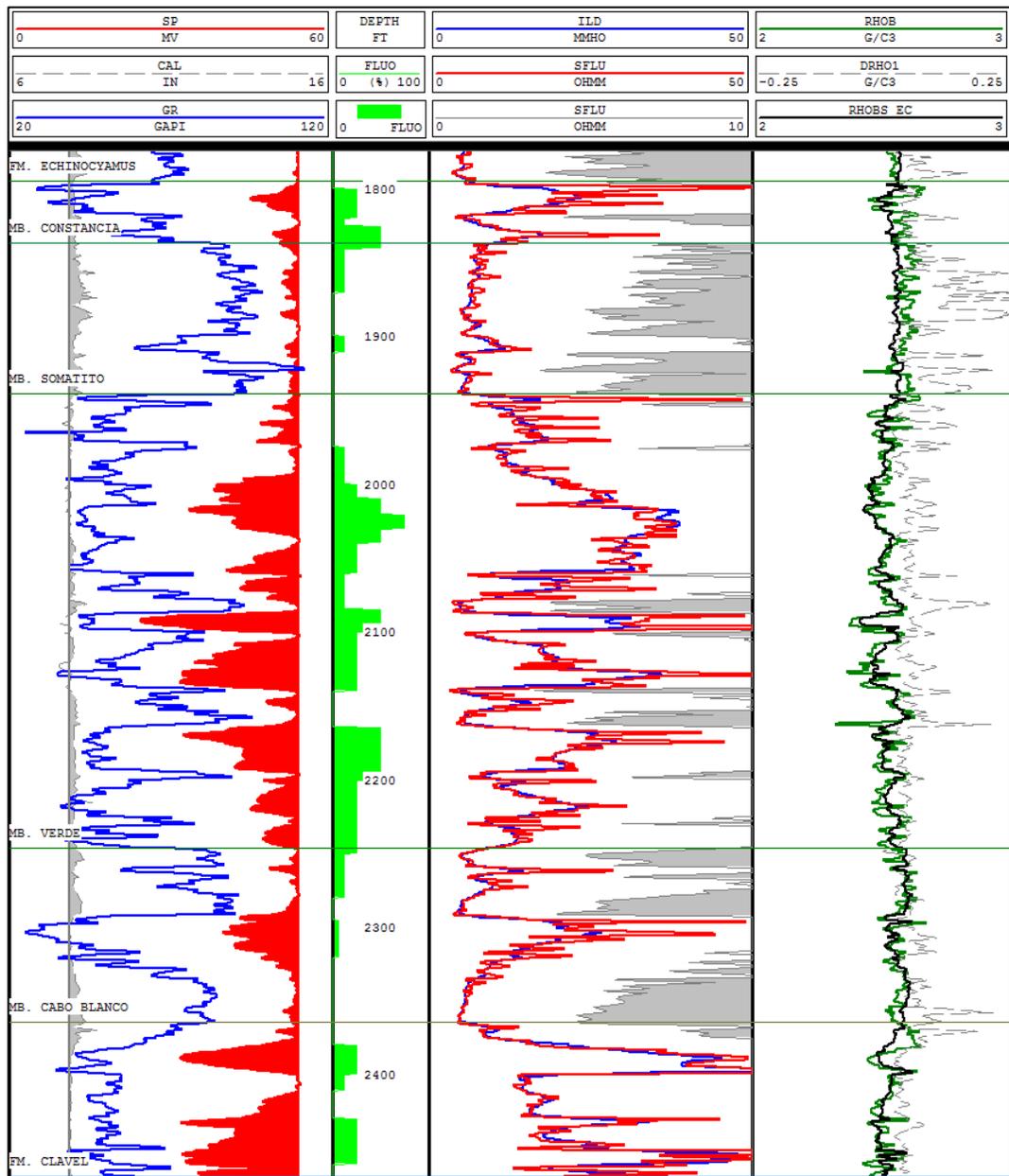


Figura 4.4. Comparación de curva de densidad sintética (negro) y densidad de pozo (verde) en la Formación Echinocyamus para el pozo EA9883. SP: Potencial espontáneo; CAL: Caliper; GR: Rayos Gamma; FLUO: Porcentaje de fluorescencia; SFLU: Resistividad somera; RHOBS EC: densidad sintética para la formación Echinocyamus; DRHO1: corrección densidad; RHOBS EC: densidad sintética para la formación Echinocyamus.

4.3.4. SATURACIÓN DE AGUA (SW)

Para la interpretación del perfil de saturación se usó la ecuación modificada de Simandoux, la cual está representada por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{S_w^n} = \left(\frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot R_w}} + \frac{V_{sh}^{1-\frac{V_{sh}}{2}}}{\sqrt{R_{sh}}} \right)^2 \cdot R_t$$

Donde:

Sw = Saturación de agua

Rw = Resistividad del agua de formación

Rsh = Resistividad de arcilla cercana

Rt = Resistividad Verdadera

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

Vsh = volumen de arcilla

Φ = Porosidad efectiva

El valor de la resistividad del agua de formación fue tomado de la tabla 4.2. El valor de la resistividad de la arcilla, que se requiere en la ecuación, fue tomado individualmente para cada pozo, siendo en promedio 2 ohmm para el miembro Hélico y 5 ohmm para la Formación Echinocyamus.

Los valores de los exponentes de cementación (m) y saturación (n) que se usaron, también se muestran en la tabla 4.2 estos valores fueron obtenidos a partir del análisis de núcleos en las formaciones evaluadas.

4.3.5. PERMEABILIDAD

Una manera de calcular la permeabilidad en los pozos es encontrando una ley de permeabilidad o ley KPHI, la cual consiste en encontrar una ecuación que relacione la permeabilidad y la porosidad de núcleo y extender esta ecuación a los demás pozo. Si bien es cierto, la permeabilidad no guarda relación directa con la porosidad, sino con el tamaño de garganta poral, las unidades estudiadas guardan cierta consistencia, razón por la cual se utiliza esta ecuación.

Los modelos de permeabilidad se verán con más detalle en el capítulo IX de este trabajo, en dichos modelos a diferencia de los trabajos anteriores, generaremos ecuaciones que no solo dependan de la porosidad, sino también que lo sean de las facies que se estén analizando.

4.3.6. VALIDACIÓN DE LA INTERPRETACIÓN

La interpretación petrofísica debe guardar coherencia con los valores obtenidos en el análisis de núcleos. Las figuras 4.5 y 4.6 muestran la interpretación de los pozos EA9082 y EA9007, a partir de las ecuaciones antes mencionadas para el cálculo del volumen de arcilla, la porosidad efectiva y la saturación de agua. En estas figuras se puede observar un buen ajuste entre la porosidad interpretada y la porosidad de núcleo para la Formación Echinocyamus y el Miembro Hélico.

Los parámetros de evaluación obtenidos en la tabla 4.2 fueron usados para la interpretación petrofísica de pozos en el área de estudio.

Para la saturación se tuvo en cuenta el cambio de volumen que sufrieron los fluidos al ser extraídos a superficie, con lo cual los valores de saturación de agua solo fueron indicadores de presencia de fluidos en la formación.

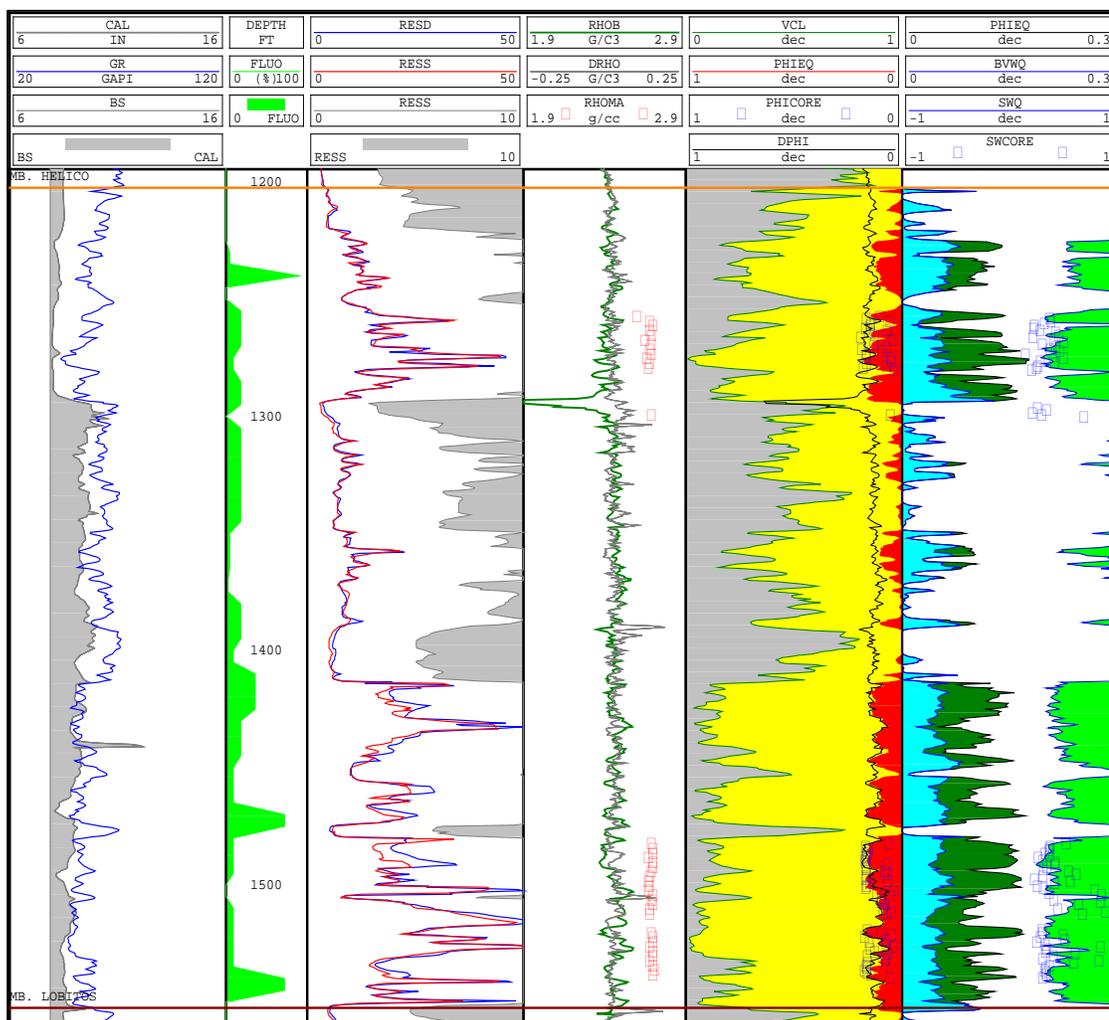


Figura 4.5. Interpretación petrofísica del miembro Hélico en el pozo EA9082. Obsérvese el buen ajuste entre la porosidad interpretada (PHIEQ) y la porosidad a partir de núcleo (PHICORE) en la columna 5. CAL: Caliper; GR: Rayos Gamma; BS: Diámetro del pozo; FLUO: Porcentaje de fluorescencia; RESD: Resistividad profunda; RESS: Resistividad somera; RHOB: densidad bulk; DRHO: corrección densidad; RHOMA: Densidad de matriz; VCL: Volumen de arcilla; DPHI: Porosidad total; BVWQ: volumen de agua neta; SWQ: Saturación de agua interpretada; SWCORE: Saturación de agua del núcleo.

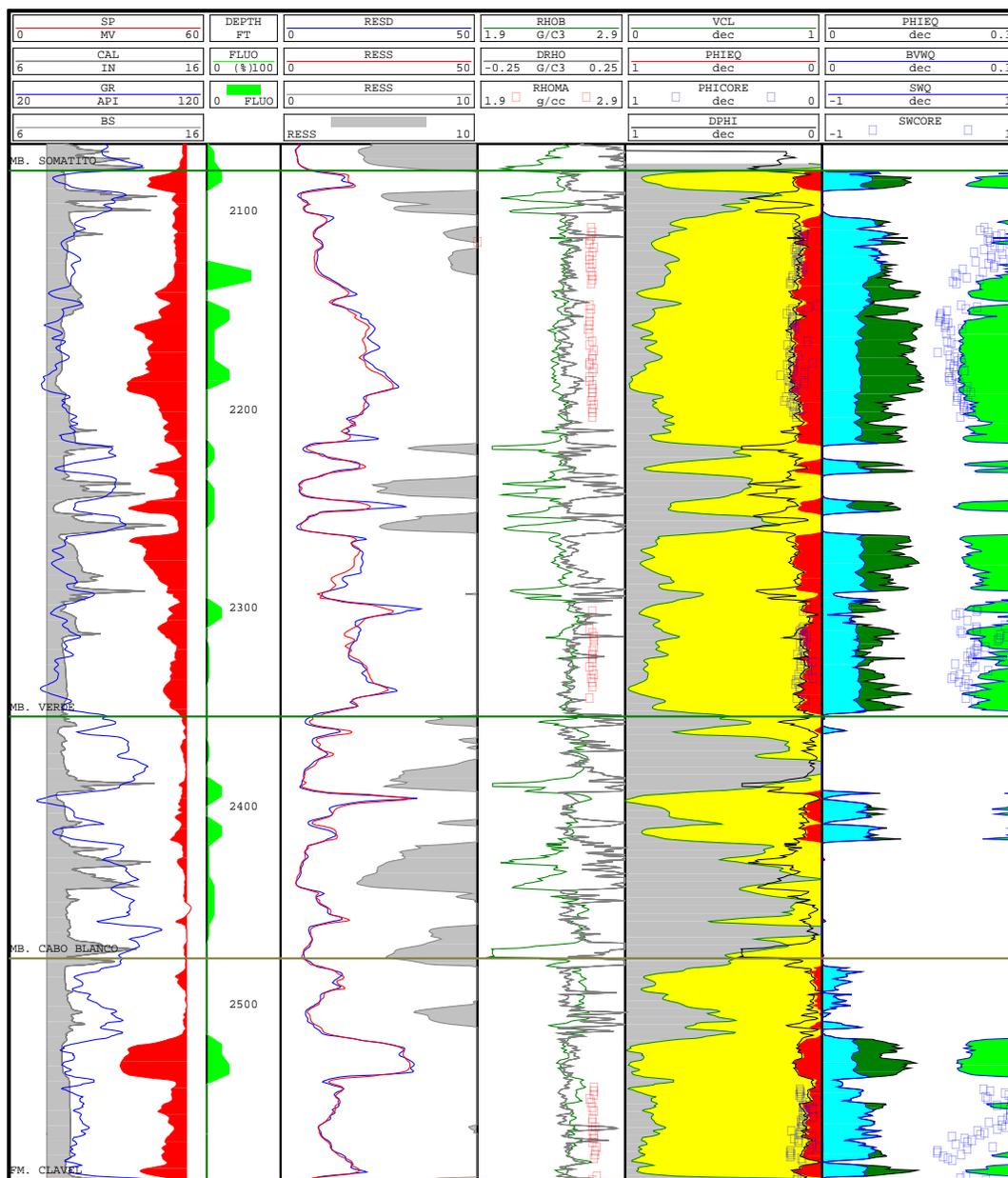


Figura 4.6. Interpretación petrofísica de la Formación Echinocyamus en el pozo EA9007. Nótese, aquí también, el buen ajuste entre la porosidad interpretada (PHIEQ) y la porosidad a partir de núcleo (PHICORE) en la columna 5. CAL: Caliper; GR: Rayos Gamma; SP: Potencial espontáneo; BS: Diámetro del pozo; FLUO: Porcentaje de fluorescencia; RESD: Resistividad profunda; RESS: Resistividad somera; RHOB: densidad bulk; DRHO: corrección densidad; RHOMA: Densidad de matriz; VCL: Volumen de arcilla; DPHI: Porosidad total; BVWQ: volumen de agua neta; SWQ: Saturación de agua interpretada; SWCORE: Saturación de agua del núcleo.

4.3.7. RESÚMENES PETROFÍSICOS

Los resúmenes petrofísicos incluyen valores promedio de espesor total, razón espesor neto – espesor total (*net to gross*), arena neta, porosidad, saturación y volumen de arcilla para las unidades reservorio. Para obtenerlos se usaron los discriminantes petrofísicos de la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Valores discriminantes usados en el área de estudio.

Discriminantes petrofísicos					
Formación Echinocyamus			Miembro Hélico		
ϕ	\geq	5%	ϕ	\geq	5%
Vcl	\leq	20%	Vcl	\leq	25%
Sw	\leq	65%	Sw	\leq	65%

De acuerdo con lo antes mencionado, encontramos que el espesor total para el Miembro Hélico se encuentra en el rango de 100 a 450 pies, con una porosidad que varía entre 6% y 15% y una saturación de agua de 35% y 75%.

Para el Miembro Somatito el espesor total que varía entre 180 y 260 pies, con una porosidad en el rango de 8% y 16%, y una saturación de agua entre 30% y 75%.

El Miembro Cabo Blanco posee un espesor en el rango de 80 a 160 pies, una porosidad entre 7% y 15%, y una saturación de agua entre 25% y 70%. En la tabla 4.4 se muestran las propiedades petrofísicas promedio para las unidades estudiadas.

Tabla 4.4. Propiedades petrofísicas promedio para las unidades reservorio estudiadas.

Propiedades petrofísicas promedio						
Miembro	Espesor (ft)	N/G (%)	Arena Neta	ϕ	Sw	Vcl
Helico	275	19	54	0.10	0.53	0.14
Somatito	225	35	78	0.12	0.52	0.12
Cabo Blanco	125	25	31	0.11	0.47	0.12

CAPÍTULO V

DEFINICIÓN DEL MODELO SEDIMENTARIO - ESTRATIGRÁFICO

5.1. GENERALIDADES

El modelo estratigráfico se genera a partir de las superficies generadas en el análisis estratigráfico y sedimentológico. Esta etapa consiste en la correlación de pozos con el objetivo de definir las superficies que limiten los reservorios, partiendo de la descripción de núcleos con la finalidad de caracterizar facies específicas y asociaciones de facies que permitieron entender los procesos sedimentarios y los sistemas de depósito, así como también, determinar los arreglos y patrones de apilamiento reconocidos mediante el análisis de los perfiles de registros eléctricos de los pozos entre los cuales se consideraron curvas de rayos gamma, potencial espontáneo y resistividad. Además se

tuvo en consideración el análisis de diversos tipos de sucesiones y parasecuencias, y la evolución de asociaciones de facies, cambios en las tendencias de depósito y desarrollo genético de unidades. Del análisis de núcleos se pudieron determinar las principales superficies estratigráficas que servirán en la tarea de correlación de eventos.

El análisis de los núcleos permitió definir el modelo sedimentológico y estratigráfico para las unidades Echinocyamus y Hélico en el área de estudio, donde se identificaron las principales superficies que permitieron correlacionar los 49 pozos, la identificación de 7 unidades genéticas y la definición de 8 unidades de modelaje.

5.2. SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA

Para incorporar al modelo geológico del Bloque "A" la información de facies sedimentarias, se optó por un sistema más operacional, que mejor represente las asociaciones de facies de los modelos depositacionales de la Unidad Echinocyamus y Hélico.

Una primera caracterización de las litofacies y definición de asociaciones de facies realizada por Daudt (2006) para la Fm Echinocyamus y más adelante por Schlumberger (2008) para las unidades intermedias del proyecto Etanco del Lote X, permitió la construcción del análisis, desde un punto de vista de estratigrafía de secuencias.

Para este trabajo, mantendremos la metodología usada por los trabajos anteriores, pero con la diferencia que agruparemos las facies para obtener una correlación roca-perfil

más operacional en el modelo geológico tridimensional de las unidades reservorio que será discutido más adelante.

La integración de la descripción de facies depositacionales, sus asociaciones y el patrón general observado en los perfiles eléctricos disponibles permiten la generación de un modelo estratigráfico esquemático para las unidades Hélico y Echinocyamus, donde se definen las superficies y unidades genéticas. Para este trabajo mantendremos un modelo de estratigrafía de secuencias basada en unidades genéticas.

A continuación se muestran los procedimientos que nos permitieron definir los sistemas o dominios depositacionales, así como también, la definición de un modelo de estratigrafía de secuencias para las unidades en estudio.

5.2.1. CONCEPTOS BÁSICOS

A continuación se definen brevemente algunos conceptos básicos usados en la definición del modelo sedimentológico-estratigráfico de las unidades Hélico y Echinocyamus.

- Acomodación: El espacio disponible para el relleno de sedimentos (Jervey, 1988).
- Aloestratigrafía: Subdivisión del registro estratigráfico en cuerpos de roca mapeable, cada uno de los cuales están definidos e identificados por sus límites de discontinuidad.
- Asociación de facies: Normalmente, una facies está asociada con otra facies o un grupo de facies dentro de un elemento que representa la misma historia genética. Estas asociaciones de facies tienen un significado ambiental (Collinson, 1969). Las

asociaciones de facies normalmente reflejan un proceso continuo de depositación donde no hay cambios significantes en los controles sedimentarios (Walker, 1992). La combinación de litofacies forman un elemento arquitectural (término introducido por Allen, 1983).

- Asociación de elementos arquitecturales: La asociación de estos elementos constituyen intervalos depositacionales o un subambiente de depositación. Cambios en los elementos arquitecturales podrían representar cambios del nivel de base en un orden de alta frecuencia predecible (el cuarto orden de Raja Gabaglia et al., 2006). Esta escala podría ser la más apropiada para integrar aspectos geológicos de heterogeneidad de reservorio con análisis petrofísicos y de producción.

- Conformidades correlativas: Según Posamentier et al. (1988), es una superficie estratigráfica marina que marca el cambio en el patrón de apilamiento de los estratos de periodos de sistema de nivel alto o *Highstand System Tract* (HST) a periodos de sistema de regresión forzada o *Falling-Stage System Tract* (FSST). Según Hunt and Tucker (1992), la conformidad correlativa define el paleo relieve marino al final de una regresión forzada; es decir, marca el cambio de patrón de apilamiento de los estratos de periodo de sistema de regresión forzada (FSST) a periodo de sistema de nivel bajo o *Lowstand System Tract* (LST).

- Discordancia: Superficie en la cual hay un vacío significativo un periodo de tiempo, causado por la no depositación y la erosión.

- Estratigrafía secuencial: Es una metodología que ayuda a caracterizar los elementos de cualquier sistema depositacional, facilitando la reconstrucción, interpretación y predicción de los cuerpos sedimentarios. Las principales herramientas de la estratigrafía secuencial son el análisis del patrón de apilamiento de los estratos y la identificación de superficies que limitan sucesiones definidas por diferentes patrones de apilamientos (Catuneanu et al. 2012).
- Facies: Representa procesos sedimentológicos que pueden ocurrir en diferentes ambientes de depósito. Para lograr determinar en primera instancia sub-ambientes de depósito y eventualmente establecer una predicción de eventos no registrados por erosión, fallamiento o no deposición se requiere un trabajo de establecimiento de asociaciones de facies.
- Límite de secuencia: La superficie que separa dos secuencias. Esta superficie es localizada en diferentes posiciones dentro del ciclo depositacional (Catuneanu et al. 2009).
- Modelo de facies: Es una sumatoria general de un sistema depositacional, basado en varios ejemplos individuales de sedimentos actuales y rocas antiguas.
- Nivel de base: En este trabajo adoptaremos este concepto para definir la superficie de balance entre la erosión y la sedimentación dentro de áreas continentales y marinas (el nivel de base estratigráfico de Cross and Lessenger, 1998). De esto, se puede deducir que

los cambios de nivel de base que afectan el continente están controlados por los cambios de nivel del mar.

- Parasecuencia: Una sucesión relativamente conformable de capas o set de capas relacionadas genéticamente por una superficie de inundación marina (Posamentier et al., 1988). Las parasecuencias muestran una sucesión de facies que se hacen someras hacia el tope.

- Secuencia: Definida por Mitchum (1977) como una sucesión conformable de estratos genéticamente relacionados limitados por discordancias o conformidades correlativas. En la actualidad se define como una sucesión de estratos depositados durante un ciclo completo durante cambios en la acomodación o aporte de sedimentos (Catuneanu et al. 2009), esta última definición fue usada en este trabajo.

- Sistemas depositacionales: Representa el ensamble de todos los subambientes que tienen una relación genética en el espacio y tiempo (Galloway, 1989).

- Superficie de inundación: Una superficie producida por la transgresión, localizada en un cambio de transición abrupta entre depósitos someros y depósitos de aguas más profundas.

- Superficie máxima de inundación: Marca el fin de la transgresión marina, y divide los periodos de sistemas transgresivos (TST) (abajo) y periodos de sistemas de nivel alto (HST) (arriba).

- Periodos de sistemas o *System tract*: Representan la asociación de sistemas depositacionales genéticamente relacionados (Brown and Fisher, 1977). Un *system tract* incluye todo los estratos acumulados en la cuenca durante una etapa particular de cambio de línea de costa.

5.2.2. METODOLOGÍA DE TRABAJO

El esquema de trabajo sedimentológico inicial consistió en la descripción de los rasgos observables a nivel de núcleo y afloramiento en los siguientes aspectos:

- Textura: Color, tamaño de grano, selección, esfericidad, redondez, matriz.
- Composición mineralógica de los principales constituyentes de la roca.
- Estructuras sedimentarias físicas y secuencias de estructuras.
- Identificación de estructuras sedimentarias biogénicas (icnofósiles), patrones de bioturbación y determinación de icnofacies.
- Patrones de apilamiento (*stacking pattern*) de las unidades depositacionales.
- Tipos de contacto: Transicionales, irregulares, netos, entre otros.
- Contenido fosilífero y cemento.
- Registro fotográfico de las principales características.
- Geometría, espesor y continuidad de los cuerpos.

Para la definición de las facies se utilizó la nomenclatura definida por Petrobras, modificada de la establecida por Miall (1977, 1978) al adicionar una tercera letra. Sin

embargo, algunas nuevas facies fueron nombradas en especial las bioturbadas. En general, la primera letra en mayúscula corresponde a la litología (tipo de roca), la segunda en minúscula se refiere a la estructura interna característica y la tercera, también en minúscula, corresponde al tamaño de grano para las arenitas y conglomerados y en algunos casos a alguna característica para resaltar (Tabla 5.1).

Tabla 5.1. Nomenclatura establecida para la definición de facies.

Tipo de Roca		Estructura característica		Tamaño de grano - otra	
C	Conglomerado	h	laminación horizontal/plana	b	bloques
SC	Arenita conglomerática	w	laminación ondulada (wavy, incluye flaser y lenticular)	c	guijarros (coubles)
S	Arenita	r	rizaduras (ripples)	p	guijos (pebbles)
F	Lutitas	l	laminación inclinada	g	gránulos
I	Interlaminaciones Arenita-Lodolita	p	laminación cruzada planar	c	arena gruesa y muy gruesa
B	Bioclásticas	t	laminación cruzada en artesa	m	arena media
		e	laminación cruzada sigmoidal	f	arena fina y muy fina
		m	maciza	i	intraclastos
		b	bioturbadas	v	frag. Vegetales
		c	laminación convoluta		
		i	imbricación		

5.2.3. UNIDAD ECHINOCYAMUS

Los análisis de los núcleos fueron efectuados por Schlumberger (2008) en siete pozos (EA 9412, EA 9082, EA 9639, EA 1508, EA 9407, EA 1507 y EA 9296) abarcando aproximadamente 630 pies, y fue complementada con las descripciones de los núcleos EA9109, EA9409, EA9408, EA 9404, EA9007 y EA9406 realizadas por José Daudt (2006). En la figura 5.1 se muestra la ubicación de los núcleos estudiados de esta unidad.

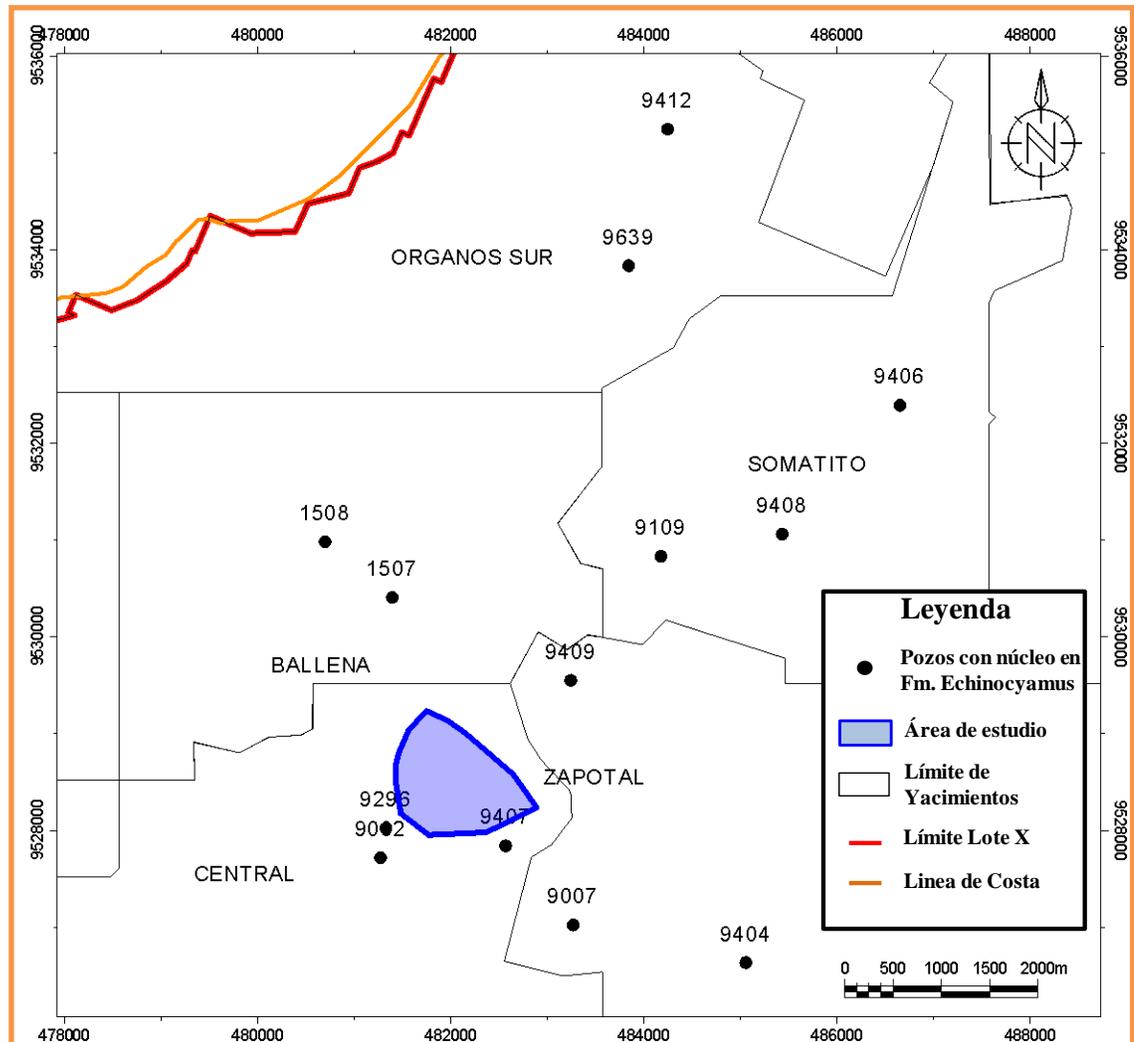


Figura 5.1. Ubicación de pozos con núcleos convencionales estudiados en la Formación Echinocyamus.

5.2.3.1. CARACTERIZACIÓN DE FACIES

De los trabajos realizados por Schlumberger (2008) y J. Daudt, se han identificado 14 litofacies (Tabla 5.2).

Tabla 5.2. Facies identificadas en la descripción de núcleos.

N°	Facies	Descripción
1	Cm	Conglomerado matriz soportado - clasto soportado macizo
2	CB	Conglomerado de bioclastos
3	SCi	Arenita conglomerática con estratificación cruzada con intraclastos
4	SCm	Arenita conglomerática maciza
5	Sh	Arenita con estratificación plano paralela
6	Sl	Litoarenita con laminación inclinada de bajo ángulo
7	St	Litoarenita con estratificación cruzada en artesa
8	Sw	Sublitoarenita con laminación ondulada (wavy)
9	Sr	Sublitoarenita con laminación por rizaduras (ripples)
10	Sm	Sublitoarenita maciza
11	Sb	Litoarenita bioturbada
12	Iw	Interlaminaciones onduladas de arenitas y lodolitas
13	Fw	Lodolita con laminación ondulada
14	Fm / Fms	Lodolita macizas / Lodolita con fracción siltica

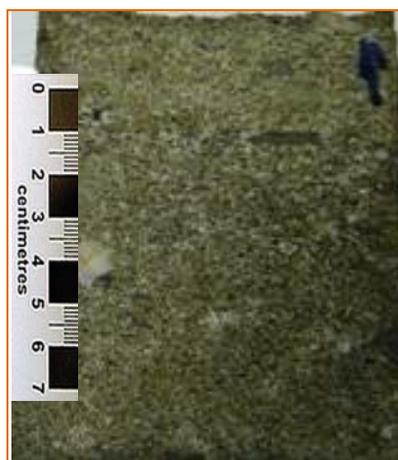
(a) Facies conglomerado matriz soportado macizo (Cm)

Figura 5.2. Facies Cm, Conglomerado matriz soportado macizo, polimíctico.

Corresponde a un conglomerado macizo polimíctico arenosoportado (Figura 5.2), de color gris medio, con clastos del tamaño de guijarros (4 mm - 60 mm), redondeados a subredondeados, pobre selección. Es posible encontrar gradaciones normales debido a la disminución de la fracción gruesa. La composición de los clastos incluye cuarzo, líticos, chert y ocasionalmente clastos subangulares de arenitas.

(b) Facies conglomerado clasto soportado macizo (Cm)



Figura 5.3. Facies Cm, Conglomerado clasto soportado macizo, polimíctico.

Conglomerados clasto soportado macizo (Figura 5.3), presentando algunas veces laminación horizontal incipiente, se presenta en capas de hasta 2 m de espesor. Los clastos son compuestos por fragmentos de cuarzo, rocas volcánicas y lutitas, con tamaños individuales de hasta 10 cm a 15 cm.

Los conglomerados macizos son interpretados como el resultado de corrientes de alta energía, transporte por carga de fondo o flujos de detritos pseudo-plásticos, depositados a partir de flujos laminares viscosos o turbulentos (Miall, 1988). La presencia constante de clastos de lutitas es indicativa de carácter erosivo en la base del flujo (Collinson, 1996).

(c) Facies conglomerado de bioclastos (CB)



Figura 5.4. Facies CB, Conglomerado de bioclastos compuesta por fragmentos de conchas.

Conglomerado de bioclastos (Figura 5.4) compuesta por fragmentos de conchas de bivalvos y gasterópodos (milimétricos y centimétricos), dispuestos sin ninguna orientación preferencial. Los fósiles están rellenos de esparita. La matriz es de arenitas de grano medio con cemento calcáreo. Se presentan capas de entre 2 y 10 cm con contactos basales irregulares y superiores gradacionales por

disminución en la proporción de bioclastos.

(d) Facies arenisca conglomerática con estratificación cruzada (SCi)



Figura 5.5. Facies SCi, Arenitas Conglomeráticas de grano medio a grueso.

Arenitas conglomeráticas de grano grueso con estratificación cruzada (Figura 5.5) originada por la orientación preferencial (imbricación) de intraclastos lodosos, subredondeados a subangulares, de color gris oscuro. El tamaño de la fracción conglomerática es de guijarros (6 - 24 mm) y su selección moderada. Con frecuencia contiene fragmentos vegetales. Se presenta en segmentos que van desde pocos centímetros, hasta 30 cm de espesor y sus contactos inferiores son irregulares mientras que los superiores pueden ser transicionales, debido a la

disminución paulatina de la fracción gruesa.

(e) Facies arenitas conglomeráticas macizas (SCm)



Figura 5.6. Facies SCm, Arenitas Conglomeráticas macizas de grano medio a grueso.

Arenitas conglomeráticas, macizas, sin estructura interna aparente (Figura 5.6). En la fracción gruesa los clastos son redondeados a subangulares, y alcanzan tamaños predominantes de gránulos (2 mm - 4 mm) y en menor proporción, guijarros (4 mm - 24 mm), compuestos por cuarzo, chert y líticos negros. El tamaño de grano es medio, la selección es moderada a pobre y su color es gris

medio. Algunos segmentos tienen fracturas rellenas de calcita. Es común la ocurrencia de intraclastos de lodolitas elongados y oxidados. Se pueden encontrar restos vegetales carbonizados y/o fragmentos de bioclastos de diferentes tamaños. Son esporádicas las láminas discontinuas de material carbonoso.

(f) Facies arenitas con laminación plano paralela (Sh)



Figura 5.7. Facies Sh. Arenitas con laminación plano-paralela, granulometría media a gruesa con niveles de intraclastos de lutitas.

Arenita muy fina a gruesa, con estratificación plano-paralela (Figura 5.7), dispuesto en sets con espesores de 10 cm a 20 cm, que algunas veces presenta gradación grano decreciente. Es común la presencia de niveles intraclastos de pelitas de pocos centímetros de espesor. Estos niveles pueden contener ocasionalmente diminutos fragmentos de carbón. Frecuentemente, estas facies están en una asociación vertical con litoarenitas con estratificación cruzada en artesa.

Arenitas con estratificación o laminación horizontal son interpretadas por Miall (1985; 1988) como resultado de deposición de flujo alto, en una combinación de procesos tractivos (rodamiento y deslizamiento) y de decantación a partir de corrientes con mucha carga suspendida por turbulencia.

(g) Facies arenita lítica con laminación inclinada de bajo ángulo (Sl)

Arenita lítica de grano fino a medio con laminación inclinada (Figura 5.8) continua y discontinua de bajo ángulo, con matriz arcillosa en bajas proporciones y color gris claro



Figura 5.8. Facies S1, Arenita lítica con laminación inclinada de bajo ángulo.

y crema. Presenta alternancia de láminas de arenita con láminas de lodolitas ricas en materia orgánica, laminillas de carbón y/o micas. Localmente presenta bajos grados de bioturbación. Ocasionalmente tienen gránulos aislados subredondeados de cuarzo y líticos. Pueden encontrarse algunos segmentos con cemento calcáreo, y presentar microfallas que muestran desplazamiento de las láminas.

(h) Facies arenita lítica con estratificación cruzada en artesa (St)



Figura 5.9. Facies St, Arenita lítica con estratificación cruzada en artesa de granulometría media. La estratificación en este caso está marcada por pequeños fragmentos de intraclastos de lutitas.

Litoarenita de grano fino a muy grueso (Figura 5.9), de color gris claro a gris verdoso, con estratificación cruzada en artesa, dispuesto en *sets* que varían de 10 cm a 25 cm. Ocasionalmente pueden contener guijarros de cuarzo, fragmentos de rocas de roca, fragmentos de plantas y carbón, dispuestos en planos de estratificación o formando *lags* en la base de los *sets*. Estas litofacies representan depósitos que se forman en condiciones de régimen de bajo flujo (Collinson, 1996; Leeder, 1999). Ocasionalmente es posible encontrar bioturbación y

algunos niveles centimétricos cementados por carbonato de calcio.

(i) Facies arenitas sublítica con laminación ondulada (Sw)



Figura 5.10. Facies Sw, Arenita de grano fino con laminación ondulada.

Arenitas de grano fino con laminación ondulada (Figura 5.10). Se presenta en fase y fuera de fase. Láminas gruesas y finas de arenitas alternando con láminas muy finas de lodolitas carbonosas. El espesor de los *sets* varía de 10 cm a 20 cm, y los contactos son ondulados netos a la base y al tope. Está asociado a la base con facies finas y al tope con arenitas laminadas o bioturbadas.

(j) Facies arenitas sublítica con laminación por rizadura (Sr)

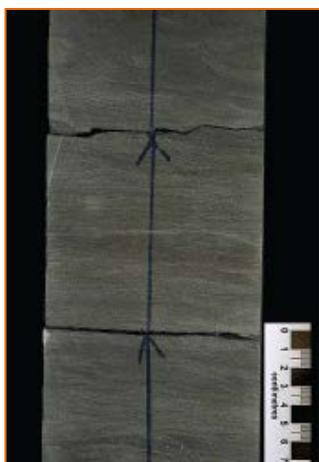


Figura 5.11. Facies Sr, Arenita sublítica con laminación por rizadura de granulometría fina a muy fina.

Arenitas de grano fino, a muy fino (Figura 5.11) dispuestos en capas de espesor de 25 cm a 1 m, compuestas internamente por laminaciones por rizadura (ripples). Contiene ocasionalmente fragmentos de carbón e intraclastos de pelitas en pequeñas proporciones, así como laminación convoluta.

Estas facies son interpretadas como resultado de la migración y cabalgamiento de los ripples, generados por procesos tractivos y de decantación, en un régimen de bajo flujo. Las laminaciones convolutas son generadas por la deformación dúctil de los estratos por fluidización, en situaciones donde los sedimentos depositados no están completamente consolidados.

(k) Facies arenita sublítica maciza (Sm)



Figura 5.12. Facies Sm, Arenitas macizas de granulometría media a gruesa, raros intraclastos de lutitas.

Arenitas sublíticas de grano fino a grueso (Figura 5.12), moderadamente seleccionada, presentando a veces intraclastos de pelitas de hasta 10 cm de diámetro y ocasionalmente gránulos y guijarros de cuarzo y fragmentos de plantas superiores. Presenta ocasionalmente material de composición bioclástica (fragmentos de conchas).

Aunque estas litofacies presenten una apariencia maciza, es común la identificación de pequeñas estructuras, algunas veces similares a bioturbaciones incipientes.

Arenitas macizas son interpretadas como resultado de la depositación en masa, asociados a desaceleración rápida de flujos hiperconcentrados (Miall, 1996). Las estructuras de escape de fluido serian formadas durante los estadios finales de depositación (Lowe, 1982) y la presencia de intraclastos de pelitas indicaría el comportamiento turbulento erosivo de la porción basal del flujo.

(l) Facies arenita lítica bioturbada (Sb)

Arenitas de grano fino a medio, bioturbadas (Figura 5.13), dispuestos en paquetes de hasta 4 m de espesor. Son comunes los fragmentos bioclásticos, algunas veces abarcando intervalos de hasta 10 cm de espesor. El grado de bioturbación es caracterizado por la alternancia de niveles altamente bioturbados con niveles menos

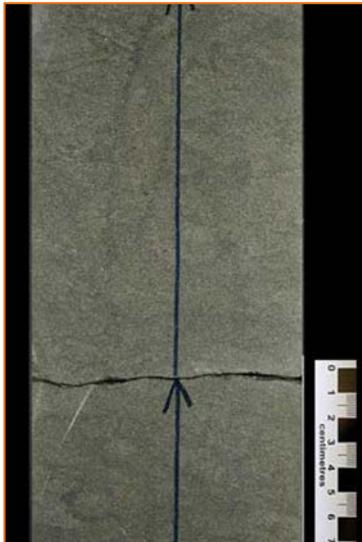


Figura 5.13. Facies Sb, Areniscas bioturbadas de granulometría media a fina. Se muestra icnofacies *Ophiomorpha* y *Arenicolites*, interpretada como facies *Skolithos*.

bioturbados, variando entre las icnofacies *Cruziana* y *Skolithos*, con baja diversidad. Entre las trazas fósiles verticales más comunes se encuentran las *Ophiomorpha*, *Skolithos* e *Arenicolite*, y entre los horizontales están las *Asterossoma*, *Planolites* y *Paleophycos*.

Las arenitas bioturbadas son interpretadas como resultado de la acción biogénica sobre sedimentos previamente depositados. Las icnofacies *Cruziana* y *Skolithos* son indicativos de condiciones marinas y están referidas al nivel de energía del ambiente depositacional. Las zonas

relativamente más distales normalmente muestran un mayor grado de perturbación del substrato por la bioturbación predominantemente horizontal, destruyendo completamente las estructuras sedimentarias (en caso de existencia de estas), es el caso de las icnofacies *Cruziana* (menor energía). Cuando algún vestigio de estructura es preservada y existe un predominio de bioturbación vertical sobre la horizontal, se interpreta un ambiente de mayor energía depositacional, decreciendo la intensidad de bioturbación y diversidad, caracterizando las icnofacies *Skolithos*.

(m) Facies interlaminaciones onduladas de arenitas y lodolitas (Iw)

Interlaminaciones onduladas de arenitas de grano muy fino y lodolitas grises a grises oscuras con micas y abundantes restos vegetales. Los contactos son ondulados netos. Corresponde a una facies subordinada presente únicamente en el pozo EA 9407.

(n) Facies lodolita con laminación ondulada (Fw)



Figura 5.14. Facies Fw, Pelitas con laminación ondulada.

Lodolitas grises a grises oscuras, con laminación ondulada (Figura 5.14), originada por la orientación preferencial de abundantes fragmentos vegetales carbonosos y de micas. Ocasionalmente contiene fragmentos de conchas. Es posible encontrar lentes de limolitas. Se encuentran en espesores que varían entre 30 cm a 90 cm y los contactos son ondulados abruptos. Es común que esta facies se presente muy fracturada. Muy localmente, las láminas se presentan

horizontales, asociadas a facies de arenitas laminadas o bioturbadas (Facies Sl o Sb).

(o) Facies lodolita maciza / lodolitas con fracción síltica (Fm/Fms)

Pelita maciza, gris parduzca, con raros fragmentos de plantas. Ocasionalmente, estas facies presentan una laminación aparente, algunas veces onduladas truncada, especialmente la fracción síltica (Facies Fms). Presenta esporádicamente estructuras convolutas y estructuras de carga.

Las lodolitas macizas son interpretadas como de origen de decantación gravitacional de partículas en suspensión, en un contexto de baja energía. Las estructuras de deformación indican situaciones de substrato no consolidado totalmente.

5.2.3.2. ASOCIACION DE FACIES Y SUBAMBIENTES DE DEPOSITACION

En la tabla 5.3 se muestra la asociación de facies para cada subambiente de la unidad Echinocyamus, donde se identificaron cuatro asociaciones de facies dentro de un dominio depositacional.

Tabla 5.3. Asociación de facies para cada subambiente y/o dominio depositacional de la unidad Echinocyamus.

Sistema Deposicional	Sub-ambiente		Facies Asociadas
Deltáico	Delta plain	Upper	Cm; SCm; SCI; Sb; Sm; Sl; St
		Lower	Sb; Smf; Smm; Sl; Fw; SCm
	Delta front		Sb; Sr; Sl; Sm; Sw; Fw
	Pro-delta		Fw; Fms; Sb; Ssb; Fm

Asociación Planicie deltaica superior

Esta asociación está caracterizada por el predominio de secuencias granodecrecientes con espesores máximos de 10 pies, que inician a la base con facies de areniscas conglomeráticas macizas o laminadas (**Facies SCm – SCI**), intraclastos en los contactos inferiores, seguidos por facies de arenitas macizas (**Facies Sm**), laminadas (**Facies Sl**) y bioturbadas (**Facies Sb**), que varían sus espesores entre 1 y 3 pies. Otro tipo de asociación con espesores hasta de 12 pies, incluyen intercalaciones de facies de areniscas laminadas con materia orgánica carbonosa (**Facies Sl**) y areniscas bioturbadas por texturas moteadas (**Facies Sb**) con algunos niveles de arenisca conglomerática macizas (**Facies SCm**).

El predominio de las secuencias granodecrecientes con poca presencia de bioturbación y fragmentos de conchas, pero con abundantes fragmentos vegetales representa ambientes con menor influencia marina deltaica en subambientes de planicie deltaica superior

(*Upper Delta Plain*) (Figura 5.15). Las fracciones gruesas corresponden a canales distributarios que son las zonas de mayor energía dentro de este subambiente, mientras las facies de arenitas laminadas y macizas pueden situarse en barras o zonas interdistributarias. La presencia local de arenitas con texturas moteadas y de fragmentos de conchas confirma la influencia marina.

Asociación Planicie deltaica inferior

Se presentan espesores que varían entre 3 y 15 pies con dominio de las facies de arenitas bioturbadas por texturas moteadas (**Facies Sb**) en los que se observan relictos de láminas de materia orgánica, pequeños fragmentos de conchas y restos vegetales, intercaladas con facies de areniscas macizas de grano fino a medio (**Facies Smf/ Smm**). Es posible encontrar en forma subordinada delgados niveles de areniscas laminadas con materia orgánica carbonosa (**Facies Sl**), laminillas de carbón y facies finas (**Facies Fw**) o ligeramente conglomeráticas (**Facies SCm**).

Las asociaciones de facies descritas anteriormente sugieren un dominio con una mayor influencia marina que el anterior, evidenciado por mayores grados de bioturbación, texturas moteadas y fragmentos de conchas. De igual forma, la presencia de materia orgánica carbonosa, los abundantes fragmentos vegetales y las laminillas de carbón indican todavía la influencia continental. Estas características son típicas de subambientes de la parte inferior de la planicie deltaica (*Lower Delta Plain*) (Figuras 5.15 y 5.16).

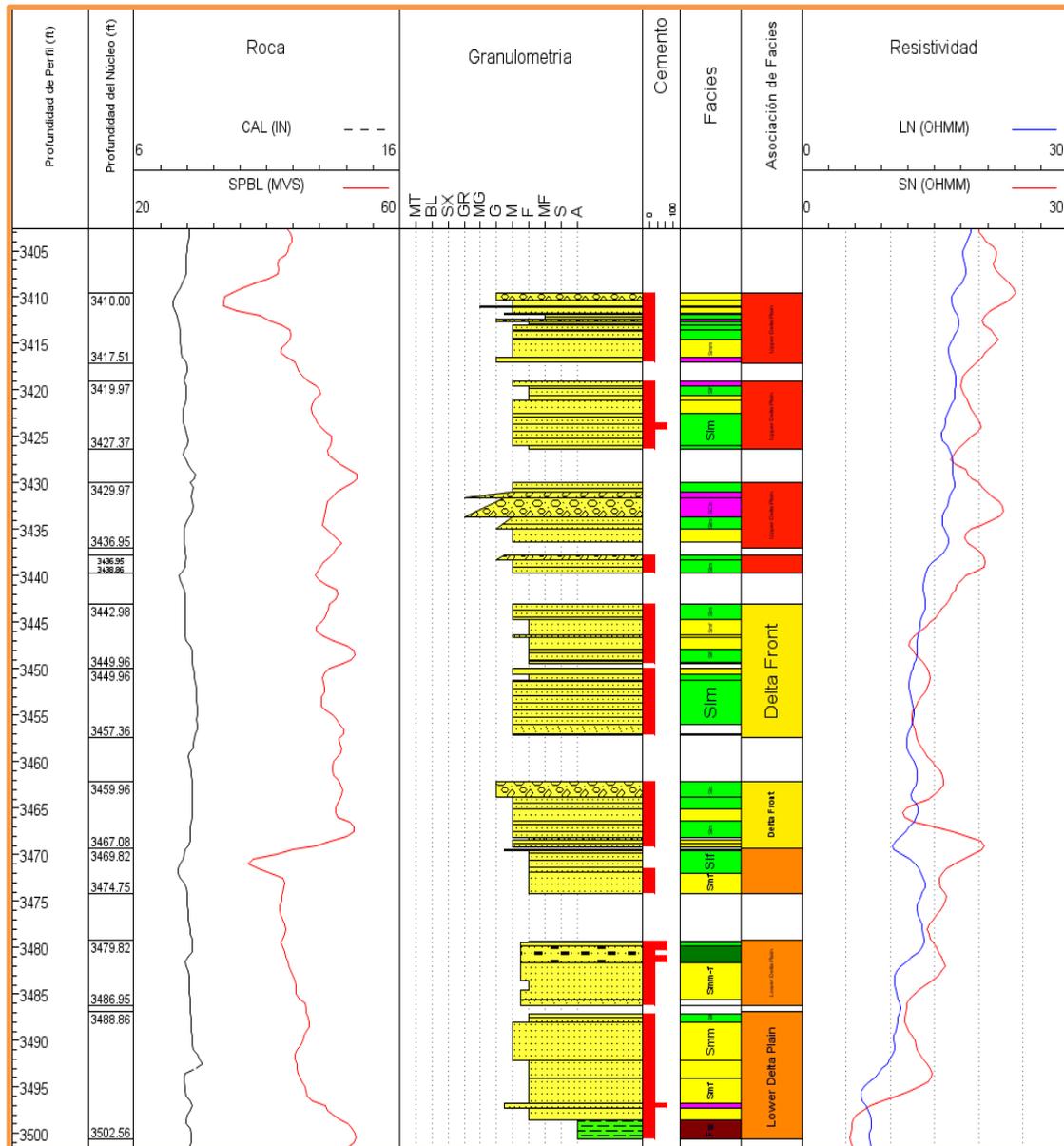


Figura 5.15. Asociación de facies identificadas en pozo con núcleo. Se muestran los subambientes de llanura deltaica superior (rojo), llanura deltaica inferior (naranja) y frente deltaico (amarillo).

Asociación frente deltaico

Esta asociación comprende paquetes con espesores de 12 pies en promedio, caracterizados por el predominio de facies de arenitas con laminación inclinada (**Facies**

Slf/ Slm) por presencia de láminas carbonosas, fragmentos vegetales, de conchas y granulometrías finas a medias, alternando con facies de areniscas macizas (**Facies Sm**) y bioturbadas (**Facies Sb**) de 2 a 4 pies de espesor. Localmente y en menor proporción se observan facies de arenitas con *ripples* (**Facies Sr**), arenitas con laminación ondulada (**Facies Sw**) y facies finas laminadas (**Facies Fw**), las cuales presentan laminillas carbonosas y bioturbación indiferenciada con espesores promedio de 1 a 2 pies.

Las asociaciones de facies con dominio marcado de estructuras sedimentarias físicas representadas por laminación inclinada con vestigios de bioturbación locales o nulos, abundantes fragmentos vegetales y láminas carbonosas, enmarcado en toda la sucesión litológica, representan subambientes del frente deltáico (*delta front*) (figura 5.15 y 5.16). El escaso desarrollo de estructuras sedimentarias biogénicas está asociada al aporte continuo de sedimentos en el frente deltaico, que inhibe la colonización del sustrato por organismos.

Asociación prodelta

La última asociación de facies está constituida por sucesiones de lutitas bioturbadas con espesores de hasta 21 pies, caracterizada por remanentes de laminación ondulada, estructuras biogénicas *fodinicias* (*Planolites sp*), ocasionalmente *domicnias* (*Paleophycus*), con altos contenidos de materia orgánica y fragmentos milimétricos de conchas. Ocasionalmente y en menor proporción se encuentran finas facies laminadas con altos contenidos de material carbonoso (**Facies Fw**), o bioturbadas (**Facies Sb**) en paquetes hasta de 3 pies de espesor.

El claro dominio de facies finas en toda la sucesión, la abundancia de texturas moteadas por bioturbación, la escasez de estructuras físicas y el alto contenido de materia orgánica sugiere un ambiente de prodelta (figura 5.16) para la acumulación de esta asociación.

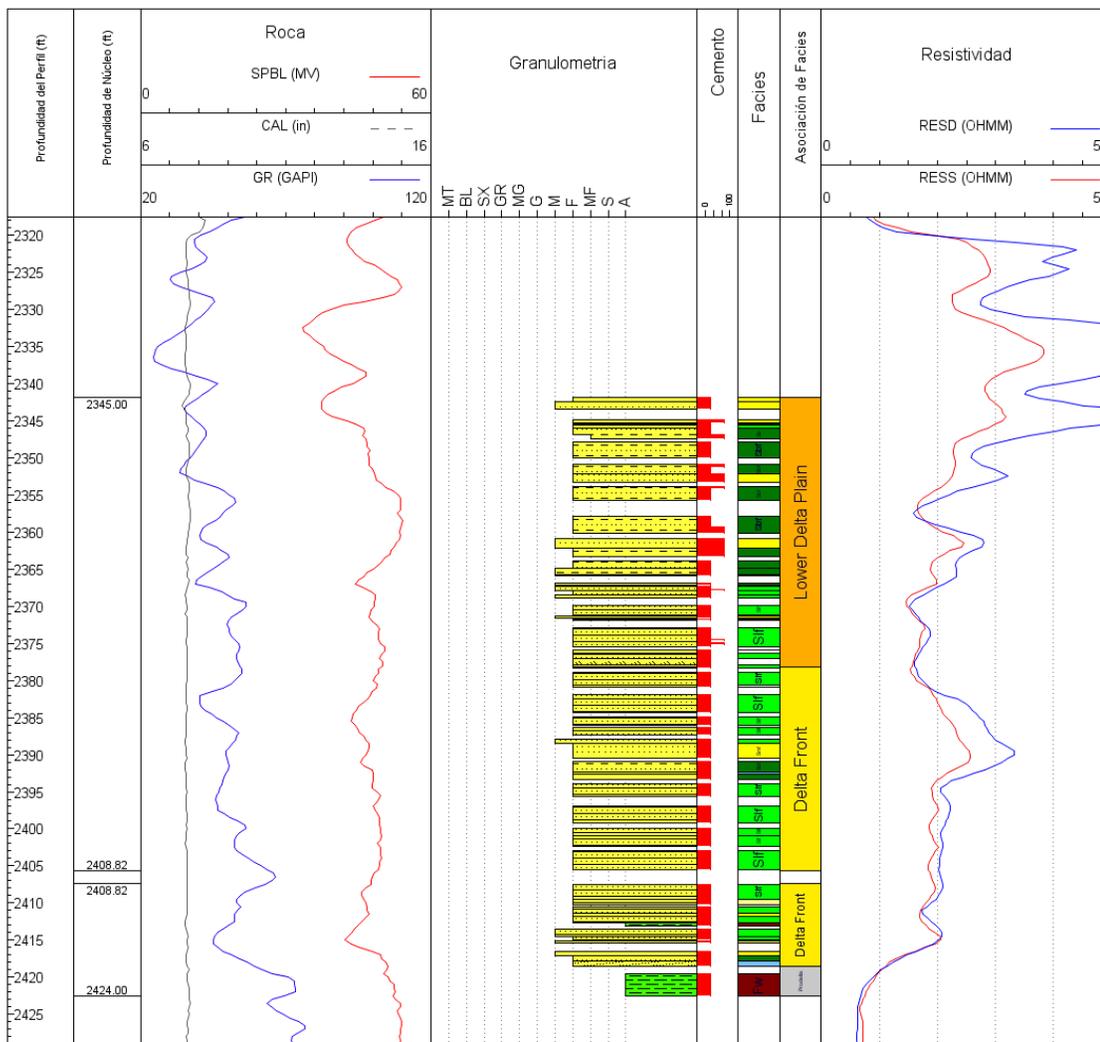


Figura 5.16. Asociación de facies identificadas en pozo con núcleo. Se muestran los subambientes de llanura deltaica inferior (naranja), frente deltaico (amarillo) y prodelta (gris).

5.2.3.3. SISTEMA DEPOSITACIONAL

De acuerdo con el análisis de núcleos convencionales y patrones de perfiles, esta unidad se caracteriza por presentar sucesiones progradacionales, que muestra el apilamiento de subambientes más distales de prodelta infrayacentes a subambientes más proximales de frente deltaico o planicie deltaico. Cada una de las sucesiones identificadas representa unidades genéticamente relacionadas, siendo éstas interpretadas como pertenecientes a un **sistema depositacional deltaico**. La figura 5.17 muestra una representación esquemática del sistema deltaico para la unidad Echinocyamus, donde se muestran los principales subambientes identificados.

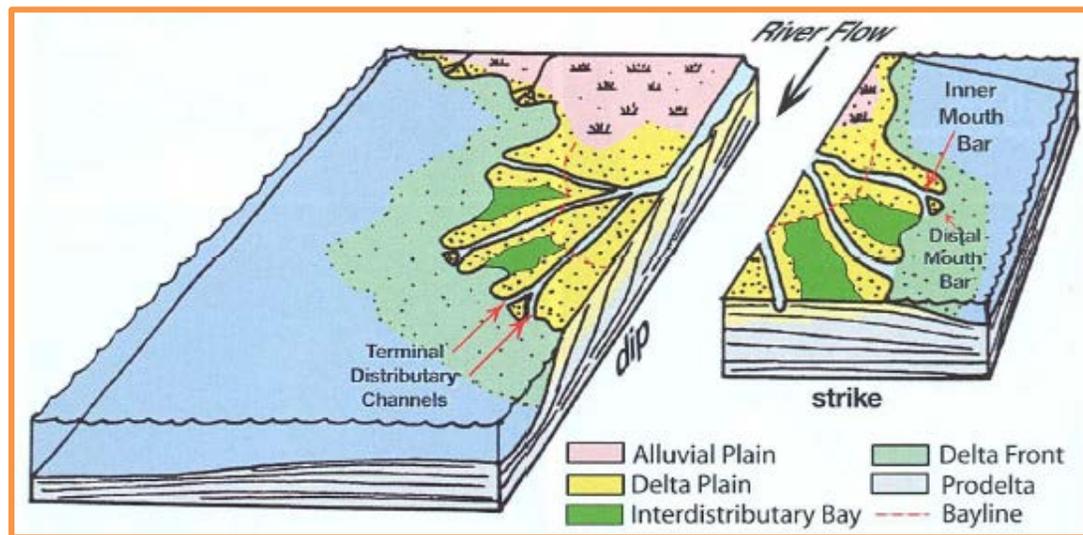


Figura 5.17. Representación esquemática que muestra el dominio deltaico para la unidad Echinocyamus (Bhattacharya, J.P., 2010).

Según el modelo sedimentológico-estratigráfico en el Lote X, la unidad Echinocyamus presenta un carácter progradante con una dirección general de aporte sedimentario de SE a NW. En la figura 5.18 se muestra un mapa de espesor de arena neta realizado con

información de 1470 pozos en lote. Nótese la aparición de zonas canalizadas que podrían representar canales distributarios (flechas celestes), lo que indicaría de alguna manera la dirección de aporte antes mencionada.

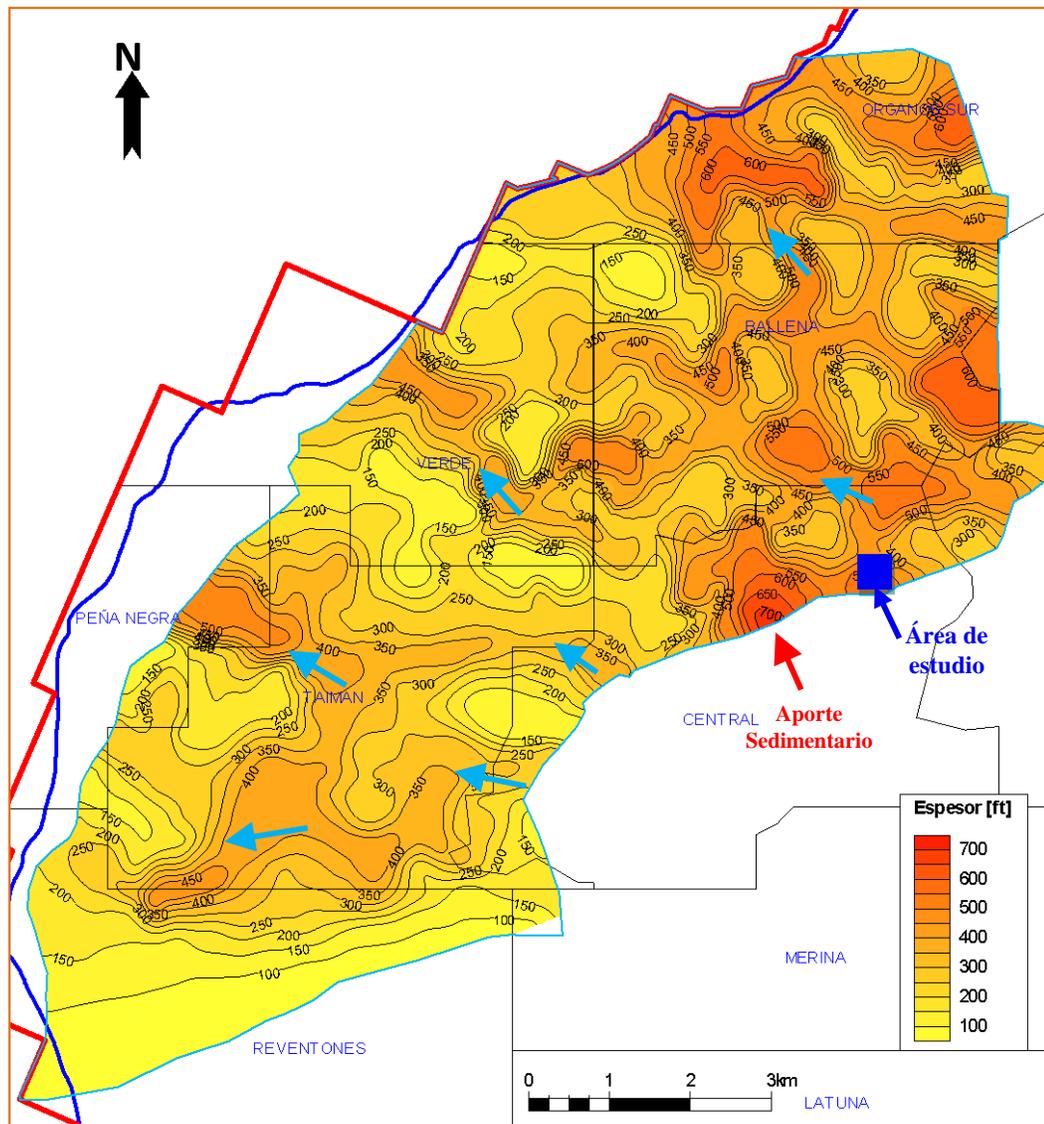


Figura 5.18. Mapa de espesor de arena neta de la unidad Echinocyamus para el Lote X, que muestra la dirección de aporte sedimentario (flecha roja) y zonas canalizadas (flechas celestes) para el sistema deltaico. Las áreas grises representan la ausencia de esta unidad. El área de estudio está representada por el cuadrado amarillo (editado de Torres et al., 2012).

5.2.3.4. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL

En la figura 5.19 se observa un modelo estratigráfico esquemático para la unidad Echinocyamus, generado a partir de las descripciones de facies, sus asociaciones y el patrón observado en los perfiles eléctricos, la misma figura también muestra una comparación entre el modelo estratigráfico para esta unidad y la litoestratigrafía tradicional, teniendo como base un perfil eléctrico de un pozo con núcleo convencional.

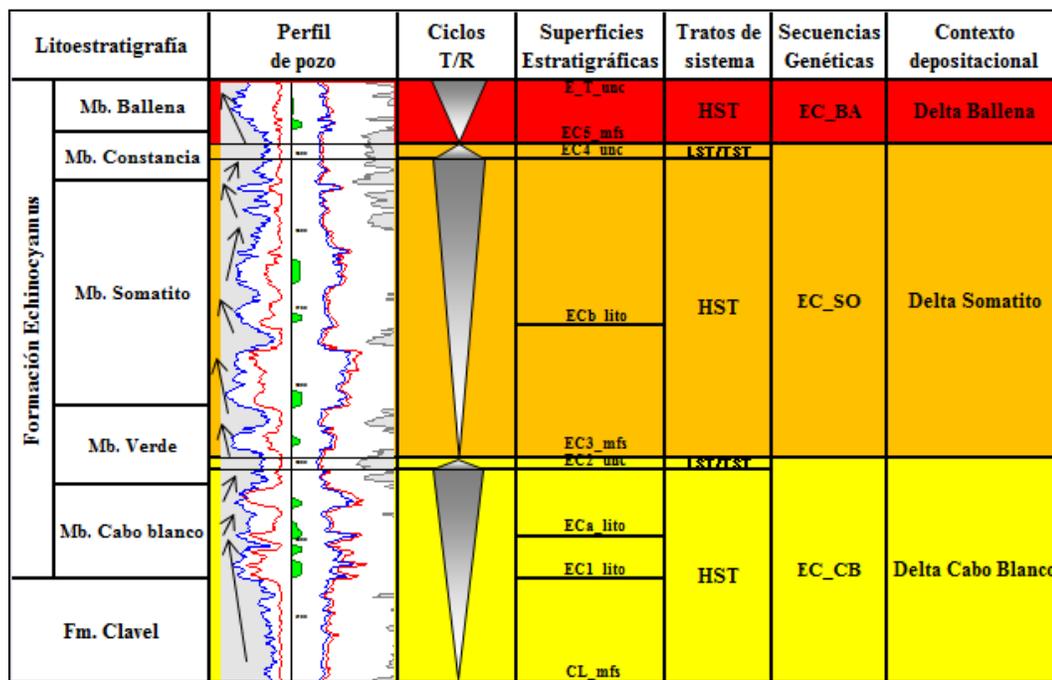


Figura 5.19. Superficies de correlación y unidades genéticas identificadas para la Fm. Echinocyamus.

La unidad Echinocyamus en el contexto de la estratigrafía secuencial pertenece a un periodo de sistema de nivel alto o *Highstand System Tract* (HST), limitado a la base por una superficie de máxima inundación que da inicio a la construcción del sistema deltaico, y al tope por la discordancia Pre-Talara que marca el final del Eoceno Inferior (48.5 ma., Pozo, 2002). Esta unidad a su vez está dividida internamente en tres

secuencias genéticamente relacionadas órdenes mayores, denominadas Delta Cabo Blanco, Delta Somatito y Delta Ballena, cada uno limitado a la base y tope por la ocurrencia de finos depósitos de sedimentos de periodos transgresivos que representan subidas del nivel del mar de un orden mayor. Las tres secuencias se caracterizan por ser principalmente progradacionales, como consecuencia del espacio de acomodación y el avance de subambientes proximales del sistema deltaico sobre subambientes distales.

A continuación describiremos la configuración interna de las secuencias identificadas empezando por la más antigua y terminando con la más joven.

Secuencia Cabo Blanco (EC_CB)

El límite inferior de esta secuencia está definido por la superficie CL_mfs, la cual representa una superficie de máxima inundación, que da inicio al desarrollo de los depósitos deltaico en un periodo de sistema de nivel alto (HST). El límite superior de esta secuencia es la superficie discordante EC2_unc que se identifica al tope de la somerización más expresiva y a la base del nivel arcilloso dando inicio a la segunda secuencia. Esta secuencia es de carácter progradante y muestra una continuidad de sedimentación que inicia en una asociación de prodelta, gradando a un frente deltaico y eventualmente a una planicie deltaica.

De manera práctica y con el fin de delimitar zonas de interés se definieron dos superficies de carácter litológico adicionales a esta secuencia llamadas EC1_lito y

EC_a_lito, que representan la base de las arenas reservorio y la base de los depósitos de llanura deltaica representados por patrones grano decrecientes respectivamente.

Secuencia Somatito (EC_SO)

Su límite inferior es definido por un nivel arcilloso que ha sido identificado como de subambiente prodelta y definido como superficie de máxima inundación llamado EC3_mfs, que dará inicio a la construcción de los depósitos deltaicos de esta segunda secuencia. Sobre este nivel se desarrollan alternancias deltaicas estrato crecientes en dirección al tope hasta llegar al límite superior definido por la superficie de discordancia subaérea EC4_unc localizada al tope de la somerización más expresiva y a la base del nivel arcilloso que dará inicio a la tercera y última secuencia.

Al igual que la secuencia anterior, internamente se añadió una superficie de carácter litológico denominada ECB_lito que delimita los depósitos de llanura deltaico más expresivos representados por patrones grano decrecientes.

Secuencia Ballena (EC_BA)

El límite inferior es definido por la superficie de máxima inundación EC5_mfs, que dará inicio a la construcción del sistema deltaico de la última secuencia. Sobre esta superficie se desarrollan intercalaciones de lutitas, limolitas y eventualmente areniscas con patrón grano estrato creciente, definidas como alternancias de sucesiones deltaicas de subambientes proximales como planicie y frente deltaico. El límite superior es identificado por la presencia de la discordancia del tope de la Formación Echinocyamus

y secuencialmente es definida como discordancia de tercer y cuarto orden, siendo límite superior del sistema deltaico y nombrado como la superficie E_T_unc.

5.2.4. UNIDAD HELICO

Con el objetivo de caracterizar la Unidad Hélico se tomó como referencia el trabajo realizado por schlumberger en el año 2008 sobre el estudio de los núcleos convencionales de 3 pozos (EA9411, EA9019, y EA9082) abarcando aproximadamente 152 pies y los afloramientos de la quebrada Taiman ubicada dentro del lote X (aproximadamente 200 pies analizados) (figura 5.20).

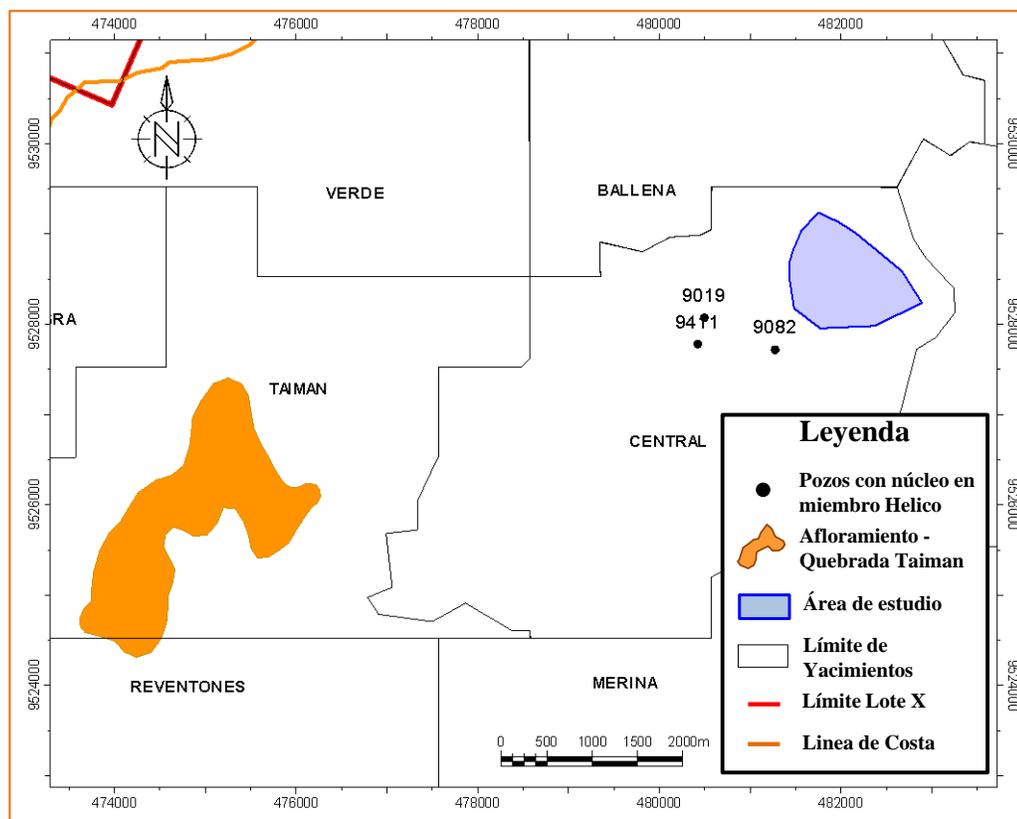


Figura 5.20. Ubicación de pozos con núcleos convencionales estudiados en la Unidad Hélico.

5.2.4.1. CARACTERIZACIÓN DE FACIES

Se reconocieron en total 13 facies principales (Tabla 5.4) para los núcleos convencionales EA 9019, EA 9411 y EA 9082 y los afloramientos descritos sobre la Quebrada Taiman.

Tabla 5.4. Códigos y nombres de facies de los pozos y afloramientos estudiados del Miembro Hélico.

N°	Facies	Descripción
1	Cm	Conglomerado matriz soportado – clasto soportado macizo
2	SCm	Arenita conglomerática maciza
3	Sm	Litoarenita maciza
4	Sl	Litoarenita con laminación inclinada de ángulo bajo
5	St	Litoarenita con estratificación cruzada en artesa
6	Sh	Litoarenita con laminación horizontal
7	Sr	Litoarenita con laminación por rizaduras (ripples)
8	Sw	Litoarenita con laminación ondulada (wavy)
9	Sb	Sublitoarenita bioturbada
10	Se	Sublitoarenita con estratificación cruzada sigmoidal
11	Ld	Caliza dolomitizada
12	lw	Interlaminaciones onduladas de arenitas y lodolitas
13	Fh	Lodolitas con laminación horizontal

(a) Facies Conglomerado macizo (Cm)

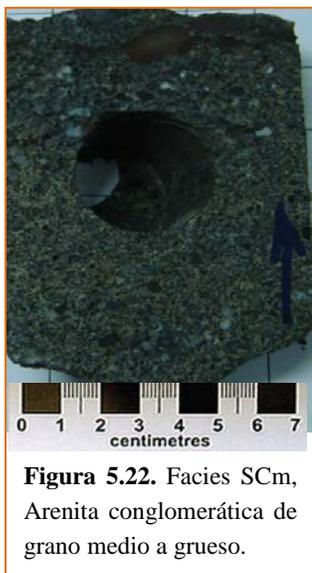
Conglomerado arenosoportado a clastosoportado macizo (figura 5.21), polimíctico, de color gris a pardo claro, con clastos del tamaño de guijos. Están compuestos por líticos negros y rojos, cuarzo y en menor proporción bioclastos y fragmentos de rocas volcánicas; algunos de los clastos presentan bordes oxidados. La selección es moderada a pobre, con clastos subredondeados a subangulares y la matriz es de litoarenita de grano medio. Aparece en segmentos de pocas pulgadas a 2 pies de espesor y sus contactos inferiores son erosivos, mientras que los superiores pueden formar secuencias granodecrecientes, por disminución en el tamaño y proporción de los clastos hacia



arenitas conglomeráticas. Ocasionalmente desarrolla niveles de bandas oxidadas de color marrón rojizo (siderita?).

En afloramiento esta facies se presenta en capas hasta de 40 cm, conformando las bases de secuencias granodecrecientes. Los contactos a la base son irregulares, mientras que los contactos superiores pueden ser transicionales, las geometrías de los cuerpos son canaliformes con espesores máximos de 40 cm que se acuñan en distancias de 10 m.

(b) Facies Litoarenita conglomerática maciza (SCm)



Litoarenita conglomerática, maciza, de grano medio a grueso (figura 5.22), con clastos del tamaño de gránulos compuestos principalmente de líticos, cuarzo y esporádicamente clastos de arenitas oxidadas. Presenta granos subangulares a subredondeados, de moderada selección. Generalmente se encuentran asociadas a facies de conglomerados macizos (Cm), como parte de secuencias granodecrecientes. Forman cuerpos de aproximadamente 2 pies de espesor. Los contactos

pueden ser irregulares en la base o transicionales cuando están asociados a los conglomerados. En algunos segmentos es común la ocurrencia de abundantes intraclastos arcillosos imbricados.

(c) Litoarenita maciza (Sm)



Figura 5.23. Facies Sm, Litoarenitas de grano medio a grueso macizas.

Litoarenitas macizas, de grano medio y grueso (figura 5.23), subangulares a subredondeados. La selección es moderada a pobre, con bajos contenidos de matriz arcillosa. El color es gris medio a claro y amarillo crema. Ocasionalmente puede presentar gránulos aislados de cuarzo y líticos, e intraclastos de lodolita y siderita; muy localmente tiene láminas carbonosas algunas oxidadas. Aparecen en capas de pocos centímetros hasta 2,5 pies, intercaladas con facies finas o heterolíticas.

En afloramiento las capas pueden presentar espesores hasta de 5 metros, aunque predominan las capas decimétricas (promedio 80 cm), separadas normalmente por interlaminares arena – lodo. Pueden contener concreciones de arenitas con cemento calcáreo. Los contactos son ondulados o planos netos, y la geometría de los cuerpos es subtabular. En algunos segmentos se presentan con abundantes fragmentos vegetales carbonosos.

(d) Litoarenita con laminación inclinada de bajo ángulo (Sl)

Litoarenitas con laminación inclinada (figura 5.24), de grano medio y grueso, subredondeados, con moderada a pobre selección, de color gris a pardusco. Presenta intercalaciones de láminas gruesas de arenitas alternando con láminas finas y muy finas de lodolitas ricas en materia orgánica carbonosa y fragmentos vegetales.



Figura 5.24. Facies S1, Litoarenita con laminación inclinada de bajo ángulo de grano medio a grueso.

Cuando se encuentra asociada a las facies SC y Sm se presenta en capas centimétricas, pero alcanza espesores hasta de 2 pies en secuencias grano- crecientes asociadas a las facies Sr y Sw. Localmente puede presentar bioturbación o presencia de algunas estructuras de alimentación del tipo *Planolites sp.* Ocasionalmente se encuentran intraclastos marrones a rojizos imbricados.

En afloramiento esta facies se presenta con ángulos de mayor inclinación, y fue denominada como estratificación cruzada planar (**Facies Sp**). También se identificaron estructuras biogénicas verticales de vivienda correspondientes a *Ophiomorpha sp.* La geometría de los cuerpos es subtabular y en menor proporción canaliforme.

(e) Litoarenita con estratificación cruzada en artesa (St)

Arenitas de grano medio con estratificación cruzada en artesa (figura 5.25). Presenta alternancia de láminas gruesas de arenitas con láminas finas y muy finas de lodolitas grises con materia orgánica carbonosa de hasta 20 cm. Son abundantes los niveles de intraclastos arcillosos. La selección es moderada, los granos subangulares a subredondeados. El color de la roca es gris medio, gris verdoso y de alteración amarillo crema. Es común la presencia de nódulos decimétricos de arenita con cemento calcáreo.

La geometría de los cuerpos es subtabular a canaliforme y variando desde 40 cm hasta 80 cm. Los contactos inferiores son irregulares, y los superiores pueden ser

transicionales. Hacia el tope de las capas a veces desarrollan estratificación cruzada planar. Normalmente se encuentra asociado con facies de arenitas bioturbadas (**Facies Sb**).

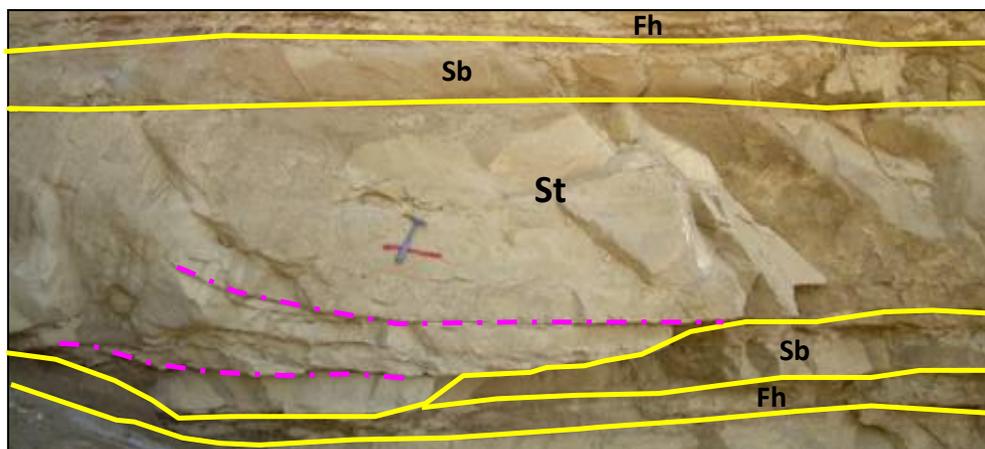


Figura 5.25. Facies St. Litoarenitas con estratificación cruzada en artesa en afloramiento de quebrada Taiman asociada a facies de arenitas bioturbadas (Sb) y lodolitas (Fh).

(f) Litoarenita con laminación horizontal (Sh)



Figura 5.26. Facies Sh. Litoarenitas con laminación horizontal de grano fino a medio.

Litoarenitas con laminación plana horizontal (figura 5.26), de grano fino y medio, subangulares y con moderada selección, de color gris medio a amarillo crema. Presentan interlaminaciones de arenitas con láminas de lodolita rica en materia orgánica. El espesor de las capas de estas facies se encuentra entre 3

pulgadas a 1 pie, donde los contactos son planos netos. Esta facies es subordinada.

En los afloramientos también son facies poco recurrentes. Se presenta en capas hasta de 20 cm, con geometrías tabulares a subtabulares, de contactos planos netos u ondulados netos, separadas por interlaminaciones de arena – lodo.

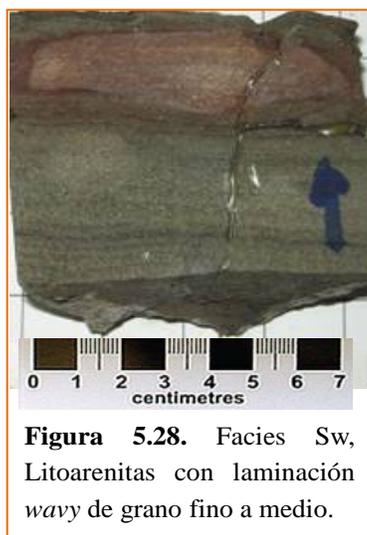
(g) Litoarenita con laminación por rizadura (Sr)



Litoarenitas con ondulitas (*ripples*) (figura 5.27), de grano fino y muy fino, subangulares a subredondeados, bien seleccionadas, de color gris y gris medio, también se pueden presentar tonalidades rojizas. Presenta láminas gruesas y finas de arenitas alternando con láminas muy finas de lodolitas, algunas oxidadas. En ocasiones presentan bajos grados de bioturbación. Cuando la proporción de lodolitas

es alta en las laminaciones las facies se denominaron facies Ir. Estas facies se disponen en capas centimétricas asociadas a facies macizas o con laminación inclinada.

(h) Litoarenita con laminación wavy (Sw)



Litoarenitas con laminación tipo *wavy* (figura 5.28), de grano fino ocasionalmente de grano medio, de moderada a buena selección, de color gris medio a gris verdoso crema, con algunos intraclastos de color gris. Presenta láminas medias y gruesas de arenitas, alternando con láminas finas y muy finas de lodolitas carbonosas y con fragmentos vegetales. Algunas de estas láminas aparecen oxidadas. Pueden encontrarse lentes de siderita hasta de 2

cm. Generalmente está asociada con facies finas. Se presenta con espesores hasta de 10 cm y sus contactos son ondulados netos.

(i) Sublitoarenita bioturbada (Sb)

Arenitas de grano fino a grueso bioturbadas (figura 5.29). En los segmentos donde la granulometría es más fina predominan las texturas moteadas, mientras que donde la granulometría es más gruesa predominan los icnofósiles, principalmente del icnogénero *Ophiomorpha* sp. Es posible encontrar gradaciones normales internas, así como concreciones de arenitas con cemento calcáreo. También es posible encontrar abundantes icnofósiles tales como *Planolites* sp, y *Thalassinoides*, respectivamente, dispuestos paralelos a la estratificación. Las capas varían de espesor entre 20 cm y 1 m, predominando las gruesas y sus contactos son netos abruptos, u ondulados.

Generalmente se encuentran separados por facies finas (Iw, Iwb, Fw) que desarrollan niveles ferruginosos. La geometría de los cuerpos es tabular y la variación de espesor lateralmente es mínima.



Figura 5.29. Facies Sb, Sublitoarenitas bioturbadas en afloramiento de la quebrada Taiman, mostrando icnofósiles del icnogénero *Ophiomorpha* sp. y *Thalassinoides*.

(j) Sublitoarenita con estratificación cruzada sigmoidal (Se)

Arenitas de grano medio con estratificación cruzada sigmoidal (5.30) de grano medio. Presenta selección moderada. La geometría de los cuerpos es lenticular y se amalgama con otros lentes de las mismas características. Son de espesores medios entre 15 y 25 centímetros, que se acuñan en distancias de 60 cm a 1 m. Se encuentra asociada a una caliza dolomitizada (Ld).

(k) Caliza dolomitizada (Ld)

Caliza dolomitizada (figura 5.30) de color amarillo crema a blanco amarillento, de geometría subtabular. El espesor de la capa es variable lateralmente entre 5 y 15 cm, pero es de gran continuidad permitiendo la correlación de los afloramientos. Se le encuentra asociada a las facies de arenitas sigmoidales (Se). No se apreciaron fósiles.

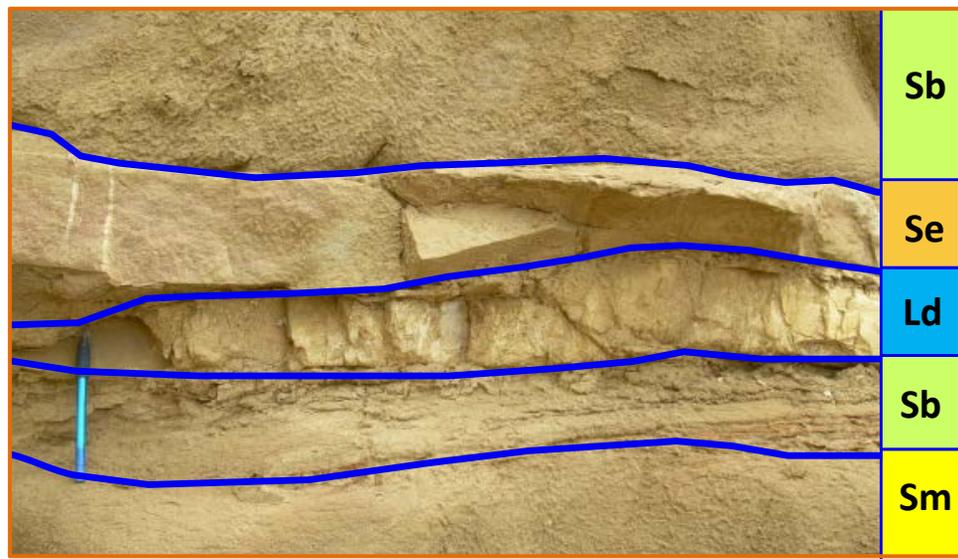


Figura 5.30. Facies Se y Ld, Sublitoarenitas con estratificación cruzada sigmoidal y caliza dolomitizada en quebrada Taiman.

(l) Interlaminaciones onduladas de arenita y lodolitas (Iw)

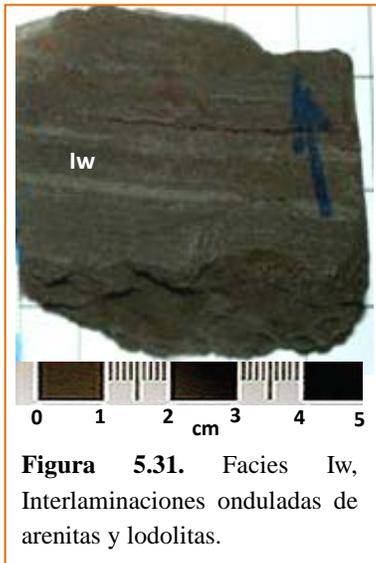


Figura 5.31. Facies Iw, Interlaminaciones onduladas de arenitas y lodolitas.

Intercalaciones onduladas (figura 5.31) de lodolitas grises a cremas y negras con arenitas de color gris claro, de grano fino. Localmente presentan un alto porcentaje de fragmentos de conchas y bajos grados de bioturbación. Donde hay un marcado predominio de la fracción fina de lodolitas y arcillolitas las facies se denominaron Fw. Los contactos son ondulados netos y se encuentran asociadas a niveles muy delgados de arenitas

macizas (Sm) y facies de ondulitas (Sr-Ir). En afloramiento es posible encontrar las interlaminaciones con abundantes fragmentos vegetales y con laminillas muy finas de carbón (Iw-c).

(m) Lodolitas con laminación horizontal (Fh)

Lodolitas con laminación horizontal de láminas continuas y discontinuas. Es posible encontrar laminillas milimétricas de carbón. El color de la roca es gris claro a gris verdoso claro. Se encuentra asociada a arenitas macizas (Sm). Se presenta en capas tabulares continuas con espesores entre 30 y 40 cm. Los contactos son planos netos y ondulados al tope.

5.2.4.2. ASOCIACIÓN DE FACIES Y SUBAMBIENTES DE DEPOSITACION

A partir de las facies identificadas se definieron tres asociaciones de facies principales en un dominio turbidítico, representados principalmente por canales y lóbulos submarinos, y subordinadamente por depósitos costeros de *shoreface* (Tabla 5.5).

Tabla 5.5. Definición de elementos arquitecturales y sub ambientes generados a partir de la asociación de facies.

Sistema Depositional	Sub-ambiente	Facies Asociadas
Depositos Turbidíticos	Canales	Cm; SCm, Sm; Sp
	Lobulos o abanicos	Sm; Sp; Sl, Sh; Fh
	<i>Shoreface</i>	Sl/Sp; Sh; Sw, Iw; Sr; Sb; Sm; St; Ld; Se

Asociación de facies Canales y Abanicos Submarinos

Están constituidas por secuencias granodecrecientes incompletas que inician a la base con facies gruesas de conglomerados macizos (**Cm**), seguidos por arenitas conglomeráticas macizas o con estratificación inclinada por imbricación de clastos (**SCm/SCi**), y finalizan con arenitas macizas de grano medio y grueso (**Smm/Smc**). Intercaladas en estas secuencias es posible encontrar como facies subordinadas, arenitas con laminación horizontal o inclinada de bajo ángulo (Sh/Sl). Es notable la ausencia de facies finas. Los espesores de las secuencias varían entre 2 y 5 pies.

Granulometrías gruesas en secuencias granodecrecientes son interpretadas como depósitos de relleno de **canal** generados principalmente por corrientes de turbidez asociados a **abanicos submarinos** (figura 5.33). Los intraclastos lodosos señalan que las corrientes erosionaron y transportaron localmente capas de lodolita infrayacentes.

Asociación foreshore / Shoreface

Esta asociación comprende una facies dominante de arenitas con laminación inclinada y granulometrías que varían entre fina y media (Sl/Sp) con niveles de intraclastos arcillosos y láminas de materia orgánica, además de algunas láminas oxidadas. Se presentan en segmentos hasta de 3 pies con interposiciones menores (0,2 a 0,5 pies) de arenitas con laminación horizontal (Sh), ondulada (Sw), arenitas macizas (Sm), arenitas laminadas por rizaduras (Sr), interlaminaciones onduladas arena – lodo (Iw) y arenitas bioturbadas (Sb).

Estas facies se interpretan como depósitos cercanos a la costa correspondientes a la anteplaya (shoreface) (figura 5.32), caracterizadas por el dominio de las estructuras sedimentarias físicas sobre las estructuras biogénicas. En estas zonas la presencia de arenitas limpias con laminación inclinada, horizontal y ondulada son predominantes. Muy localmente pueden desarrollar facies de arenitas bioturbadas como facies subordinadas.

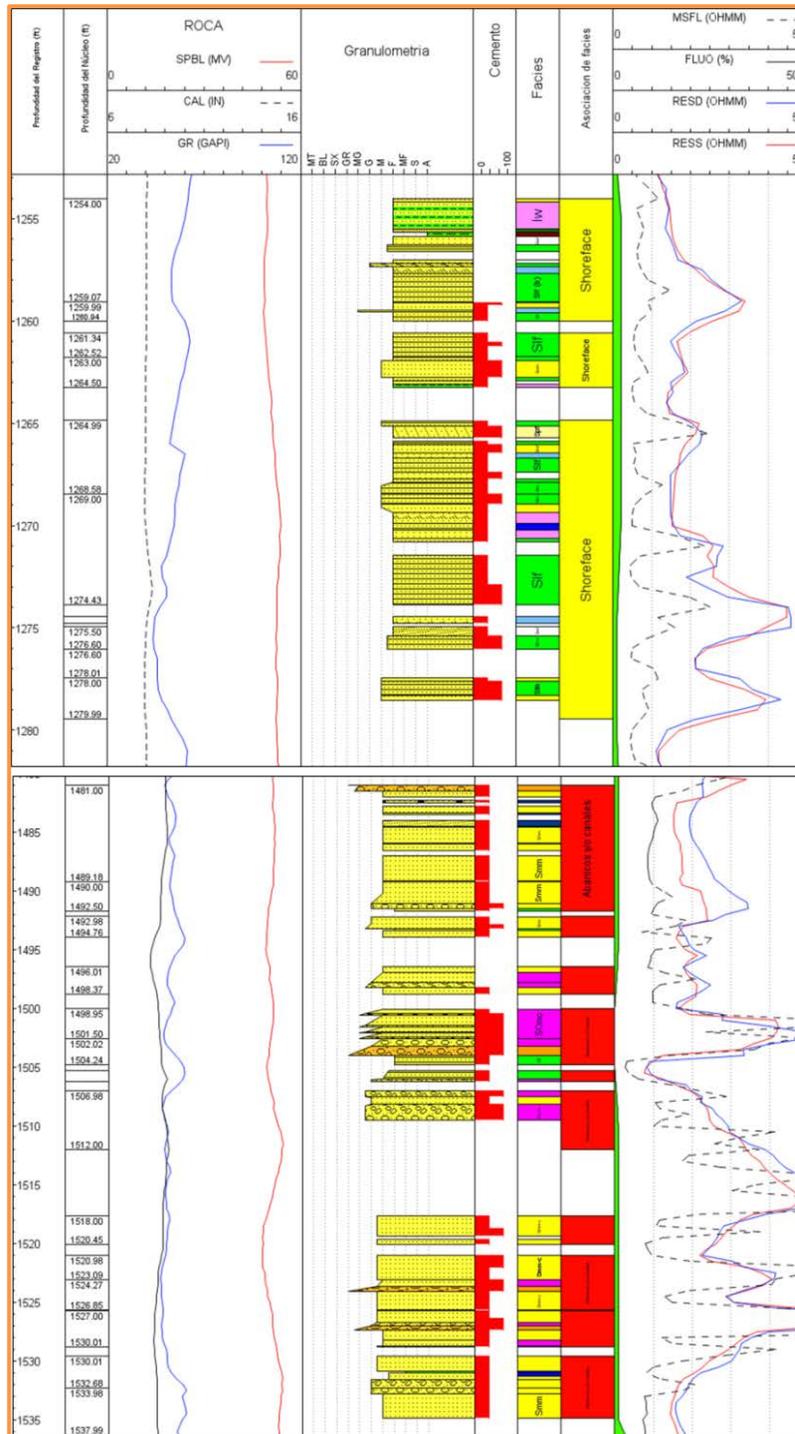


Figura 5.32. Asociación de facies del núcleo convencional del pozo EA9082 para el Miembro Hélico.

5.2.4.3. SISTEMA DEPOSITACIONAL

De acuerdo con la asociación de facies se interpreta un **sistema deposicional turbidítico**, representados principalmente por canales y abanicos submarinos. Los canales estarían asociados a flujos de corrientes de turbidez confinados que transportan el sedimento hacia partes más distales, cuando el flujo turbidítico cambia a un sistema no confinado los sedimentos forman abanicos submarinos (figura 5.33).

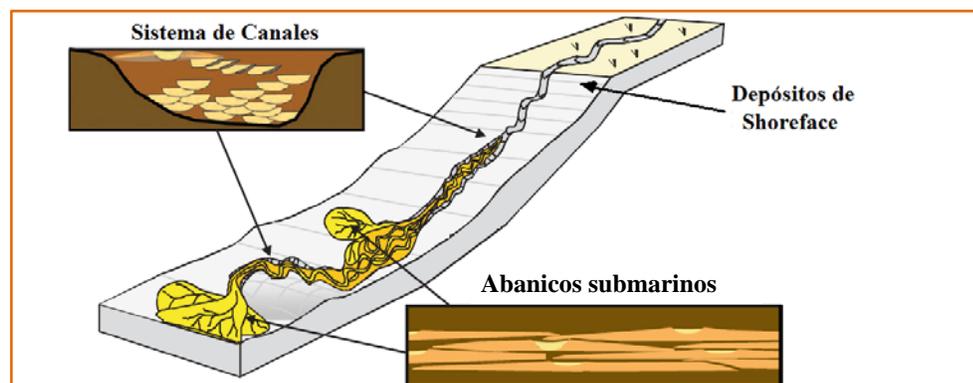


Figura 5.33. Modelo deposicional turbidítico para el Miembro Hélico. Modificado de Campion et al. (2005)

En el lote X se han identificado dos sistemas canalizados de composición areno-conglomerádica depositados por corrientes de turbidez. El primero se encuentra en la parte central del lote con una dirección general N50°W. En la figura 5.34 se muestra un mapa de espesor de arena neta con datos de 780 pozos para la unidad Hélico donde los mayores espesores representan el eje principal del sistema canalizado, en la misma figura también se observa la ubicación del área de estudio. El límite deposicional de este sistema turbidítico está representado por las zonas grises. El segundo sistema se encuentra al sur del lote en los yacimientos de carrizo y la tuna con una dirección general S10°W, este sistema no forma parte de este estudio.

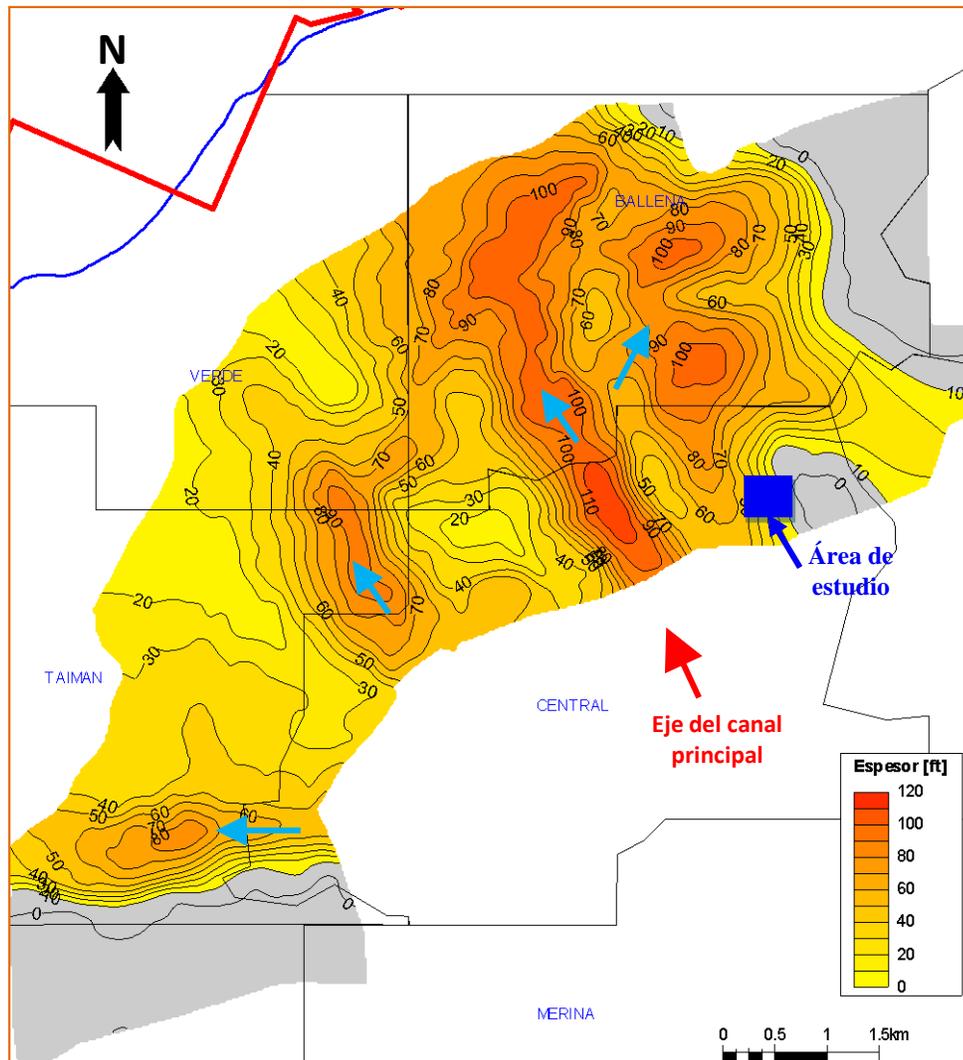


Figura 5.34. Mapa de espesor de arena neta de la unidad Hélico en el proyecto de la costa del Lote X que muestra el eje principal de un sistema canalizado de rumbo N50°W aproximadamente.

Asociado a este sistema deposicional se tiene subordinadamente depósitos costeros de *shoreface*, donde dominan los procesos de oleaje y mareas; así como también, la actividad biogénica. Este subambiente representa la parte más proximal del sistema turbidítico.

5.2.4.4. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL

El modelo de estratigrafía secuencial que se propone para la Formación Lutitas Talara y específicamente para los miembros Lobitos y Hélico en el área de trabajo está representado por el esquema de la figura 5.35. La figura también muestra una comparación entre el modelo estratigráfico propuesto y la litoestratigrafía tradicional, teniendo como base un perfil eléctrico de un pozo con núcleo convencional.

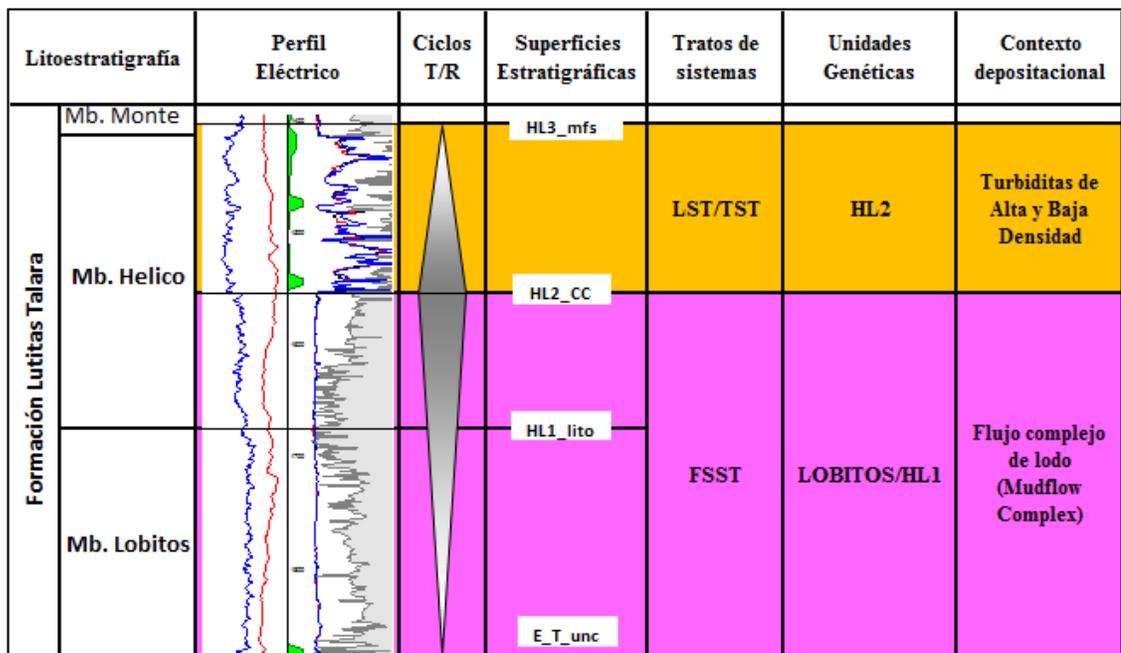


Figura 5.35. Superficies de correlación y unidades genéticas identificadas para el miembro Hélico.

La Formación Lutitas Talara se interpreta en el contexto de la estratigrafía secuencial como depósitos compuestos por un sistema de flujo complejo de lodo o *mudflow complex* depositado durante un periodo de sistema de regresión forzada o *falling Stage System Tract (FSST)* y un sistema turbidítico de alta y baja densidad que representa la variación de un periodo de sistema de nivel bajo o *Lowstand System Tract (LST)* a un

periodo de sistema transgresivo o *Transgressive System Tract* (TST). Las unidades en estudio se encuentran limitadas a la base por la discordancia Echino-Talara llamada E_T_unc que en este contexto representa la conformidad correlativa en el sentido de Posamentier et al. (1988) y al tope por la superficie de inundación HL3_mfs.

Los depósitos de flujo complejo de lodo son originados por procesos de movimiento en masa que se vuelven inestables como resultado de la caída del nivel del mar. Estos depósitos están limitados por dos conformidades correlativas, a la base por la superficie E_T_unc y al tope por la superficie HL2_cc que marca el fin de la regresión forzada. Internamente se ha dividido de manera conveniente a estos depósitos en dos subunidades separados por la superficie HL1_lito. El primero es equivalente al miembro Lobitos y el segundo corresponde a la unidad HL1 donde los depósitos de flujo complejo de lodo son más expresivos. Seguidamente a la caída del nivel del mar, el sistema experimenta una subida que da origen a los sistemas turbidíticos.

Los sistemas turbidíticos de alta y baja densidad conforman los primeros estadios de la subida del nivel del mar y están limitados a la base por la superficie de conformidad correlativa HL2_cc y al tope por la superficie de inundación máxima HL3_mfs. La base de esta unidad representa sistemas canalizados de alta densidad donde la relación arena-arcilla es alta y a medida que sube el nivel del mar la razón disminuye originando sistemas de baja densidad hasta pasar a depósitos transgresivos limitados por la superficie HL3_mfs.

5.3. DEFINICIÓN DEL MARCO ESTRATIGRÁFICO DEL BLOQUE A

La descripción y definición del modelo sedimentario y el modelo estratigráfico para las unidades Echinocyamus y Hélico, permitió extender la identificación de superficies y correlación estratigráfica usando como base los perfiles eléctricos de los pozos del proyecto de recuperación secundaria en el Bloque A. La correlación fue construida utilizando el aplicativo Stratworks® de Landmark®.

Este método se caracteriza por ser interactivo en el sentido que, muchas veces, fue necesario rehacer correlaciones hasta encontrar una interpretación que contemple todos los datos. Para alcanzar la definición del armazón estratigráfico se procedió en tres etapas: (1) definición de la columna estratigráfica ajustada al área de estudio, (2) definición de trazado de las secciones geológicas y (3) construcción de las secciones de correlación.

5.3.1. DEFINICIÓN DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA PARA EL BLOQUE A

Esta etapa constituyó en la definición de una columna estratigráfica para el área de estudio (figura 5.36). Esta columna contempla las unidades litoestratigráficas utilizadas por los trabajos anteriores en el área, las 8 unidades genéticas identificadas con los periodos de sistemas asociados y las 8 zonas que serán modeladas en el proyecto de recuperación secundaria.

Litoestratigrafía		Unidades Genéticas	Trato de Sistema	Zonas de Modelado	Superficies Modeladas
FORMACION	MIEMBRO				
LUTITAS TALARA	MONTE	MONTE	TST		HL3_mfs
	HELICO	HL2	LST/TST	HL2	HL2_cc
	LOBITOS	HL1/LOBITOS	FSST	LOBITOS	HL1_lito
					E_T_unc
ECHINOCYAMUS	BALLENA	EC_BA	HST	EC5	EC5_mfs
	CONSTANCIA	EC_SO		EC4	ECb_lito
	SOMATITO			EC3	EC3_mfs
	VERDE			EC2	ECa_lito
	CABLO BLANCO	EC_CB		EC1	EC1_lito
CLAVEL				CL_mfs	

Figura 5.36. Columna Estratigráfica para el área de estudio. Nótese la comparación entre la litoestratigrafía (columna 1 y 2) y las unidades de estratigrafía de secuencias propuesta en este trabajo (columna 3 y 4). Las zonas superficies que serán modeladas se muestran en la columna 5 y 6.

De estas zonas de modelado, 5 pertenecen a la Fm. Echinocyamus cuya nomenclatura de abajo hacia arriba es: EC1, EC2, EC3, EC4, y EC5, estas zonas corresponden a los depósitos deltaicos formados durante un periodo de sistema de nivel alto.

Las 3 zonas restantes corresponden a la Fm. Lutitas Talara - Mb Hélico cuya nomenclatura de abajo hacia arriba es: LOBITOS, HL1, y HL2, siendo estas zonas correspondientes a los depósitos canalizados asociados a corrientes de turbidez generados durante un periodo que abarca desde el periodo de sistema de regresión forzada hasta un periodo de sistema transgresivo.

5.3.2. DEFINICIÓN DEL TRAZADO DE SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS

La segunda etapa constituyó en el trazado de las secciones geológicas. El módulo Mapview® de Stratworks® permitió el diseño de las secciones. Fueron 6 secciones casi N-S, 6 secciones de dirección NO-SE, y 6 secciones de dirección SO-NE, conforme se muestra en la figura 5.37.

5.3.3. SECCIONES DE CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

Esta etapa constituye la identificación en los perfiles de pozos el marco estratigráfico que delimitan el tope y/o base de las unidades y subunidades de estudio, a través del módulo Correlation® de Stratworks®. Posteriormente a la correlación los topes y fallas identificadas en los pozos fueron exportados al software Petrel para el modelado. A continuación se muestran algunas secciones de correlación en las figuras 5.38 y 5.39, usando como datum estratigráfico la superficie HL3_mfs.

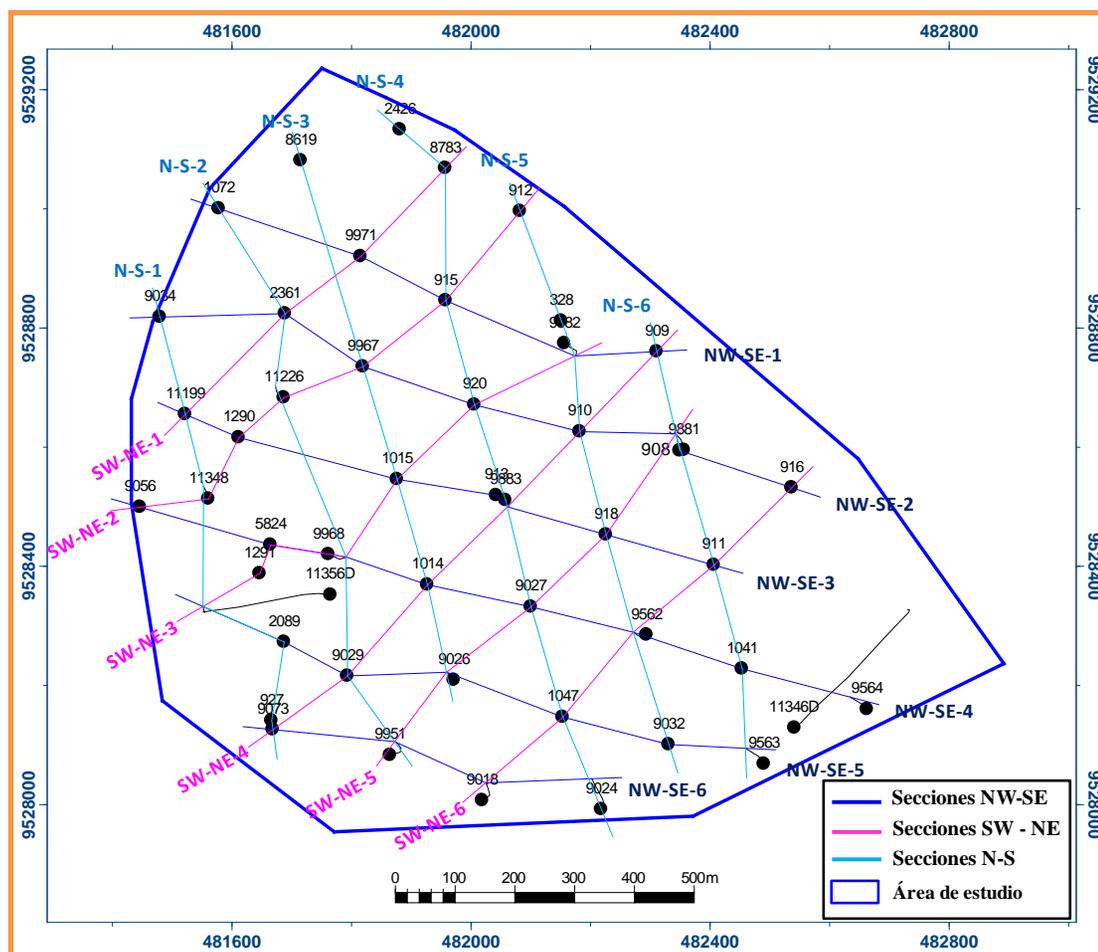


Figura 5.37. Definición de las secciones en el área de estudio. Las secciones tienen dirección N-S (líneas celestes), SO-NE (líneas lila), NO-SE (líneas azules).

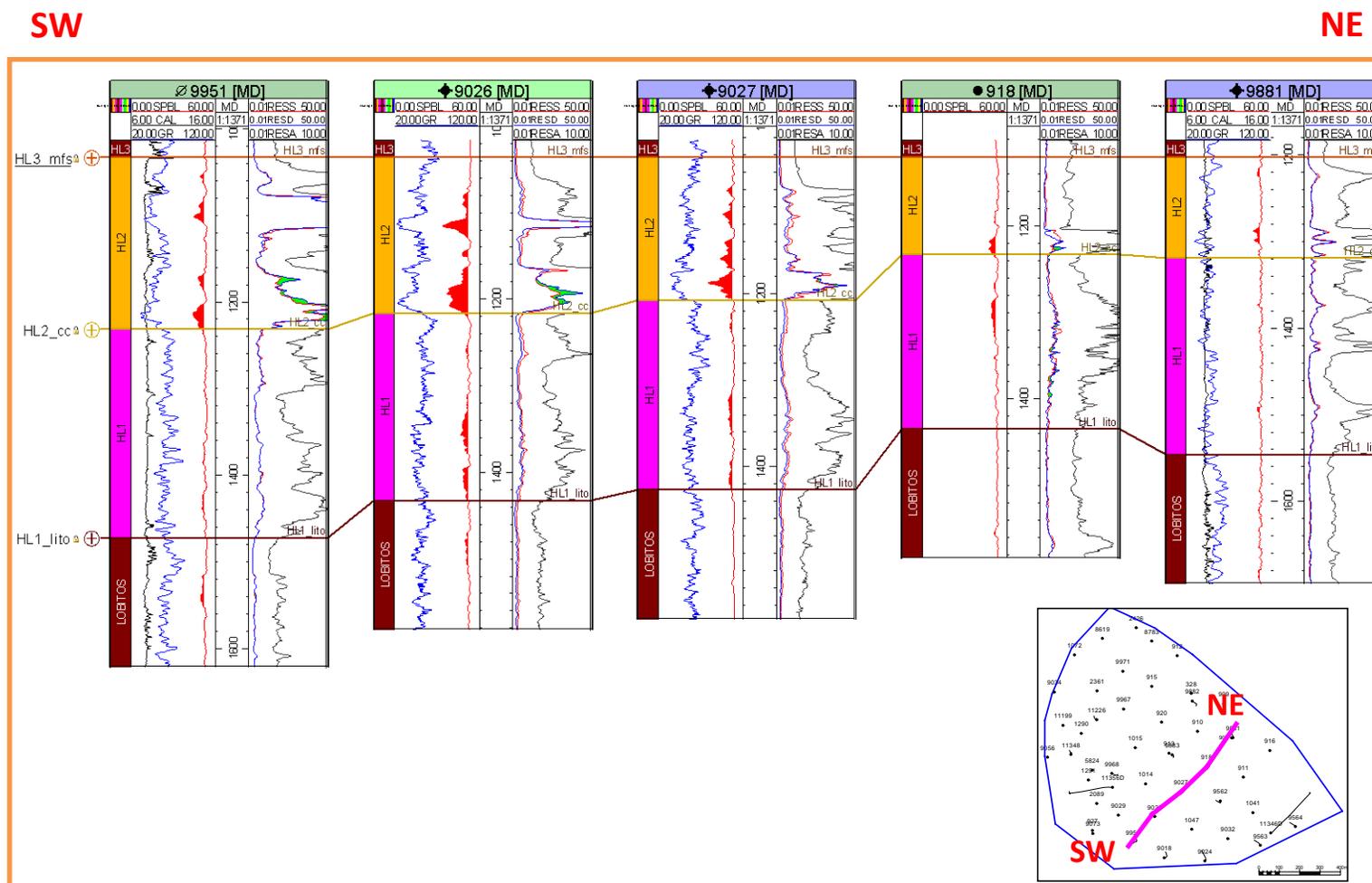


Figura 5.38. Sección de correlación estratigráfica SO-NE-5 para la unidad Hélico con datum estratigráfico en superficie HL3_mfs.

SW

NE

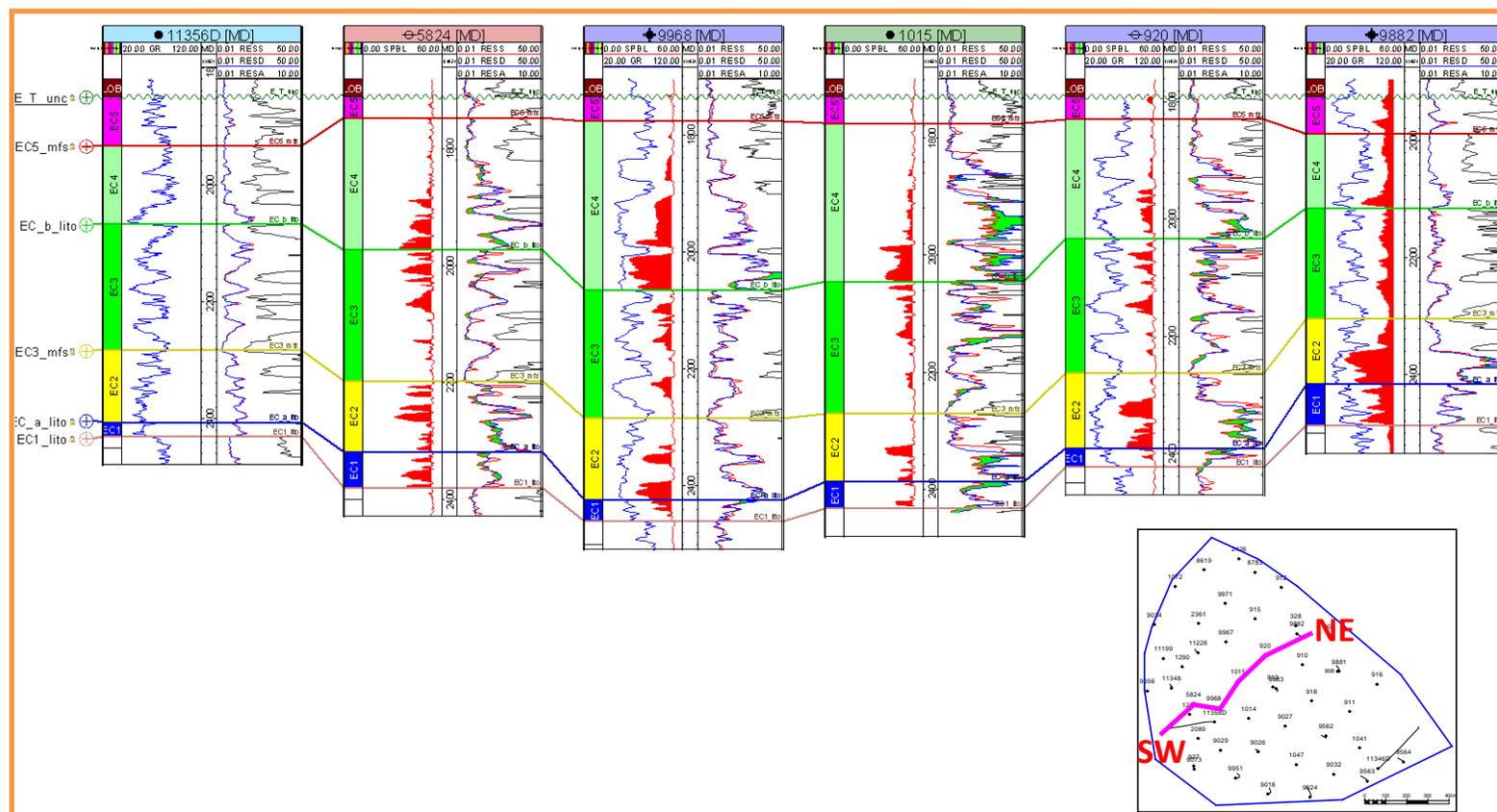


Figura 5.39. Sección de correlación estratigráfica SO-NE3 para la unidad Echinocyamus con datum estratigráfico en la discordancia E_T_unc.

CAPÍTULO VI

INTEGRACIÓN ROCA - PERFIL

6.1. GENERALIDADES

Este capítulo logra incorporar la información de facies sedimentarias en el modelo geológico mediante la integración roca-perfil, la cual consiste en un análisis discriminante cuyo objetivo es encontrar una regla matemática o función discriminante para averiguar a qué grupo pertenece una determinada observación, basada en el conocimiento de las variables cuantitativas como son los perfiles eléctricos. En este caso el grupo representa electrofacies que son generadas a partir de la agrupación de litofacies.

El criterio para definir las agrupaciones de litofacies se basó en la elección de una litología asociada a un subambiente predominante, dando como resultado la generación de 5 electrofacies en la unidad Echinocyamus y 5 electrofacies en la unidad Hélico.

Con las electrofacies definidas se elaboró un perfil de electrofacies generado en el software AnaSete® que sirvió para realizar el análisis discriminante. El cálculo de las funciones discriminantes para clasificar las observaciones de las electrofacies definidas en base a los perfiles, se hizo mediante el uso de redes neuronales supervisadas.

Las funciones generadas por redes neuronales supervisadas fueron aplicadas a pozos que cuentan con perfiles eléctricos, pero que no cuentan con información de núcleo. Como resultado de este procedimiento se obtuvo un perfil de electrofacies para cada pozo del área de estudio.

Finalmente se generaron mapas de electrofacies para determinar la distribución, correlación y extensión de todas las facies reservorios para cada zona en la que fue dividida la unidad.

6.2. INTEGRACIÓN ROCA-PERFIL

6.2.1. UNIDAD ECHINOCYAMUS

6.2.1.1. DEFINICIÓN DE ELECTROFACIES

Para realizar la integración roca-perfil se usó la descripción de los núcleos convencionales de los pozos EA9007, EA9082, EA9296 y EA9109 (Schlumberger, 2008), los cuales representan mejor la unidad de estudio.

Para obtener las electrofacies de la unidad Echinocyamus, se partió de la descripción de las 14 litofacies identificadas en todos los núcleos convencionales, asignándoles un

nombre según su carácter litológico y el subambiente depositacional en la cual predomina, para posteriormente agruparlas en cinco electrofacies que representen un tipo de litología asociado a un subambiente predominante. El resultado de la agrupación de litofacies en electrofacies se muestra en la tabla 6.1. En las primeras dos columnas se muestran las litofacies identificadas en la descripción sedimentológica, en la tercera columna la asociación de facies o subambientes, y en la cuarta columna la agrupación de las litofacies que generan cinco electrofacies, las cuales se describen a continuación:

C_DP: Electrofacies compuesta por conglomerados que se asocian principalmente al subambiente planicie deltaica y constituyen reservorios con características intermedias.

SC_DP: Electrofacies compuesta por areniscas conglomerádicas que se asocian principalmente al subambiente planicie deltaica y constituyen reservorios con buenas características.

S_DF: Electrofacies compuesta por areniscas de grano fino a medio que se asocian principalmente al subambiente frente deltaico y constituyen reservorios con buenas características.

SF_DF: Electrofacies compuesta por areniscas de grano fino a muy fino que se asocian principalmente al subambiente frente deltaico y constituyen reservorios con características de regulares a pobres.

F_PD: Electrofacies compuesta por litologías que se asocian principalmente al subambiente prodelta y no constituyen rocas reservorio.

Seguidamente, se generó el perfil de electrofacies en el software AnaSete® para todos los pozos con núcleos convencionales. Fue necesaria la importación de todos los perfiles eléctricos tanto básicos como interpretados, inclusive en segmentos sin núcleos convencionales para tener una visión general de la representatividad de los perfiles en posibles litofacies sin núcleos. Cabe mencionar que para la generación del perfil de electrofacies fue necesaria la corrección en profundidad de los núcleos.

Una vez terminado este proceso de carga de información, se procede al análisis discriminante de las electrofacies asociadas a los perfiles eléctricos.

Tabla 6.1. Agrupamiento de litofacies en electrofacies mediante la asociación de facies para la unidad Echinocyamus. Los colores de las electrofacies serán usadas como estándares en el modelo de facies.

LITOFACIES		ASOCIACION DE FACIES	ELECTROFACIES
Cm	Conglomerado matriz/clasto soportado macizo	C_PLANICIE DELTAICA	C_DP
CB	Conglomerado de bioclastos	C_PLANICIE DELTAICA	C_DP
SCi	Arenita conglomerática con estratificación cruzada con intraclastos	SC_PLANICIE DELTAICA	SC_DP
SCm	Arenita conglomerática maciza	SC_PLANICIE DELTAICA	SC_DP
St	Arenita lítica con estratificación cruzada en artesa	S_PLANICIE DELTAICA	S_DF
Sm	Arenita sublítica maciza	S_FRENTE DELTAICO	S_DF
Sh	Arenita laminadas o con estratificación plano paralela	S_FRENTE DELTAICO	S_DF
Sl	Litoarenita con laminación inclinada de ángulo bajo	S_FRENTE DELTAICO	S_DF
Sb	Litoarenita bioperturbada	S_FRENTE DELTAICO	SF_DF
Sr	Arenita sublíticas con laminación por rizaduras (ripples)	S_FRENTE DELTAICO	SF_DF
Sw	Arenita sublítica con laminación ondulada (wavy)	S_FRENTE DELTAICO	SF_DF
Iw	Interlaminaciones onduladas de arenitas y lodolitas	S/F_FRENTE DELTACIO	SF_DF
Fw	Lodolita con laminación ondulada	F_PRODELTA	F_PD
Fm/Fms	Lodolita macizas	F_PRODELTA	F_PD

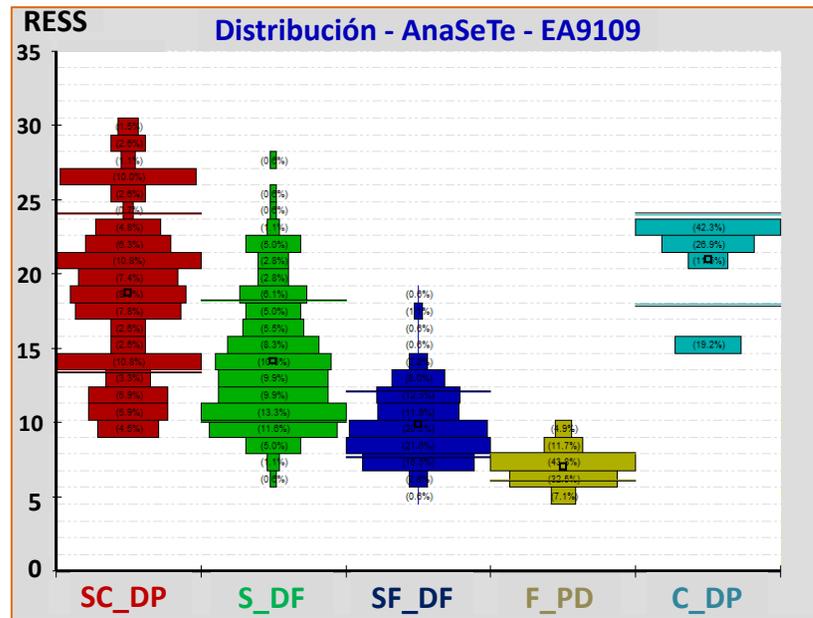
6.2.1.2. ANÁLISIS DISCRIMINANTE

En el análisis discriminante se efectuaron diversos gráficos de distribución estadística para identificar cuáles son las variables cuantitativas o perfiles que contribuyen con la discriminación de las electrofacies. Debido a que la mayoría de pozos cuenta solo con perfiles básicos como resistividad somera (RESS), resistividad profunda (RESA), potencial espontáneo (SPBL) y rayos gamma (GR), se incluyeron los perfiles interpretados volumen de arcilla (VCL) y porosidad efectiva (PHIEQ) para definir mejor la discriminación.

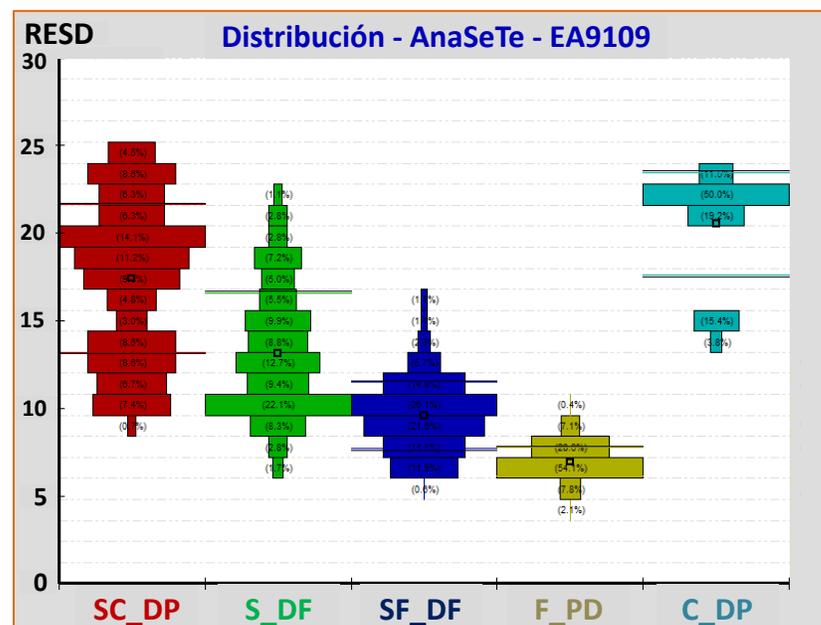
En esta etapa se identificaron cuáles son los perfiles eléctricos (variables cuantitativas) que más contribuyen con la discriminación de electrofacies, entre los cuales se seleccionaron los perfiles de: resistividad somera, resistividad profunda, volumen de arcilla, y porosidad efectiva.

En la figura 6.2 se muestran los gráficos de distribución estadística de las 5 electrofacies definidas anteriormente asociadas a los perfiles seleccionados. Para el gráfico (a) y (b) se puede ver que los perfiles eléctricos de resistividad somera y profunda logran discriminar mejor las facies C_DP (en celeste) de las facies F_PD (en azul) y SF_DF (en amarillo). En el gráfico (c) se observa que el perfil de volumen de arcilla varía gradualmente con las electrofacies definidas con valores cada vez más altos desde facies C_DP (en celeste) hasta facies F_PD (en amarillo). La porosidad efectiva logra discriminar mejor las facies no reservorio F_PD (en amarillo) de las facies reservorios (d).

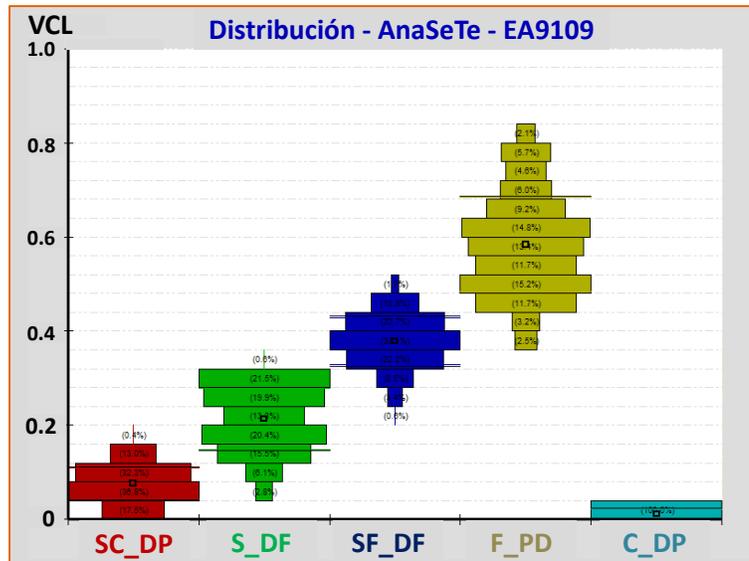
Estas discriminaciones de electrofacies en base a los perfiles seleccionados serán de ayuda para la construcción del modelo de electrofacies supervisado.



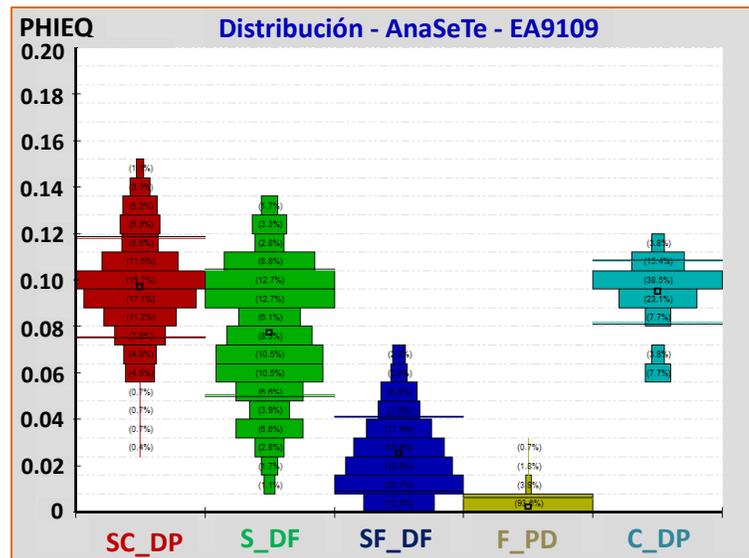
(a) Análisis de distribución de Resistividad Somera (RESS)



(b) Análisis de distribución de Resistividad Profunda (RESD)



(c) Análisis de distribución de Volumen de arcilla (VCL)



(d) Análisis de distribución de Porosidad Efectiva (PHIEQ)

Figura 6.2. Análisis de distribución de electrofacies (F_PD, en amarillo; SF_DF, en azul; S_DF, en verde; SC_DP, en rojo y C_DP, en celeste) asociada a los perfiles de Resistividad Somera (a), Resistividad Profunda (b), Volumen de arcilla (c) y Porosidad Efectiva (d) para la unidad Echinocyamus.

6.2.1.3. MODELO DE ELECTROFACIES CON MODO SUPERVISADO

Para generar el modelo de electrofacies fue necesaria la aplicación de redes neuronales supervisadas, definidas como algoritmos que toman múltiples datos de entrada de variables cuantitativas (perfiles eléctricos) la misma que es entrenada para generar una relación entre dichas variables con el perfil de electrofacies de los pozos nucleados. Una vez ejecutada la red neuronal, el resultado será comparado con el perfil de electrofacies de entrada y se procederá a realizar el control de calidad, en caso de ser satisfactorio el resultado estará listo para ser extrapolado a todos los pozos que tengan los mismas variables cuantitativas (perfiles eléctricos).

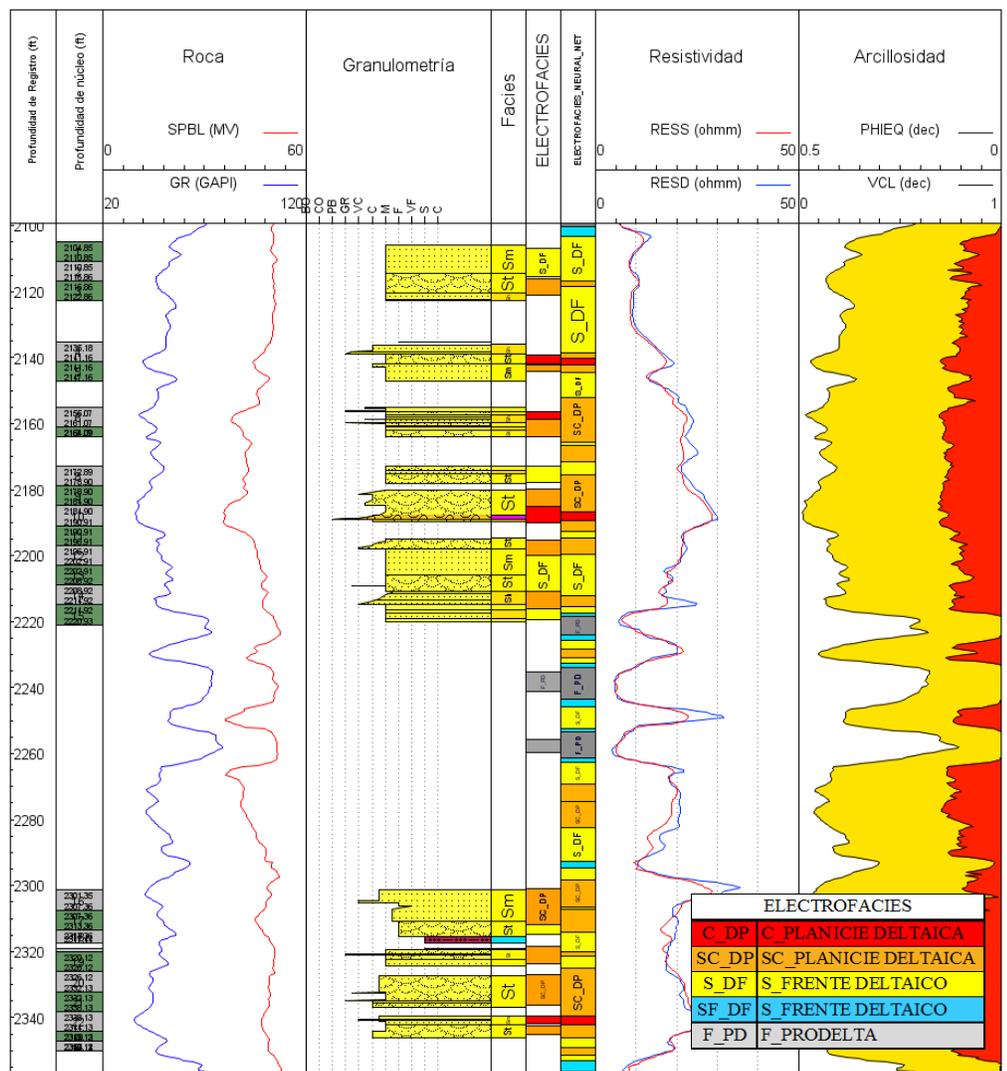
Para el entrenamiento de la red neuronal se usó el modulo *train estimation model* del software Petrel®, tomando como datos de entrada los perfiles de resistividad somera, profunda, volumen de arcilla y porosidad efectiva para relacionarlos con el perfil de electrofacies.

Este análisis fue efectuado para los cuatro pozos con núcleos en la unidad Echinocyamus donde se obtuvo como resultado la generación de un perfil de electrofacies a partir de redes neuronales.

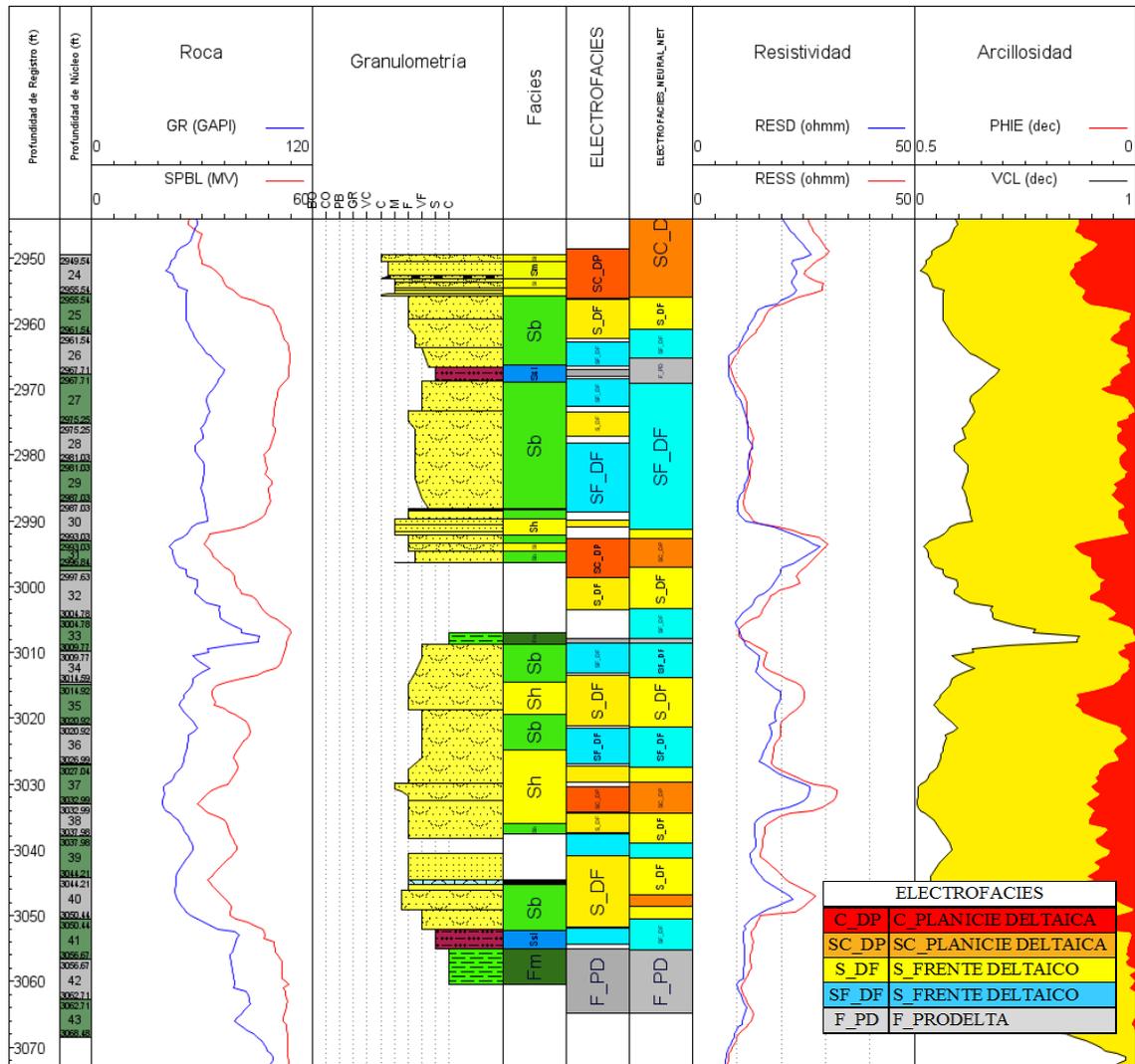
Para el refinamiento del modelo de electrofacies y mejor ajuste de los perfiles se ajustaron los espesores de litofacies en el núcleo para evitar el error generado por la resolución vertical de los perfiles eléctricos. En general, los bajos índices de acierto suelen estar relacionados a: los errores de ajustes en la profundidad, conjunto de perfiles

inadecuados, problemas de resolución vertical de perfiles y diferencia generacional de perfiles eléctricos.

En los gráficos de la figura 6.3 se puede apreciar la comparación entre los perfiles de electrofacies (sexta columna) generados a partir de la agrupación de litofacies y el generado a partir de redes neuronales (séptima columna). En las figuras también se muestran los perfiles eléctricos usados para el entrenamiento de la red neuronal.



(a) Integración roca-perfil para el pozo EA9007 en intervalo con núcleo.

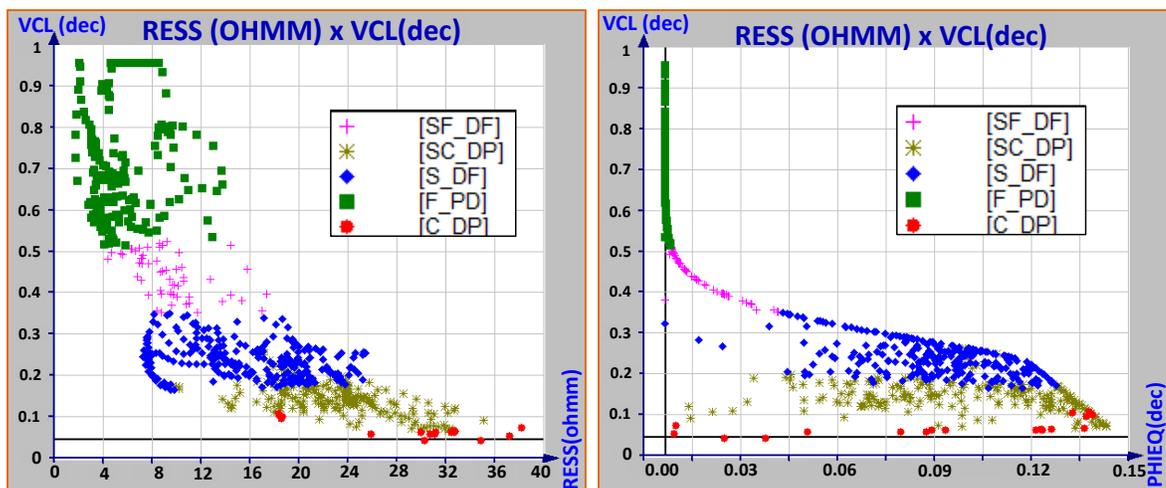


(b) Integración roca-perfil para el pozo EA9109 en intervalo con núcleo.

Figura 6.3. Integración Roca-Perfil para dos pozos con núcleos. En la primera y segunda columna se muestra la profundidad perforada y la profundidad corregida de núcleo respectivamente, en la tercera columna el perfil de rayo gamma (GR) y potencial espontáneo (SPBL), en la cuarta columna la granulometría, en la quinta columna las litofacies identificadas, en la sexta columna la agrupación de litofacies, en la séptima columna el perfil de electrofacies a partir de redes neuronales, en la octava las resistividades somera (RESS) y profunda (RESD), en la novena el volumen de arcilla (VCL) y la porosidad efectiva (PHIEQ).

El resultado obtenido a partir de redes neuronales puede ser visto en gráficos cruzados donde se relacionan los perfiles frente a las electrofacies generadas para analizar la representatividad de éstas. En las figuras (a) y (b) de la figura 6.4 se aprecia la buena discriminación de las electrofacies cuando se las relaciona frente a los perfiles de resistividad somera (RESS) contra volumen de arcilla (VCL) y porosidad efectiva (PHIEQ) contra volumen de arcilla (VCL) respectivamente.

Finalmente, este modelo de discriminación fue aplicado a todos los pozos del bloque “A” que perforaron la unidad Echinocyamus. En la figura 6.5 se muestra el resultado para los pozos EA9968 y EA9883 pertenecientes al bloque de estudio.



(a) Gráfico resistividad Somera (RESS) vs. volumen de arcilla (VCL) para las cinco electrofacies.

(b) Gráfico Porosidad efectiva (PHIEQ) vs. volumen de arcilla (VCL) para las cinco electrofacies.

Figura 6.4. Gráficos cruzados de perfiles contra las cinco electrofacies: F_PD (verde), SF_DF (morado), S_DF (azul), SC_DP (amarillo) y C_DP (rojo).

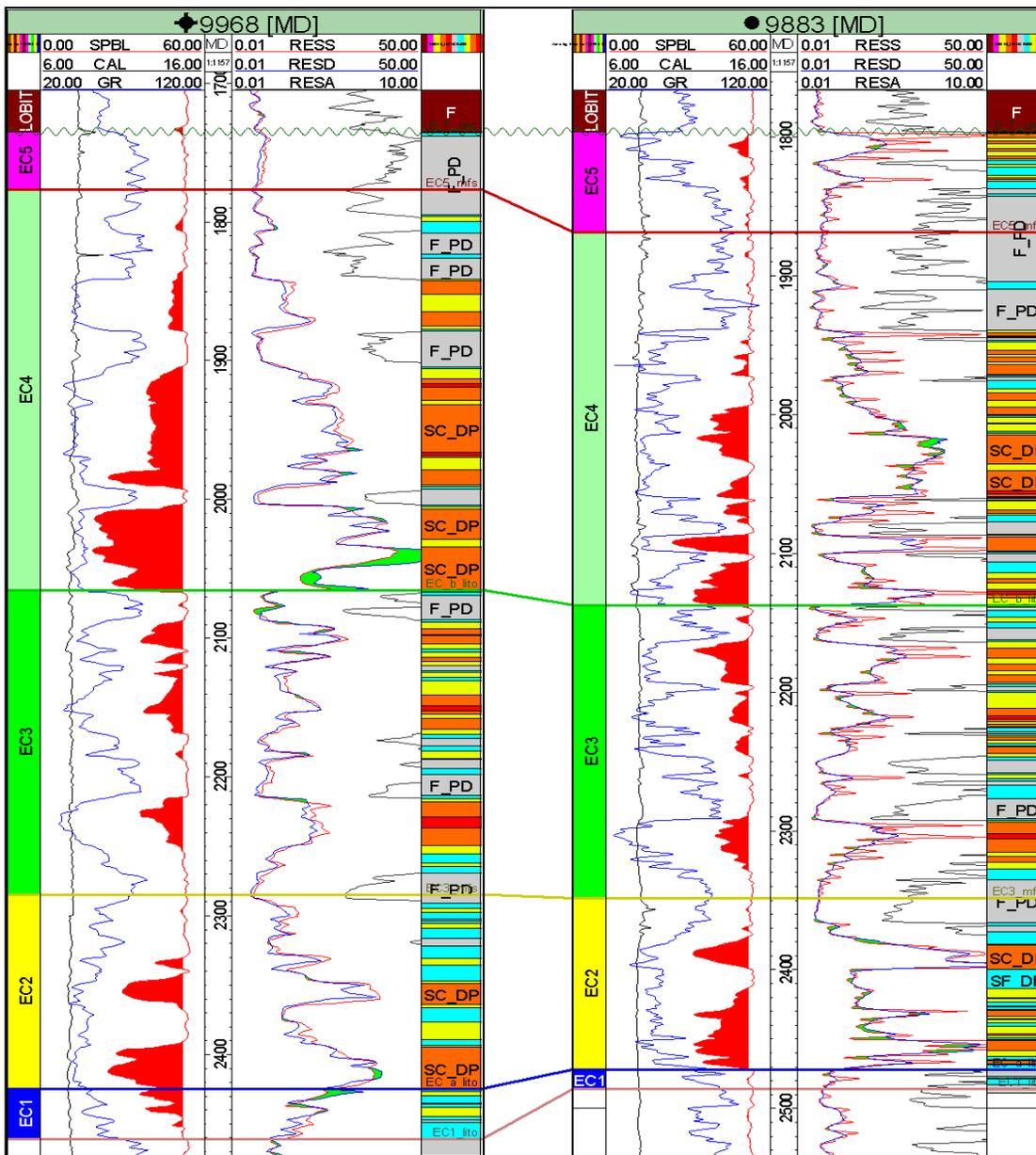


Figura 6.5. Resultado del modelo de discriminación por redes neuronales para dos pozos en el bloque. En la primera columna se muestran las unidades de modelado, en la segunda el perfil de rayos gamma (en azul) y potencial espontáneo (en rojo), en la tercera la profundidad medida, en la cuarta la resistividad somera (en rojo) y profunda (en azul), y en la última el perfil de electrofacies generado a partir de redes neuronales. En la última columna se ubican las cinco electrofacies generadas: F_PD (gris), SF_DF (celeste), S_DF (amarillo), SC_DP (naranja) y C_DP (rojo).

6.2.2. UNIDAD HÉLICO

6.2.2.1. DEFINICIÓN DE ELECTROFACIES

Para realizar la integración roca-perfil en esta unidad se usó la descripción de todos los núcleos convencionales de la unidad Hélico del estudio efectuado por Schlumberger (2008).

La agrupación de litofacies en electrofacies para la unidad Hélico se muestra en la tabla 6.2. En las primeras dos columnas se muestran las litofacies identificadas en la descripción sedimentológica, en la tercera columna la asociación de facies o subambientes, y en la cuarta columna las cinco electrofacies generadas.

Tabla 6.2. Agrupamiento de litofacies en electrofacies para la unidad Hélico. Los colores de las electrofacies serán usadas como estándares en el modelo de facies.

LITOFACIES		ASOCIACION DE FACIES	ELECTROFACIES
Cm	Conglomerado matriz soportado – clastosoportado macizo	C_CANALES	C_CH
SCm	Arenita conglomerática maciza	SC_CANALES	SC_CH
Sm	Litoarenita maciza	S_LOBULOS	S_LOB
Sh	Litoarenita con laminación horizontal	S_LOBULOS	S_LOB
Sl	Litoarenita con laminación inclinada de ángulo bajo	S_LOBULOS	S_LOB
St	Litoarenita con estratificación cruzada en artesa	S_SHOREFACE	S_SF
Sb	Arenita sublítica bioperturbada	S_SHOREFACE	S_SF
Se	Sublitoarenita con estratificación cruzada sigmoidal	S_SHOREFACE	S_SF
Ld	Caliza dolomitizada	S_SHOREFACE	S_SF
Sr	Litoarenita con laminación de rizaduras (ripples)	S_SHOREFACE	S_SF
Sw	Litoarenita con laminación ondulada (wavy)	S_SHOREFACE	S_SF
Iw	Interlaminaciones onduladas de arenitas y lodolitas	S_SHOREFACE	S_SF
Fh	Lodolitas con laminación horizontal	F_LOBULOS	F

Cada una de las electrofacies se describe a continuación:

C_CH: Electrofacies compuesta por conglomerados asociadas a canales que constituyen reservorios con características variables.

SC_CH: Electrofacies compuesta por areniscas conglomerádicas asociadas a canales principalmente que constituyen reservorios con buenas características.

S_LOB: Electrofacies compuesta por areniscas finas a medias asociadas a lóbulos principalmente que constituyen reservorios con buenas características.

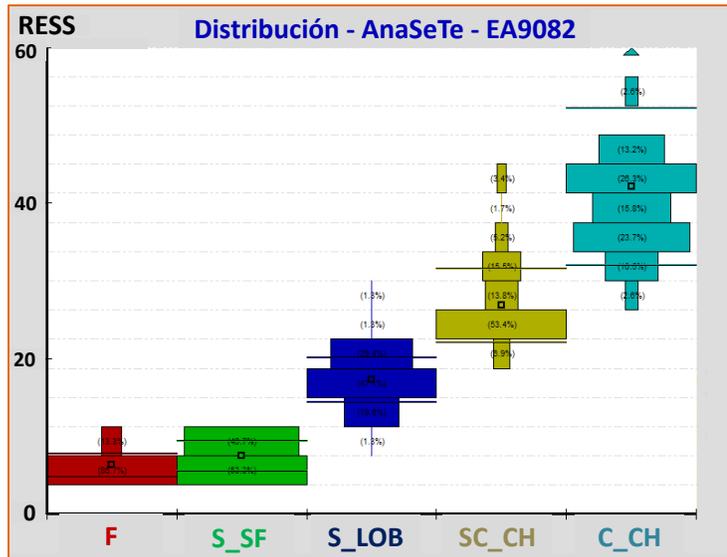
S_SF: Electrofacies compuesta por areniscas finas a muy finas asociadas a depósitos de *shoreface* principalmente que constituyen reservorios con características de regulares a pobres.

F: Electrofacies compuesta por litologías que no constituyen rocas reservorio.

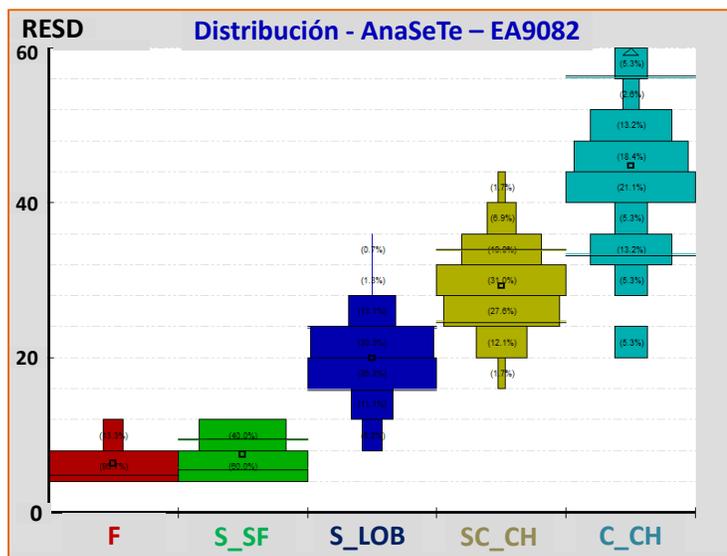
6.2.2.2. ANÁLISIS DISCRIMINANTE

Entre los perfiles eléctricos que contribuyen a la discriminación de electrofacies en esta unidad se encuentran la resistividad somera (RESS), la resistividad profunda (RESO), el volumen de arcilla (VCL), y la porosidad efectiva (PHIEQ).

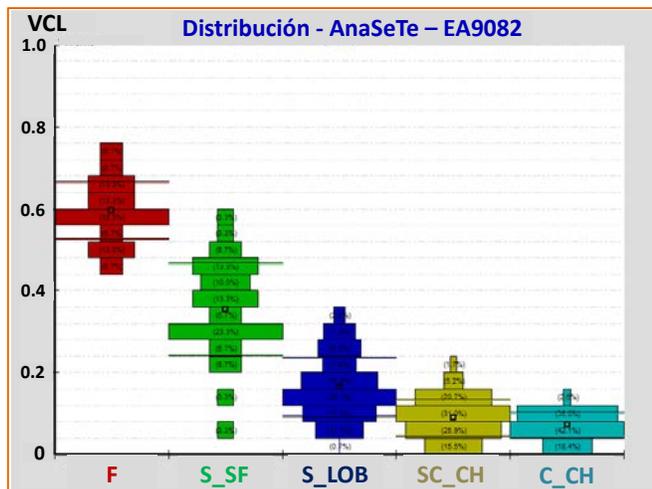
En la figura 6.6 se muestran los gráficos de distribución estadística de las 5 electrofacies de la unidad Hélico asociadas a los perfiles seleccionados.



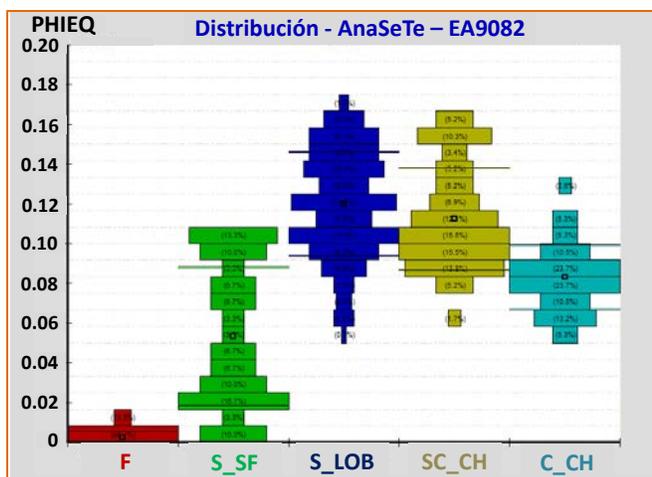
(a) Análisis de distribución de Resistividad Somera (RESS)



(b) Análisis de distribución de Resistividad Profunda (RESD)



(c) Análisis de distribución de Volumen de arcilla (VCL)



(d) Análisis de distribución de Porosidad Efectiva (PHIEQ)

Figura 6.6. Análisis de distribución de electrofacies asociada a perfiles (a), (b), (c) y (d) para la unidad Hélico (F, en rojo; S_SF, en verde; S_LOB, en azul; SC_CH, en amarillo y C_CH, en celeste).

En el gráfico (a) y (b) se puede observar que se logra una discriminación entre las electrofacies C_CH (en celeste) y SC_CH (en amarillo), ésta a su vez se diferencia de las electrofacies S_LOB (en azul), y esta última de las electrofacies S_SF (en verde) y F (en rojo) cuando se usan los perfiles de resistividad somera y profunda.

En el grafico (c) se observa que el perfil de volumen de arcilla varía gradualmente con las electrofacies con valores cada vez más bajos desde electrofacies F (en rojo) hasta electrofacies C_CH (en celeste). La porosidad efectiva logra discriminar mejor las facies no reservorio F (en celeste) de las facies reservorios (d).

Estas discriminaciones de las cinco electrofacies en base a los perfiles analizados será de ayuda para generar el modelo de electrofacies supervisado.

6.2.2.3. MODELO DE ELECTROFACIES CON MODO SUPERVISADO

Para generar el modelo de análisis supervisado mediante redes neuronales se tomaron como datos de entrada los perfiles de resistividad somera (RESS), profunda (RES D), volumen de arcilla (VCL) y porosidad efectiva (PHIEQ) para relacionarlos con el perfil de electrofacies generado por agrupación de litofacies.

Este análisis fue efectuado para todos los pozos con núcleos convencionales en la unidad Hélico donde se obtuvo como resultado la generación de un perfil de electrofacies a partir de redes neuronales.

En la figura 6.7 se puede apreciar la comparación entre el perfil de electrofacies generados a partir de la agrupación de litofacies (sexta columna) y el generado a partir de redes neuronales (séptima columna). En las figuras también se muestran los perfiles eléctricos usados para el entrenamiento de la red neuronal para la unidad Hélico.

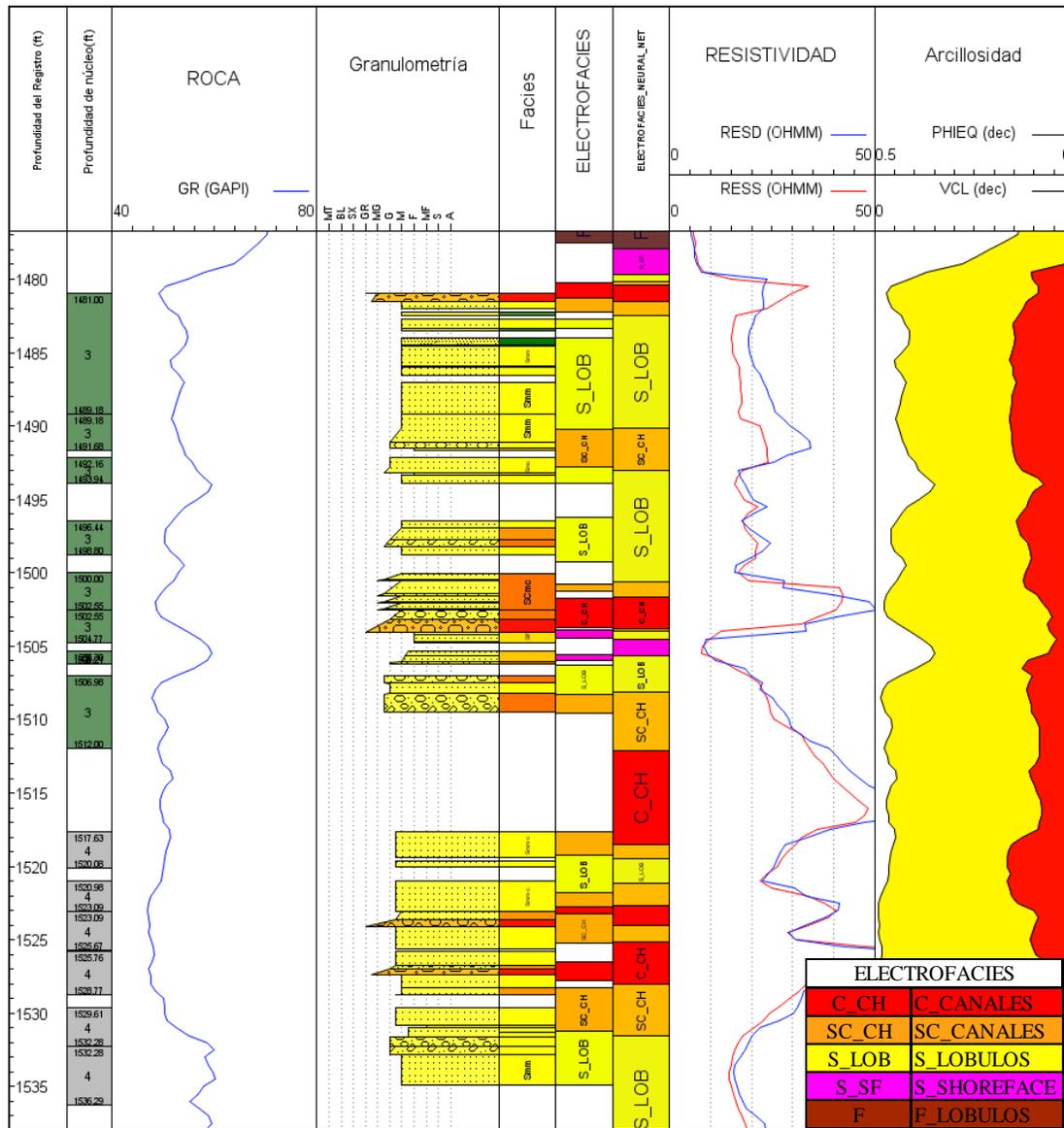
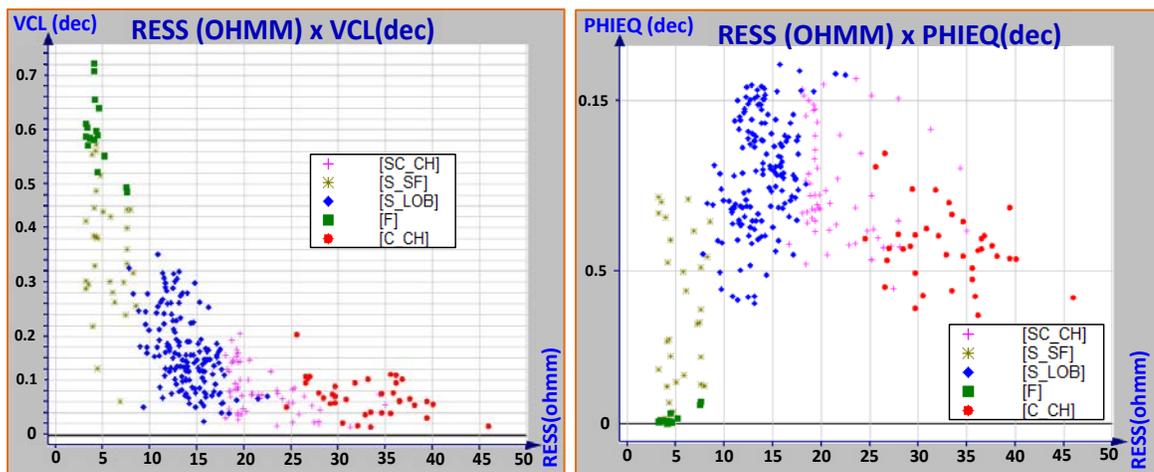


Figura 6.7. Integración Roca-Perfil para el intervalo coreado de la unidad Hélico para el pozo EA9082. En la primera y segunda columna se muestra la profundidad perforada y la profundidad corregida de núcleo respectivamente, en la tercera columna el perfil de rayos gamma (GR), en la cuarta columna la granulometría, en la quinta columna las litofacies identificadas, en la sexta columna la agrupación de litofacies, en la séptima columna el perfil de electrofacies a partir de redes neuronales, en la octava las resistividades somera (RESS) y profunda (RESA), en la novena el volumen de arcilla (VCL) y la porosidad efectiva (PHIEQ).

El resultado de la discriminación de electrofacies asociada a los perfiles se muestra en los gráficos (a) y (b) de la figura 6.8, donde se observa la buena discriminación de las electrofacies cuando se las relaciona en los gráficos de resistividad somera (RESS) contra volumen de arcilla (VCL) y resistividad somera (RESS) contra porosidad efectiva (PHIEQ).

Finalmente este modelo de discriminación fue aplicado a todos los pozos del bloque en la unidad Hélico. En la siguiente figura 6.9 se muestra el resultado para 2 pozos pertenecientes al área de estudio.



(a). Gráfico resistividad somera (RESS) vs. volumen de arcilla (VCL) para las cinco electrofacies.

(b). Gráfico resistividad somera (RESS) vs. porosidad efectiva (PHIEQ) para las cinco electrofacies.

Figura 6.8. Gráficos cruzados de perfiles contra las cinco electrofacies: F (verde), S_SF (amarillo), S_LOB (azul), SC_CH (morado) y C_CH (rojo).

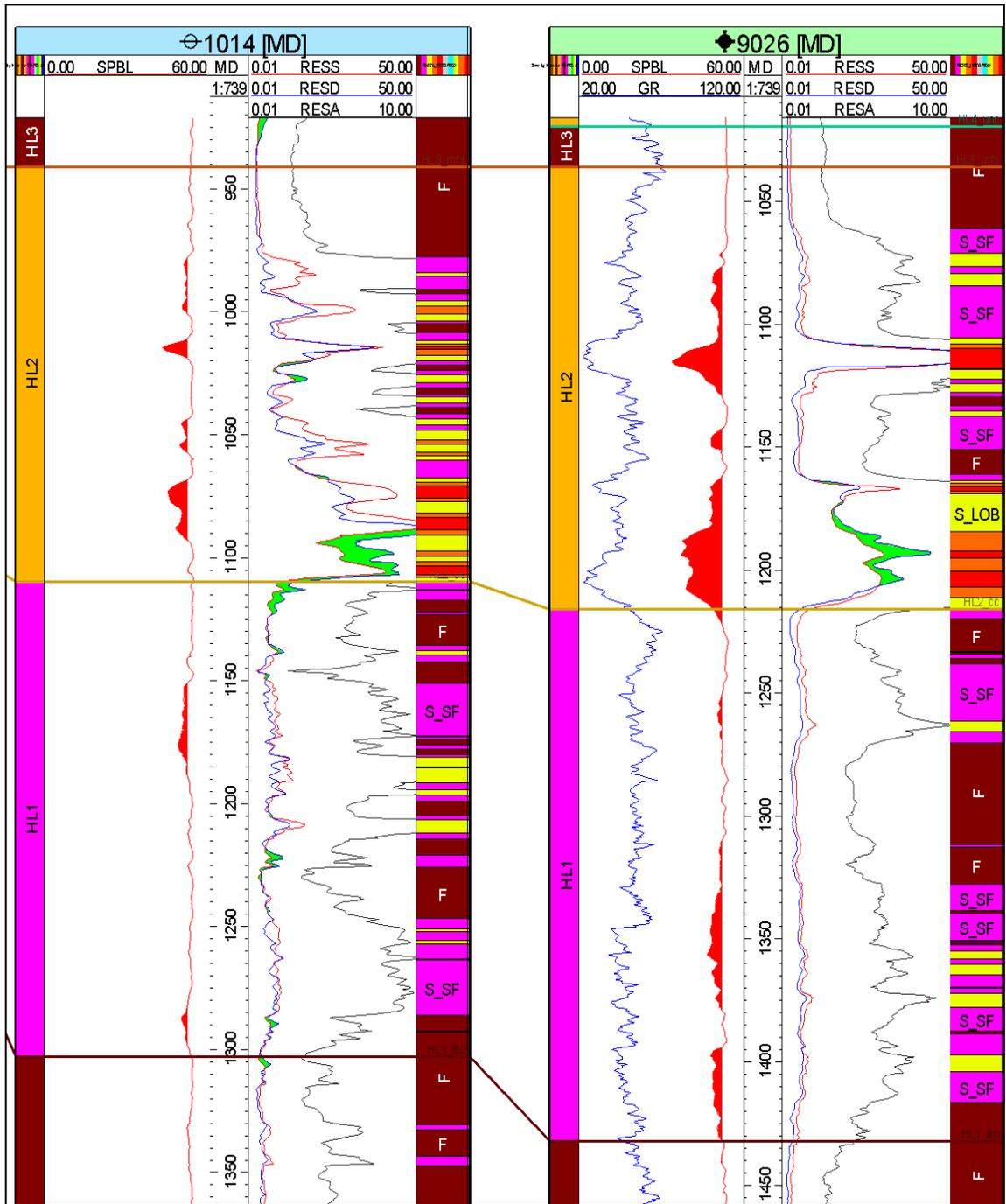


Figura 6.9. Resultado del modelo de discriminación por redes neuronales para cuatro pozos en el bloque. En la última columna se ubican las cinco electrofacies generadas: F (marrón), S_SF(rosado), S_LOB (amarillo), SC_CH (naranja) y C_CH (rojo).

6.3. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL Y MODELO DEL DEPÓSITO

El análisis de estratigrafía secuencial ha sido abordado en el capítulo del modelo sedimentario-estratigráfico, donde se definieron 8 unidades o zonas de modelado (EC1, EC2, EC3, EC4, EC5, HL1, HL2, y HL3) y 9 superficies que limitan estas zonas (EC1_lito, ECa_lito, EC3_mfs, ECb_lito, EC5_mfs, E_T_unc, HL1_lito, HL2_cc, y HL3_mfs).

La evolución del modelo depositacional para el área de estudio desde el punto de vista de la estratigrafía secuencial está representada por medio de los mapas de distribución de electrofacies para cada zona. Estos mapas fueron hechos a partir de los perfiles de electrofacies generados en la integración roca-perfil para cada pozo.

La primera zona EC1 limitada a la base y al tope por las superficies EC1_lito y ECa_lito respectivamente está compuesta principalmente por areniscas de grano muy fino a fino que siguen un patrón grano-creciente asociadas predominantemente a depósitos de frente deltaico. Estos depósitos están representados por los mapas de espesor de las principales electrofacies SF_DF y S_DF que se muestran en las figuras 6.10 y 6.11, donde se pueden apreciar que los depósitos de frente deltaico están restringidos a la parte norte del área de estudio.

La segunda zona EC2 limitada a la base y al tope por las superficies ECa_lito y EC3_mfs respectivamente está compuesta principalmente por areniscas de grano fino hasta areniscas conglomerádicas que siguen un patrón grano-decreciente asociadas a

depósitos en los que predomina la planicie deltaica y conforma una de las zonas más importantes del área. Estos depósitos están representados por los mapas de espesor de las electrofacies S_DF y SC_DP, que se muestran en las figuras 6.12 y 6.13.

Cabe mencionar que las zonas EC1 y EC2 están incluidas en la primera secuencia deltaica Cabo Blanco (EC_CB) de carácter principalmente progradante de la unidad Echinocyamus, donde la zona EC2 representa un ambiente más proximal (planicie deltaica) que suprayace a depósitos menos proximales (frente deltaica) de la zona EC1.

La tercera zona EC3 limitada a la base y al tope por las superficies EC3_mfs y ECb_lito respectivamente está compuesta principalmente por sucesiones grano-crecientes asociadas a depósitos deltaicos. Estos depósitos están representados por los mapas de espesor de las principales electrofacies S_DF y SC_DP, que se muestran en las figuras 6.14 y 6.15.

La cuarta zona EC4 limitada a la base y al tope por las superficies ECb_lito y EC5_mfs respectivamente está compuesta principalmente por sucesiones grano-decrecientes asociadas a depósitos predominantemente de planicie deltaica que conforman otra zona importante en el área. Estos depósitos están representados por los mapas de espesor de las principales electrofacies SC_DP y S_DF, que se muestran en las figuras 6.16 y 6.17.

Las zonas EC3 y EC4 conforman la secuencia deltaica Somatito (EC_SO), que al igual que la primera secuencia presenta un carácter progradante siendo la zona EC4 más proximal que la zona EC3.

La zona EC5 limitada a la base y al tope por las superficies EC5_mfs y E_T_unc respectivamente está compuesta principalmente de sucesiones grano-crecientes asociadas a los últimos pulsos progradantes del sistema deltaico. Los mapas de espesor de las principales electrofacies SC_DP y S_DF en el área se muestran en las figuras 6.18 y 6.19. Esta zona representa la última secuencia deltaica ballena (EC_BA) de la unidad Echinocyamus.

Las 5 zonas que pertenecen a la unidad Echinocyamus se encuentran en un contexto de periodo de sistema de nivel alto, donde el aporte sedimentario fue mayor que la tasa de subida del nivel del mar, llegando a apilar en promedio 600 pies de espesor en el área. Seguidamente a este sistema deltaico compuesto por las tres secuencias (EC_BA, EC_SO y EC_BA) le sigue una caída del nivel del mar que da origen a depósitos de regresión forzada representado por las zonas LOBITOS y HL1.

La zona LOBITOS limitada a la base y al tope por las superficies E_T_unc y HL1_lito respectivamente está compuesta por acumulaciones predominantemente de lutitas llegando a tener en promedio 550 pies de espesor (figura 6.20), estas lutitas se interpretan como los primeros pulsos de flujo complejo de lodo durante la regresión forzada.

La zona HL1 limitada a la base y al tope por las superficies HL1 y HL2_cc respectivamente se interpretan como los depósitos de flujo complejo de lodo más expresivos. Estos depósitos en el área de estudio están representados por los mapas de

espesor de electrofacies S_SF y S_LOB de las figuras 6.21 y 6.22. En las figuras se muestran que el eje depositacional es de dirección SW-NE principalmente.

Seguidamente a estos depósitos de flujo complejo de lodo o depósitos de transporte en masa se tiene una restauración en el sistema resultando en una subida del nivel del mar representado por los depósitos de la zona HL2.

La zona HL2 está limitada a la base y al tope por la superficie HL2_cc y HL3_mfs compuesta principalmente por sucesiones grano-decrecientes que representan depósitos turbidíticos de alta y baja densidad y conforman la zona más importante en la unidad Hélico. Los elementos depositacionales de estas turbiditas de alta energía y baja energía son dominados por espesores de rellenos de canal compuestos por las electrofacies S_LOB, SC_CH, y C_CH, cuyos mapas de espesor se muestra en las figuras 6.23, 6.24, y 6.25, en ellos se puede apreciar que estos depósitos tienen una dirección de aporte aproximadamente N10°W. Los depósitos de esta zona representan la variación de un periodo de sistema de nivel alto a un sistema transgresivo donde los flujos de turbidez son progresivamente menos densos, y las facies de areniscas son más esporádicas y de geometría lenticular hasta desaparecer.

Las figuras 6.10 a 6.25 muestran los mapas de espesor de las principales electrofacies para cada zona, que serán empleados para controlar la probabilidad de ocurrencia de las electrofacies durante el poblamiento del modelado de propiedades discretas o de facies.

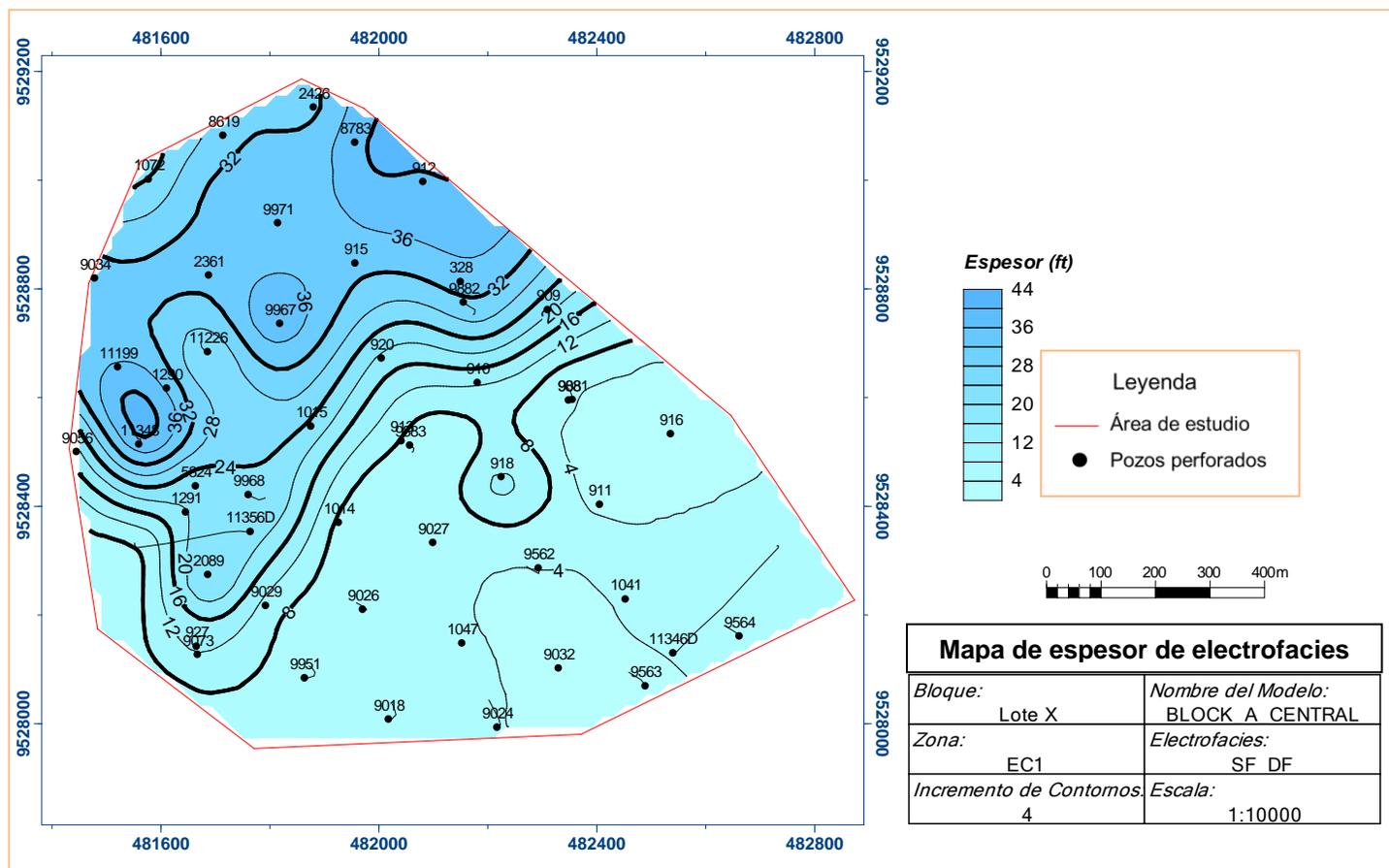


Figura 6.10. Mapa de espesor de electrofacies SF_DF para la zona EC1, donde los mayores espesores se encuentran en la parte norte del área de estudio.

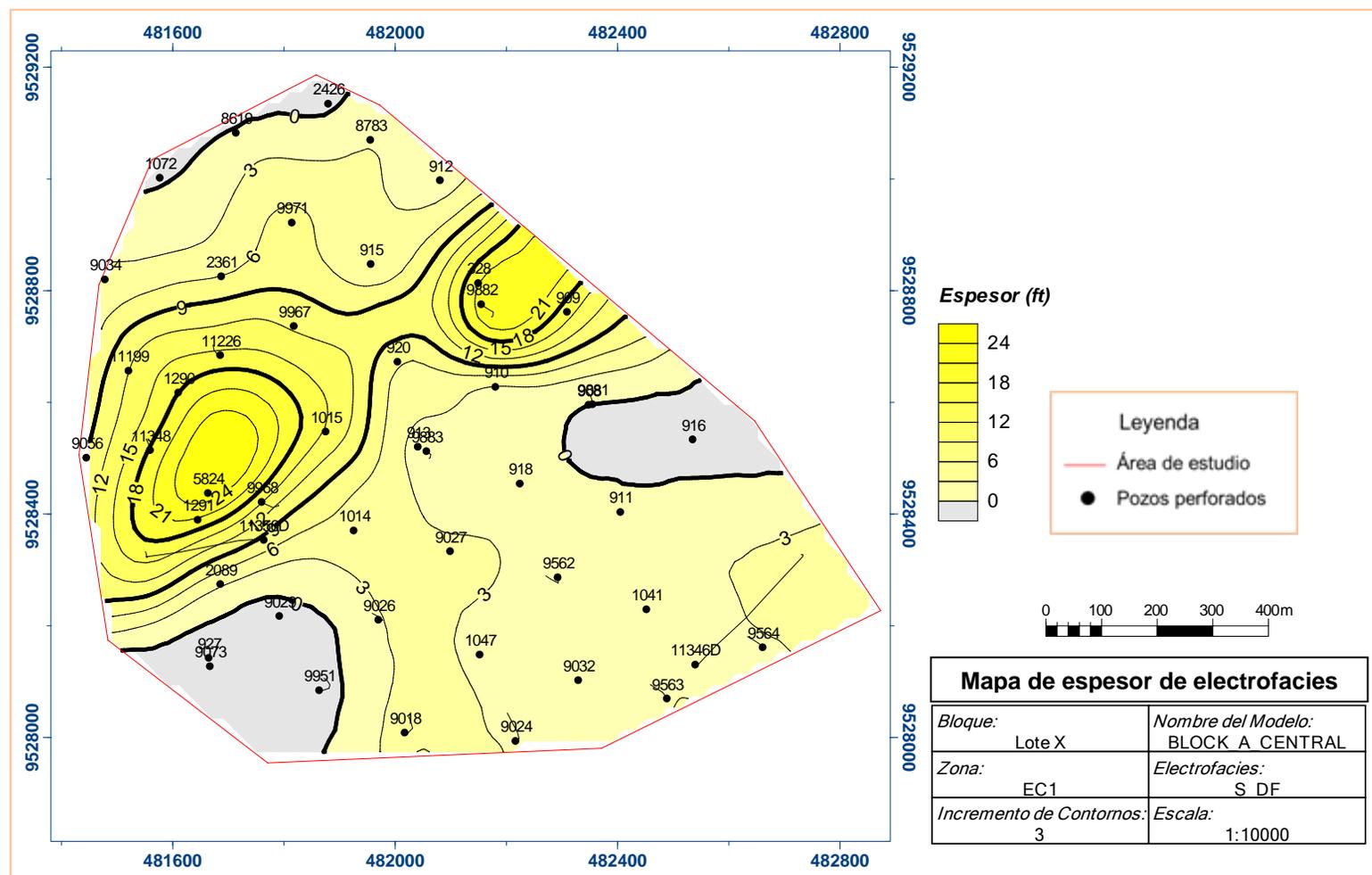


Figura 6.11. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC1, donde los mayores espesores se encuentran en la parte norte del área de estudio. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

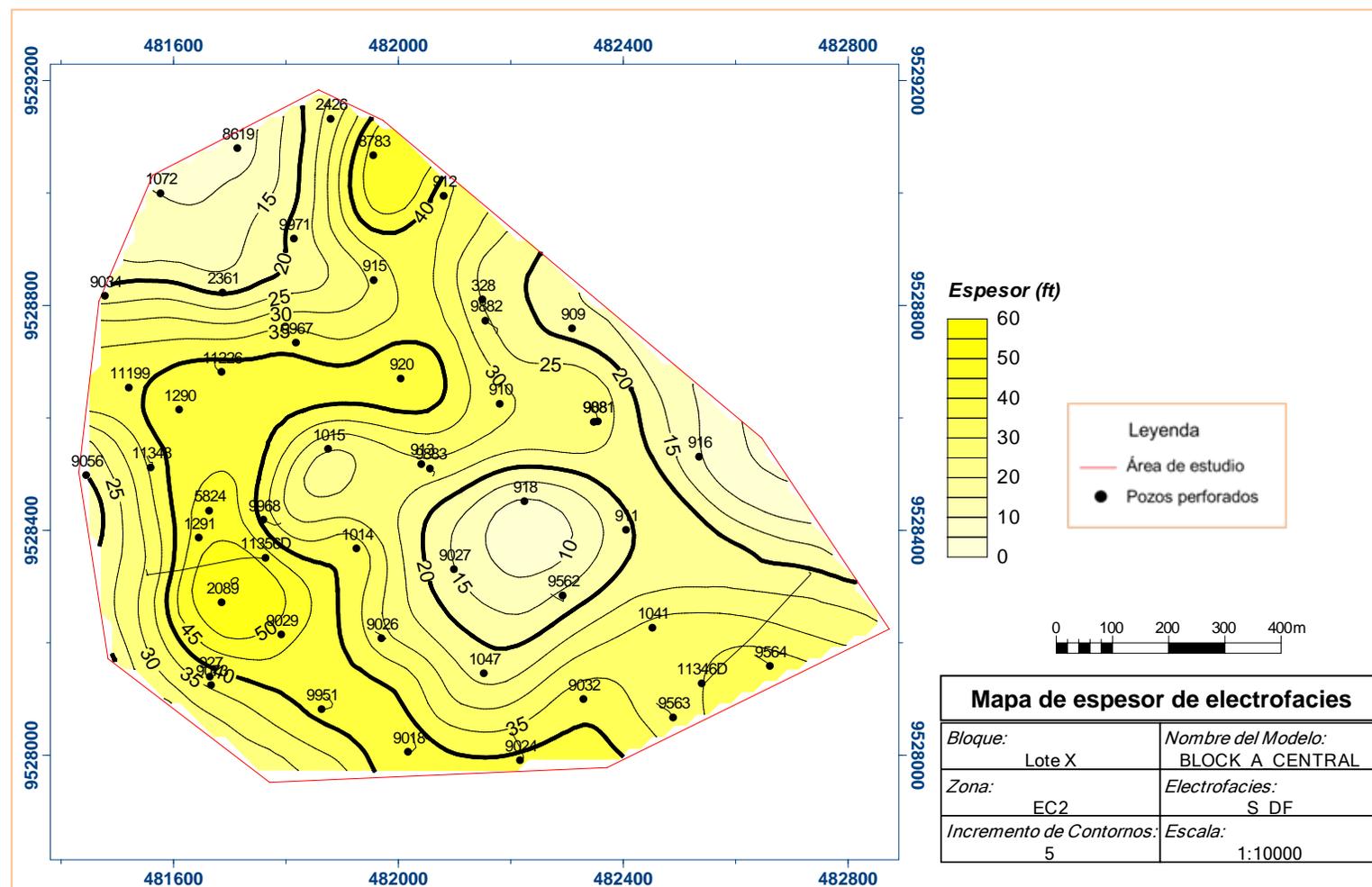


Figura 6.12. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC2, que representa la distribución de las facies de características buenas asociadas a depósitos de frente deltaico principalmente.

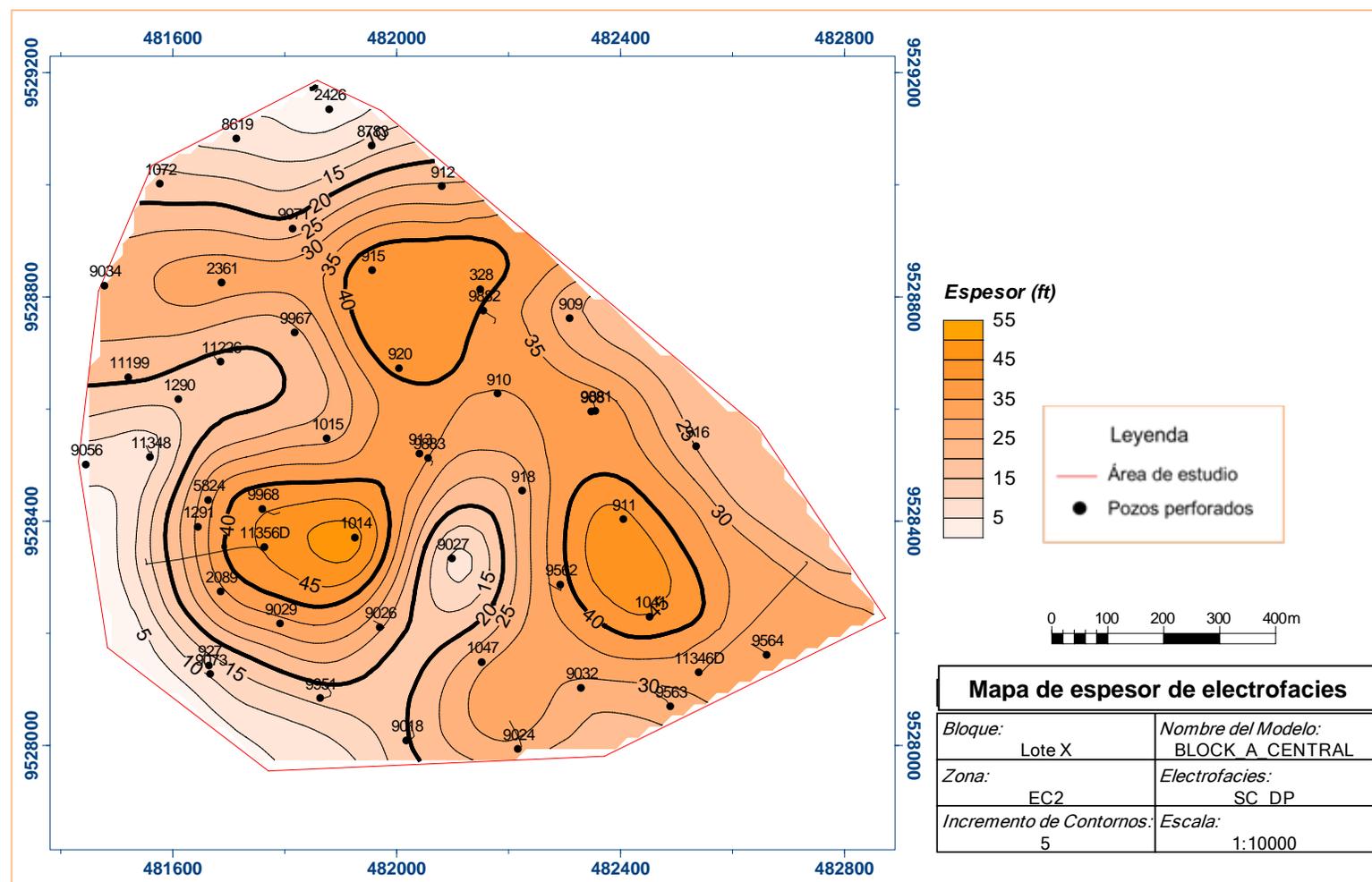


Figura 6.13. Mapa de espesor de electrofacies SC_DP para la zona EC2, que representa la extensión de las mejores facies reservorios de la zona asociadas a depósitos de planicie deltaica principalmente.

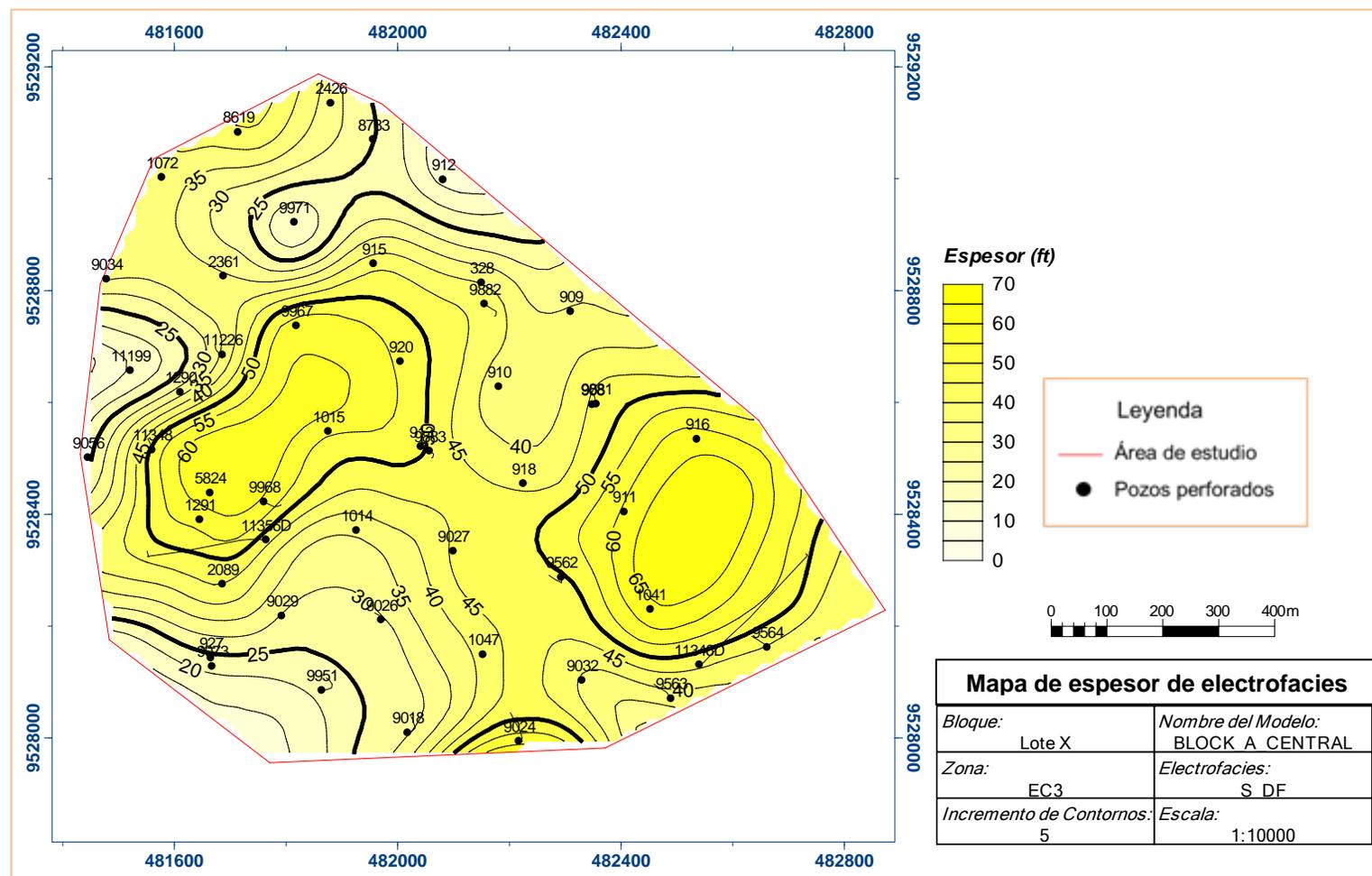


Figura 6.14. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC3, que representa la distribución de las facies de características buenas asociadas a depósitos de frente deltaico principalmente.

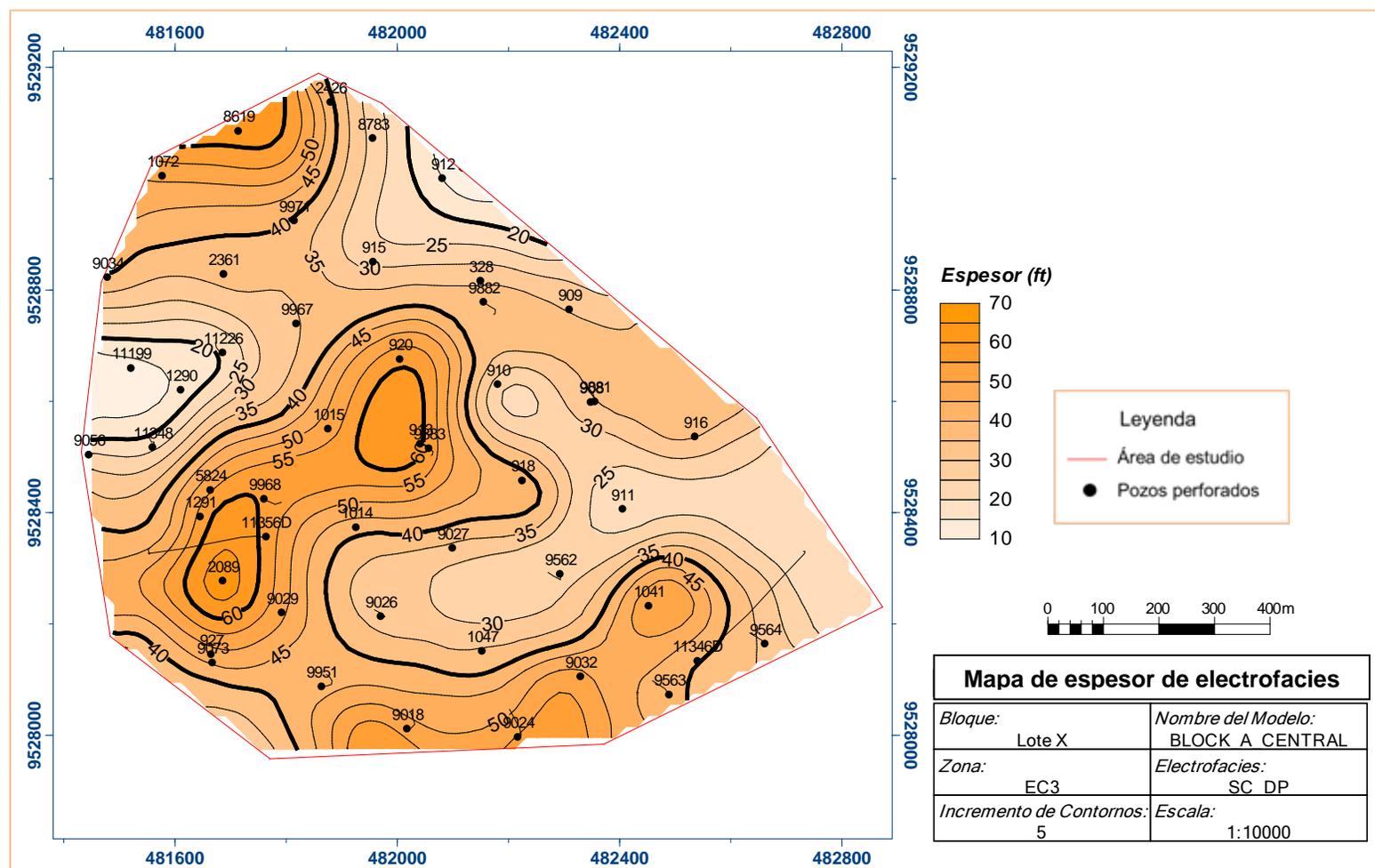


Figura 6.15. Mapa de espesor de electrofacies SC_DP para la zona EC3, que representa la extensión de las mejores facies reservorio de la zona asociadas a depósitos de planicie deltaica principalmente.

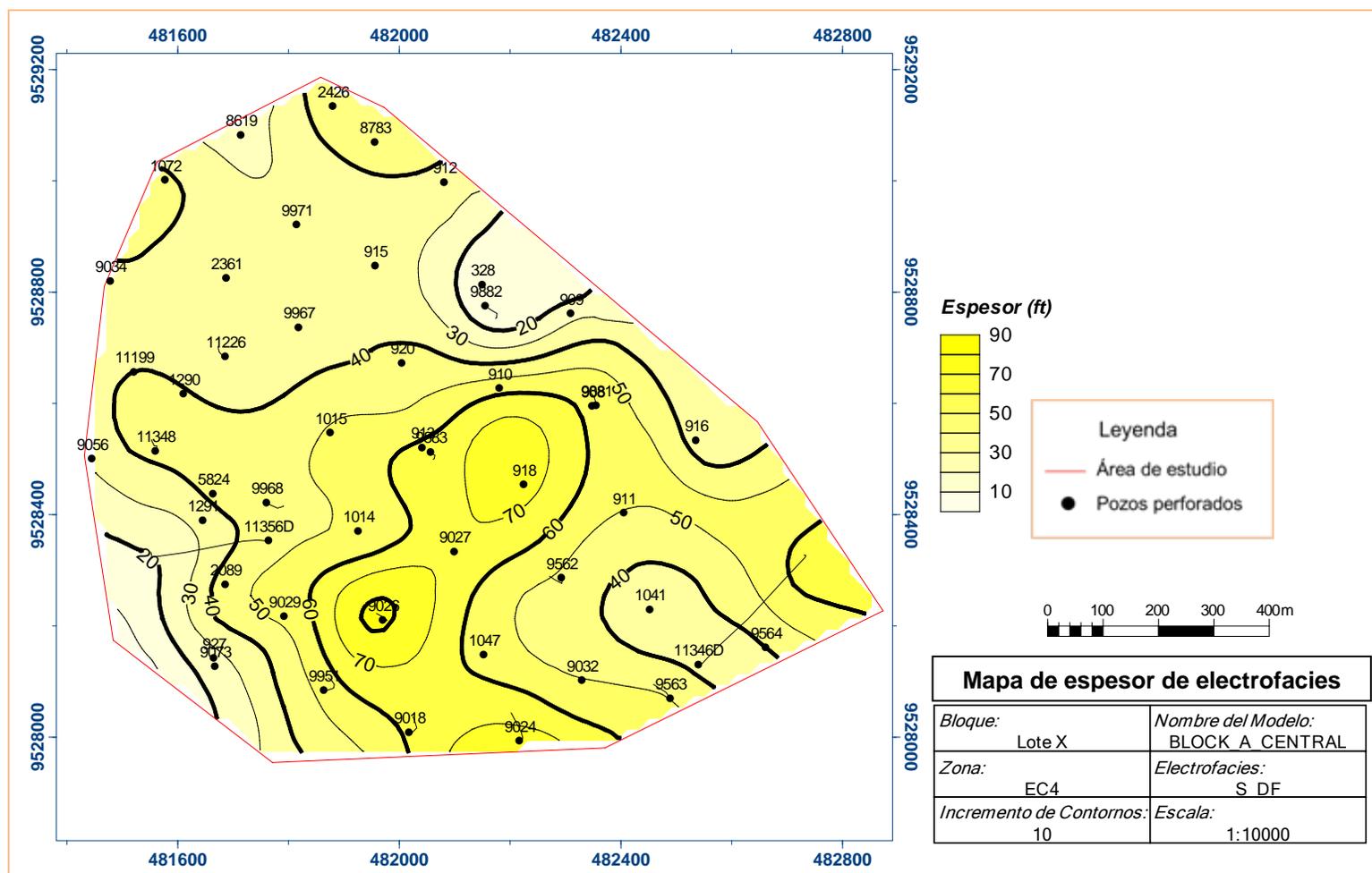


Figura 6.16. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC4, que representa la distribución de las facies de características buenas asociadas a depósitos de frente deltaico principalmente.

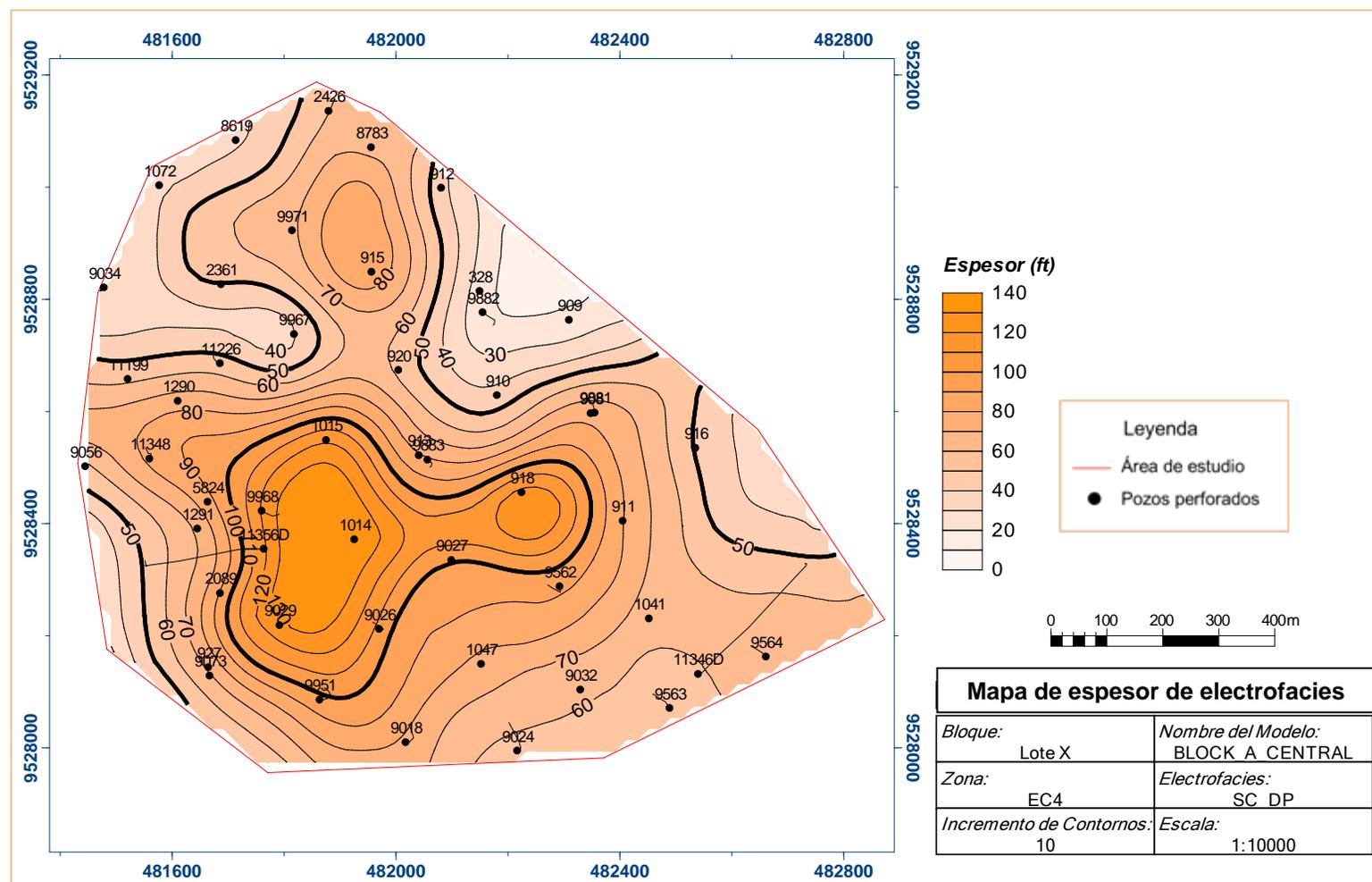


Figura 6.17. Mapa de espesor de electrofacies SC_DP para la zona EC4, que representa la distribución de las mejores facies reservorio asociadas a depósitos de planicie deltaica principalmente.

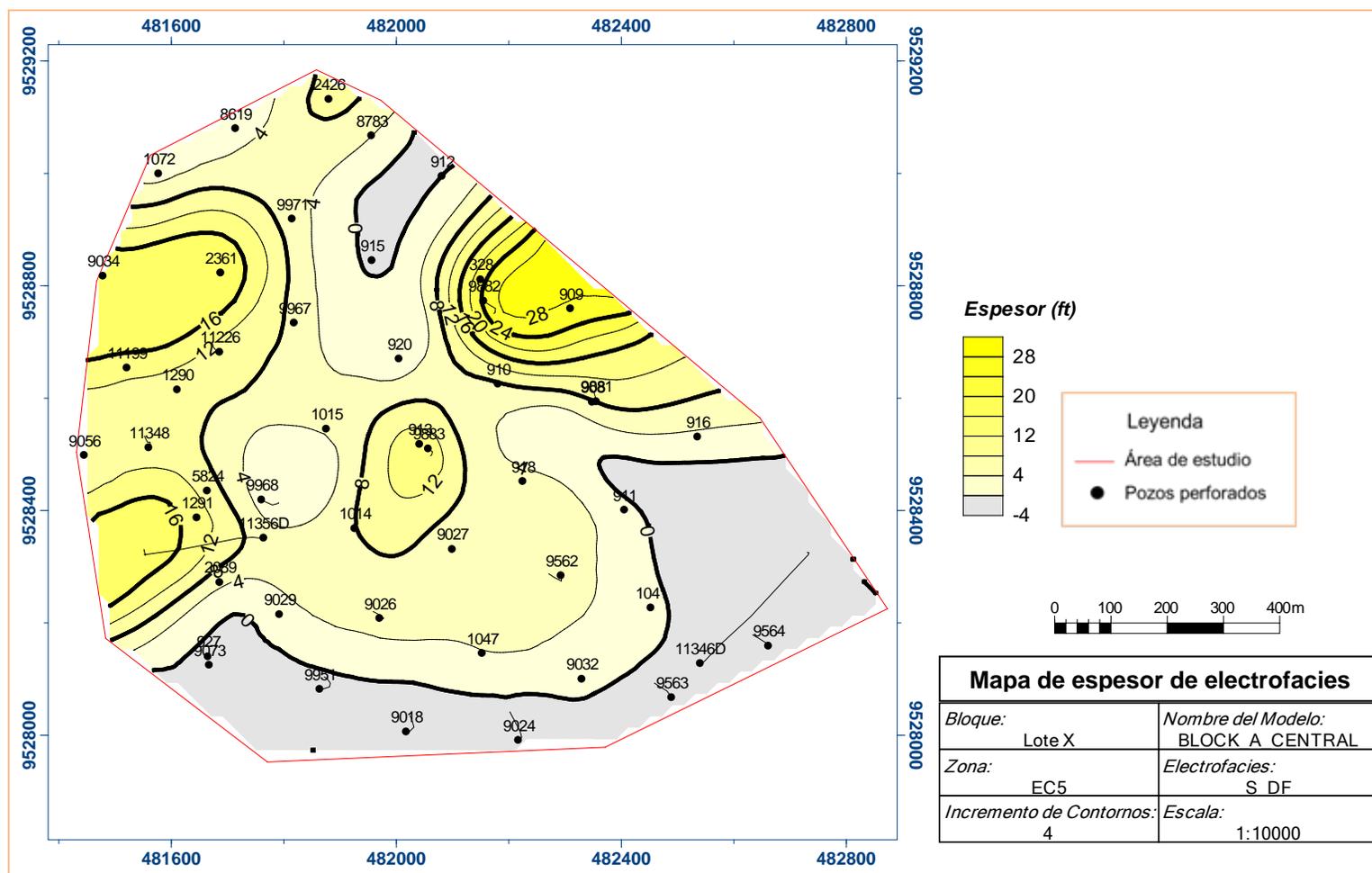


Figura 6.18. Mapa de espesor de electrofacies S_DF para la zona EC5. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

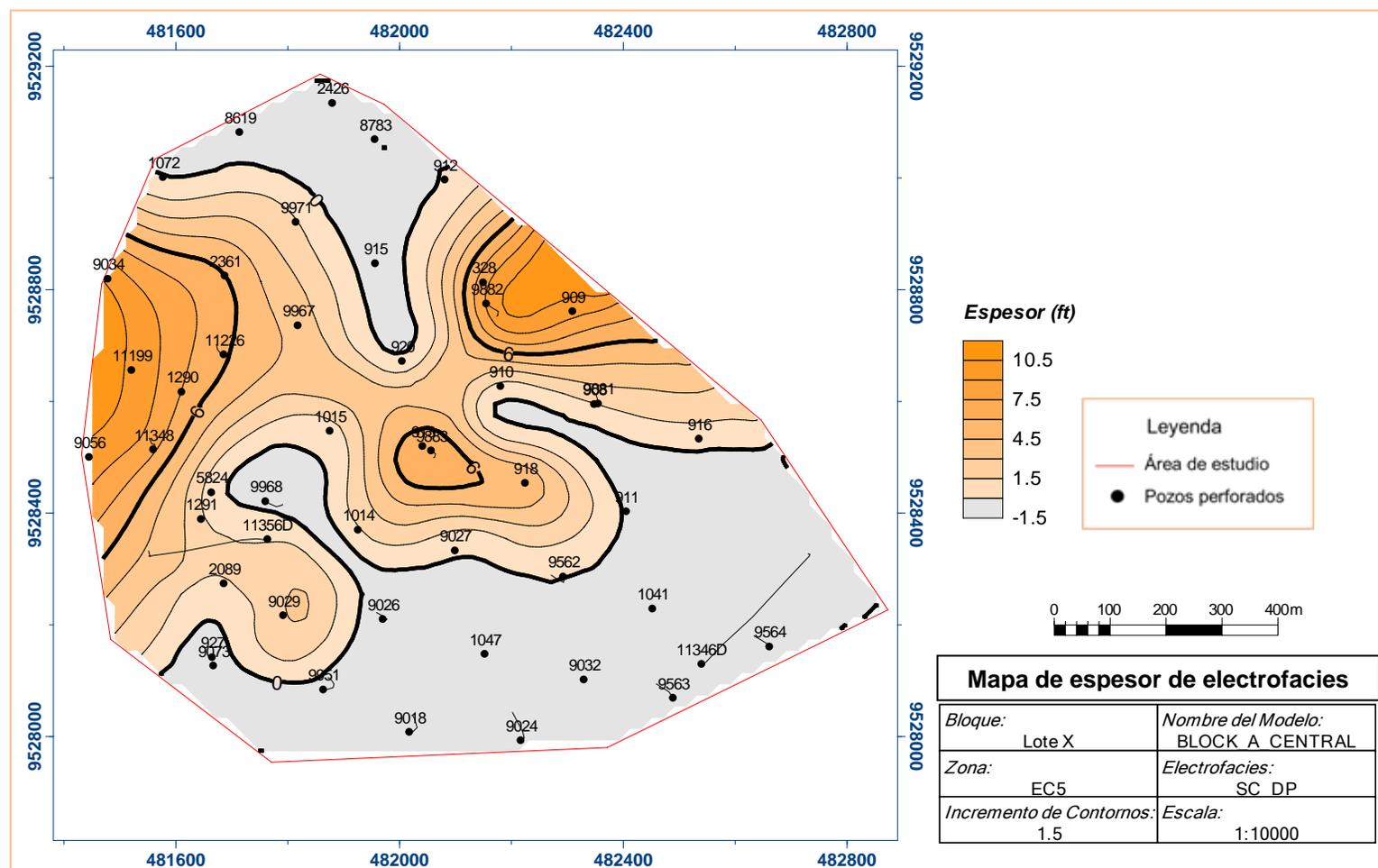


Figura 6.19. Mapa de espesor de electrofacies SC_DP para la zona EC5, que representa la distribución de las mejores facies reservorio asociadas a depósitos de planicie deltaica principalmente. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

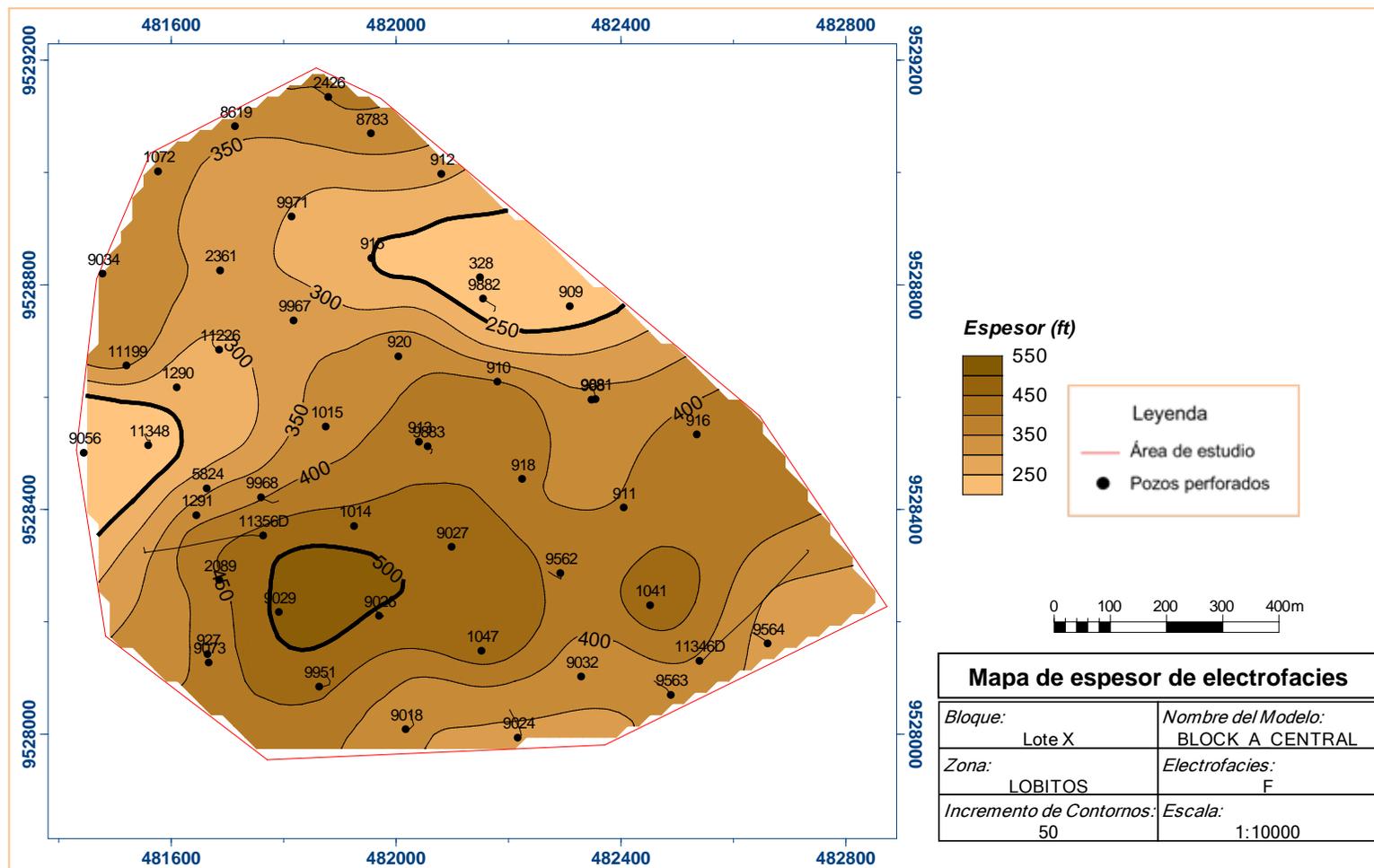


Figura 6.20. Mapa de espesor de electrofacies F para la zona LOBITOS, que muestra los primeros pulsos de los depósitos de flujo complejo de lodo o transporte en masa.

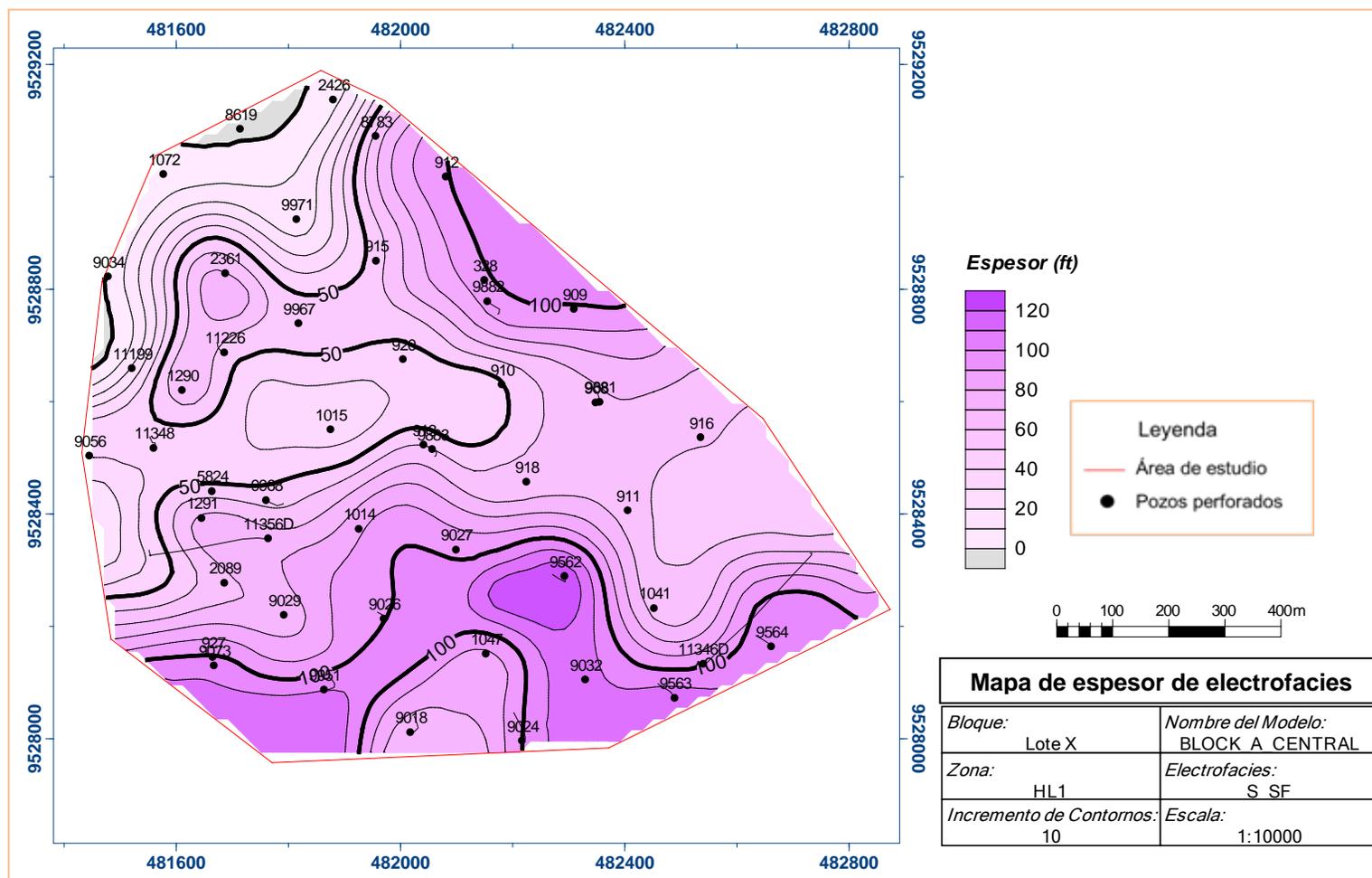


Figura 6.21. Mapa de espesor de electrofacies S_SF en la zona HL1 que muestra la distribución de los depósitos de características pobres asociados a transporte en masa. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

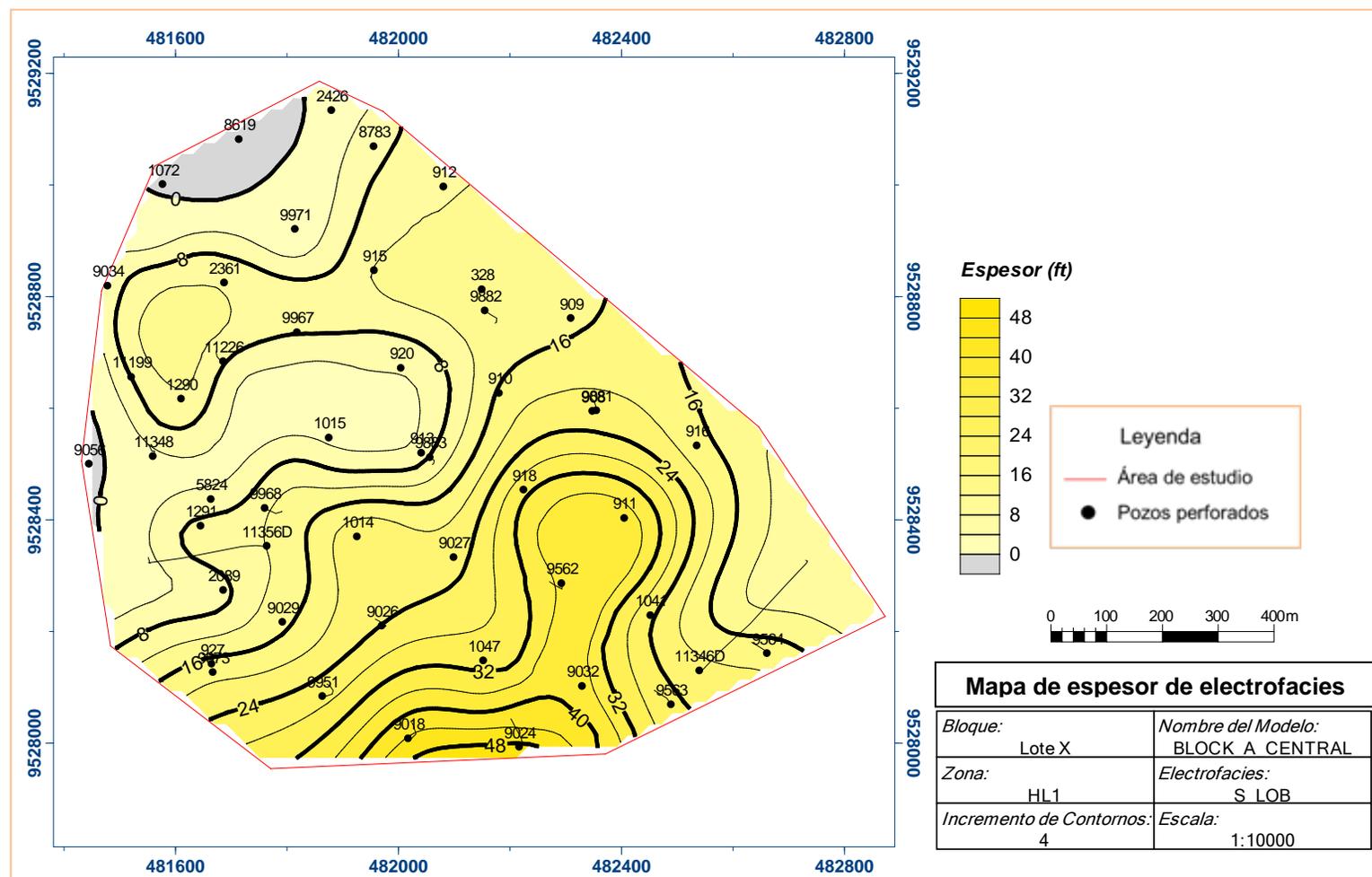


Figura 6.22. Mapa de espesor de electrofacies S_LOB en la zona HL1 que muestra la distribución de los depósitos de características buenas asociados a transporte en masa. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

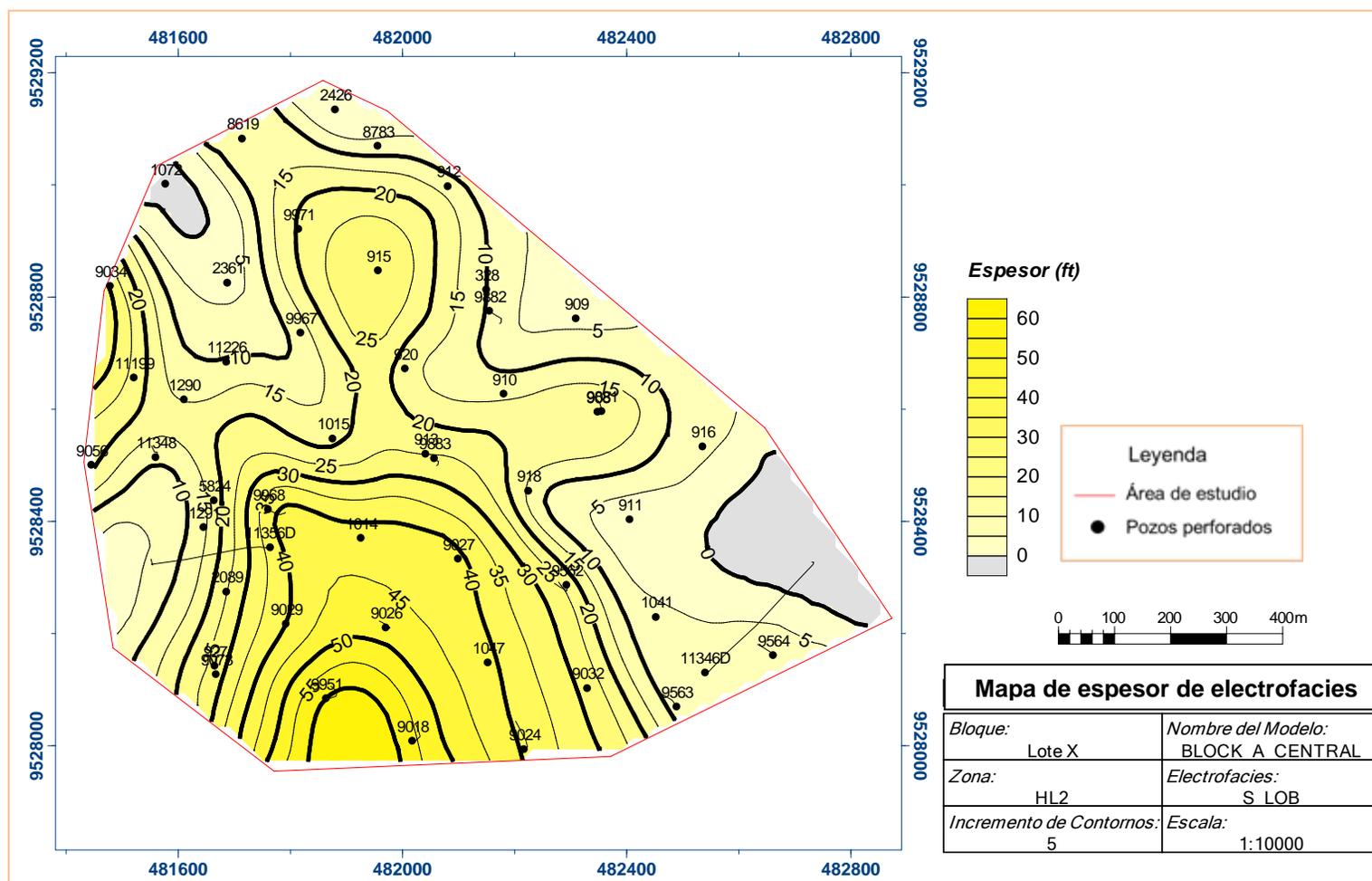


Figura 6.23. Mapa de espesor de electrofacies S_LOB en la zona HL2 que muestra la distribución de los depósitos asociados a rellenos de canal. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

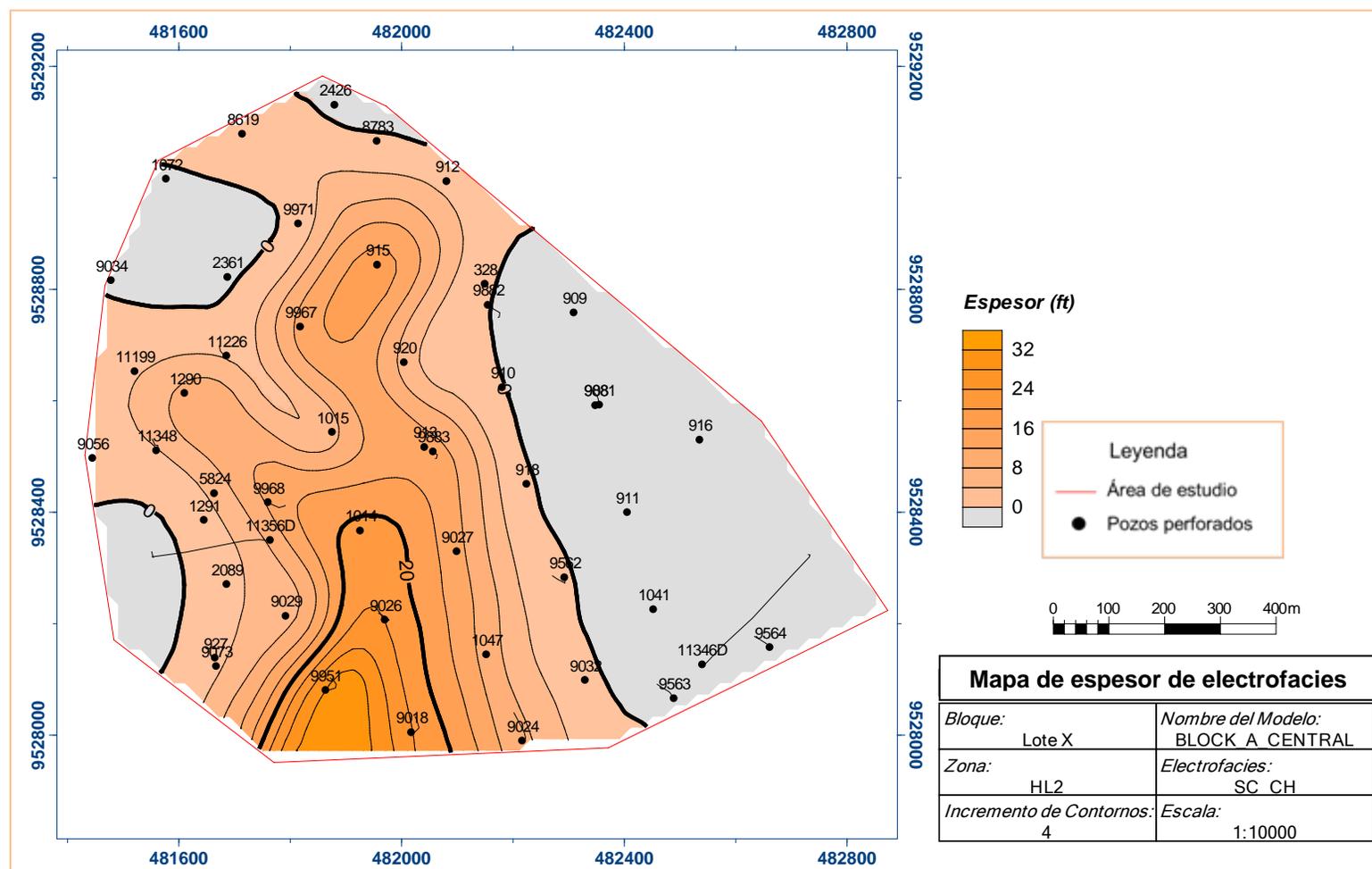


Figura 6.24. Mapa de espesor de electrofacies SC_CH en la zona HL2 que muestra el eje principal de un canal de dirección N10°O principalmente. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

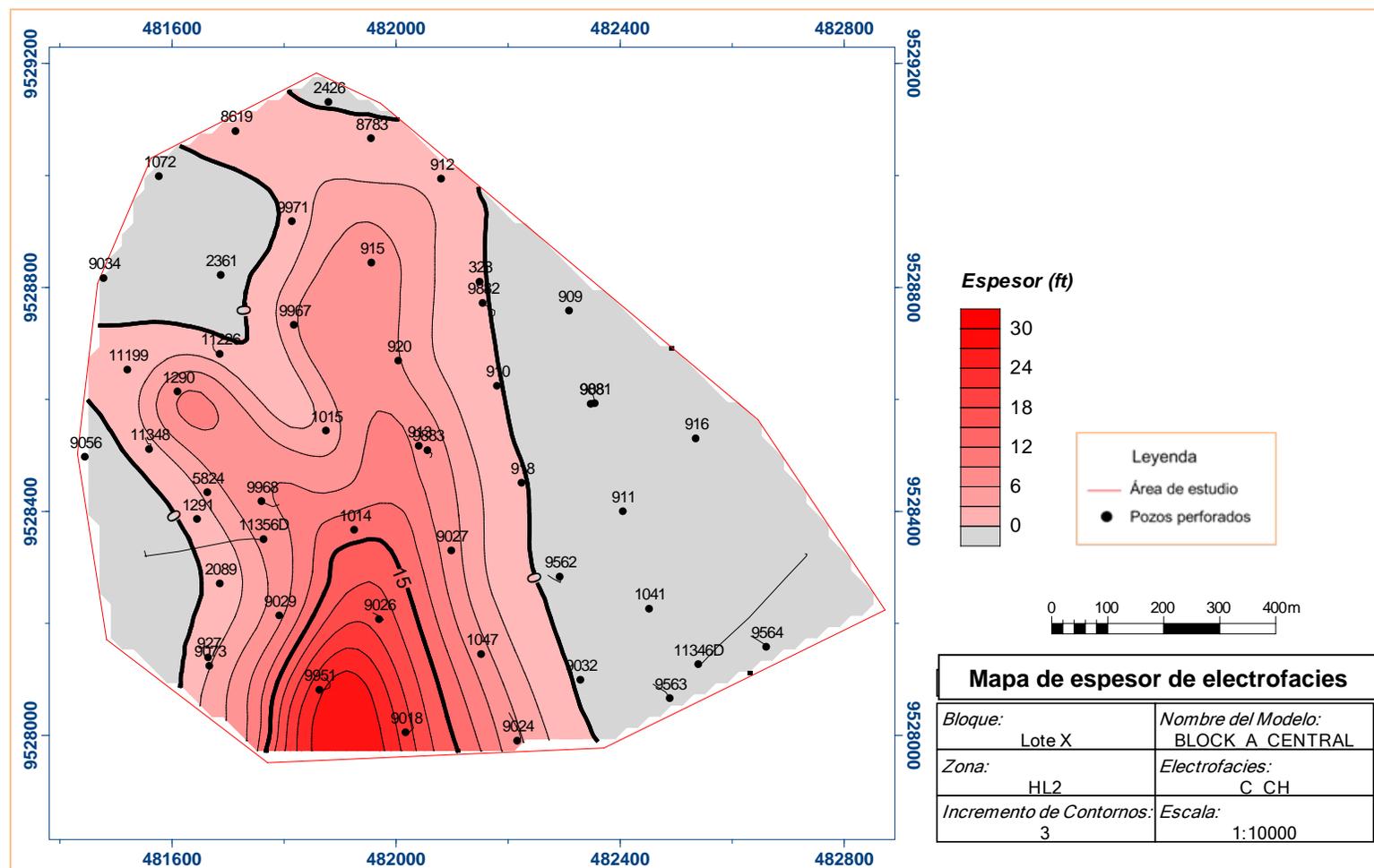


Figura 6.25. Mapa de espesor de electrofacies C_CH para la zona HL2 que muestra el eje principal de un canal de dirección N10°O principalmente. Las zonas grises indican ausencia de estas electrofacies.

CAPÍTULO VII

MODELO ESTRUCTURAL

7.1. GENERALIDADES

La construcción del modelo estructural consiste en representar en tres dimensiones las unidades reservorio Hélico y Echinocyamus, con el objetivo de tener un mejor entendimiento del armazón geométrico estratigráfico-estructural. Para llevar a cabo la construcción de dicho modelo se partió del modelo estructural en dos dimensiones representado por mapas y secciones estructurales interpretadas.

El modelo estructural contempla el modelado de fallas que limitan el bloque y las superficies estratigráficas (EC1_lito, ECa_lito, EC3_mfs, ECb_lito, EC5_mfs, E_T_unc,

HL1_lito, HL2_cc, y HL3_mfs) que limitan las ocho zonas definidas en el modelo estratigráfico (EC1, EC2, EC3, EC4, EC5, LOBITOS, HL1, y HL2), obteniéndose como resultado el almacén geológico del Bloque A.

7.2. NATURALEZA DE LOS DATOS

El principal dato de entrada para la generación de fallas fue el mapa estructural al tope del Miembro Cabo Blanco (figura 5.37). La construcción de las fallas pretende honrar el rumbo y buzamiento definido para cada una de las fallas que delimitan el Bloque “A” interpretadas en el modelo tradicional de dos dimensiones (figura 3.13), así como también, se respetó los puntos de intersección del plano de falla con los pozos, dichos puntos fueron identificados en base a correlaciones estratigráficas.

El modelado de superficies estratigráficas fue efectuado en base a los topes definidos en la correlación de pozos que involucran a las 18 secciones cuyas direcciones fueron definidas en la figura 5.38 con el soporte del software Stratworks®, de Landmark ®.

7.3. ÁREA DE MODELADO

Se delimitó un área de modelado de tal manera que fuera más extensa que el área de influencia de los bloques estructurales al tope del miembro Cabo Blanco y al tope del Miembro Hélico como puede ser visualizado en la figura 7.1. Cabe mencionar que el área de estudio involucra a 49 pozos pero de estos solo 43 están considerados en el área de modelado debido a que estos últimos atraviesan el Bloque "A", los 6 restantes se

ubican en la margen cercana al bloque sin atravesarlo, sin embargo fueron considerados en la elaboración de los mapas de electrofacies como vimos anteriormente.

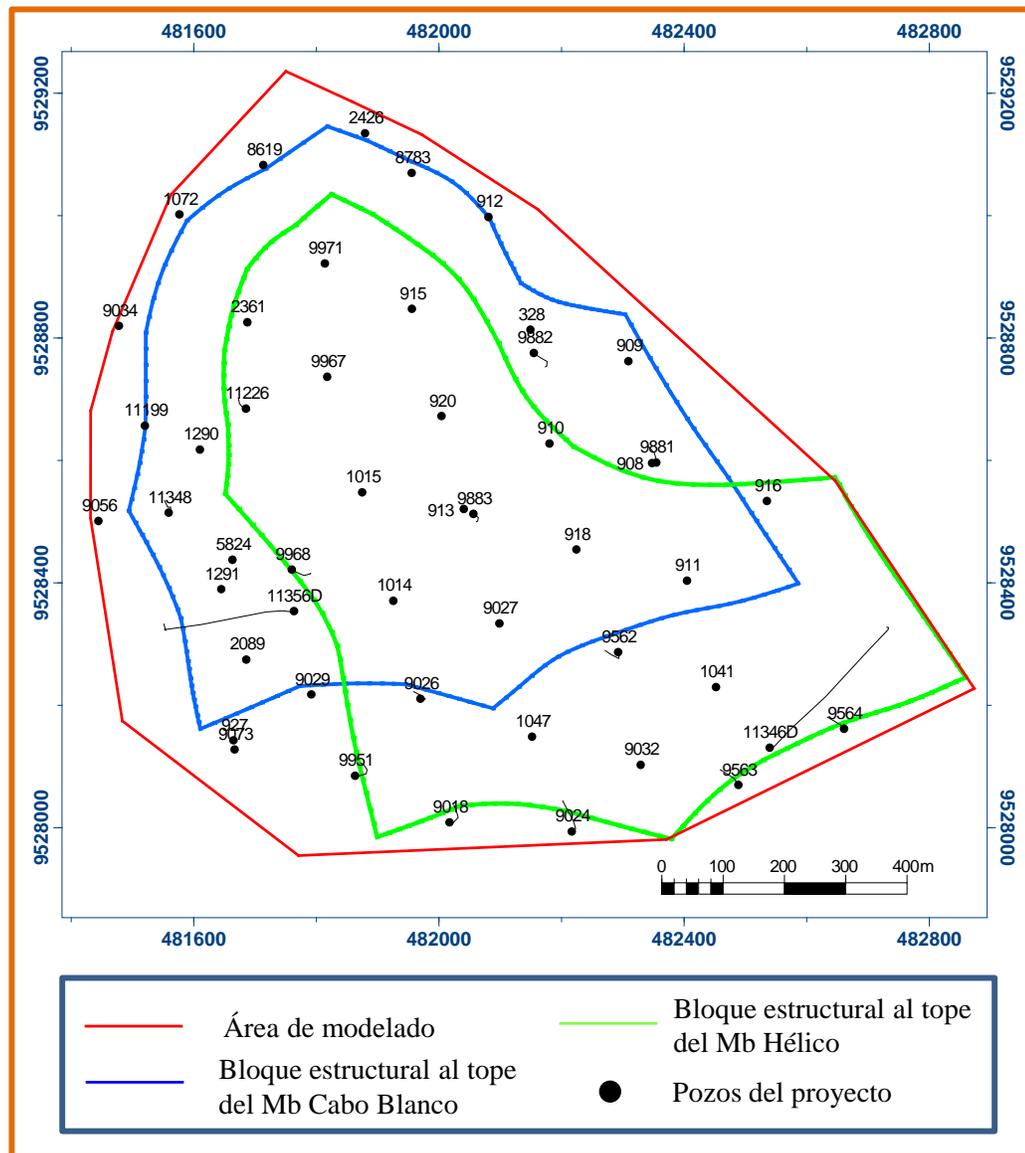


Figura 7.1. Relación del área de modelado con los polígonos de falla al tope del Miembro Cabo Blanco y Hélico. Se muestra también el total de pozos en el proyecto.

7.4. MODELAJE DEL ARMAZÓN ESTRUCTURAL DEL RESERVORIO

A partir de los polígonos de falla al tope del Miembro Cabo Blanco y al tope del Miembro Hélico, se realizó la construcción de los planos de falla que limitan al Bloque A, a través de la construcción de pilares a la largo de estos polígonos. En la figura 7.2 se muestra el resultado del modelado para las seis fallas construidas en tres dimensiones.

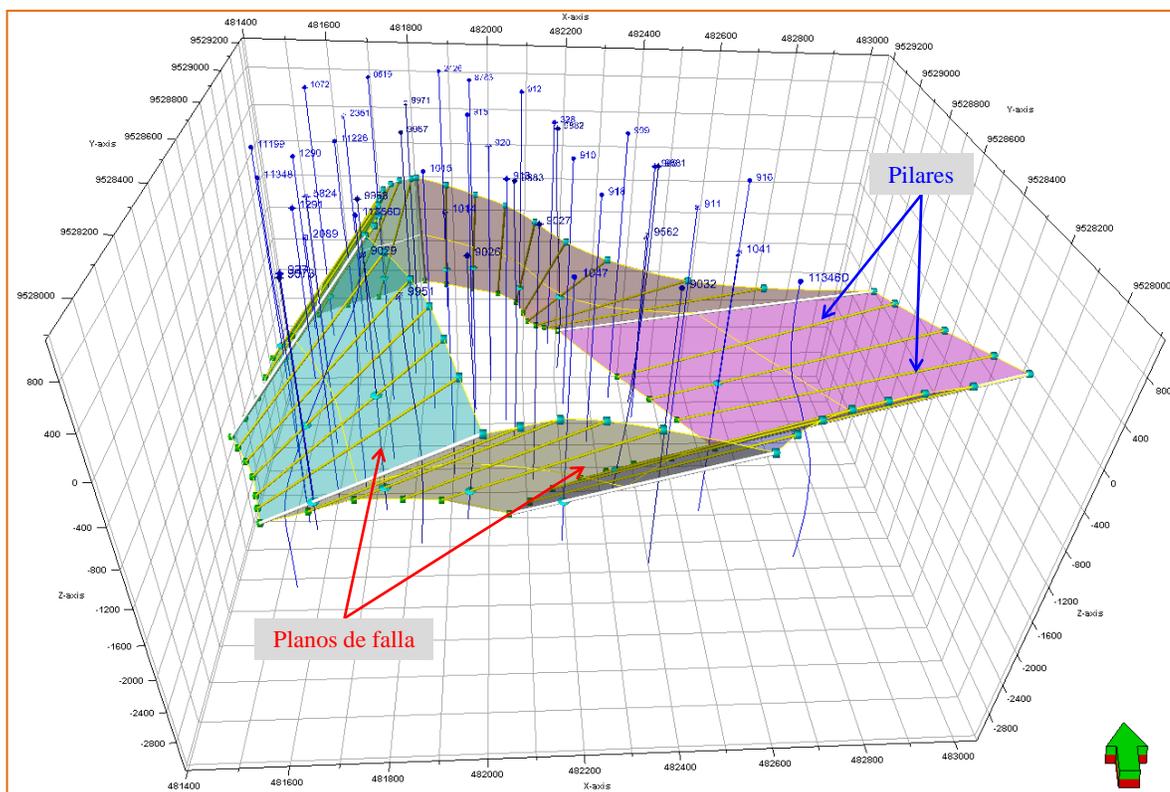


Figura 7.2. Modelado de las superficies de las fallas en tres dimensiones a partir de los pilares generados.

El control de rumbos y buzamientos de los planos de las fallas modeladas fueron efectuadas mediante el control de los pasos de fallas identificados en los pozos a partir de correlaciones estratigráficas. De este modo, se identificaron los pasos de fallas en 16

pozos: EA2426, EA8783, EA912, EA982, EA916, EA9562, EA9026, EA9029, EA9073, EA11356D, EA2089, EA5824, EA11348, EA11199, EA1072, y EA8619.

En la figura 7.3 se muestran los 16 pozos que cortaron los planos de las fallas, la intersección es representada por los puntos rojos etiquetados con la profundidad en pies referida al nivel del mar

Una vez generado el armazón de las fallas, se procedió a la construcción de los horizontes y posteriormente a la malla de simulación geostatística.

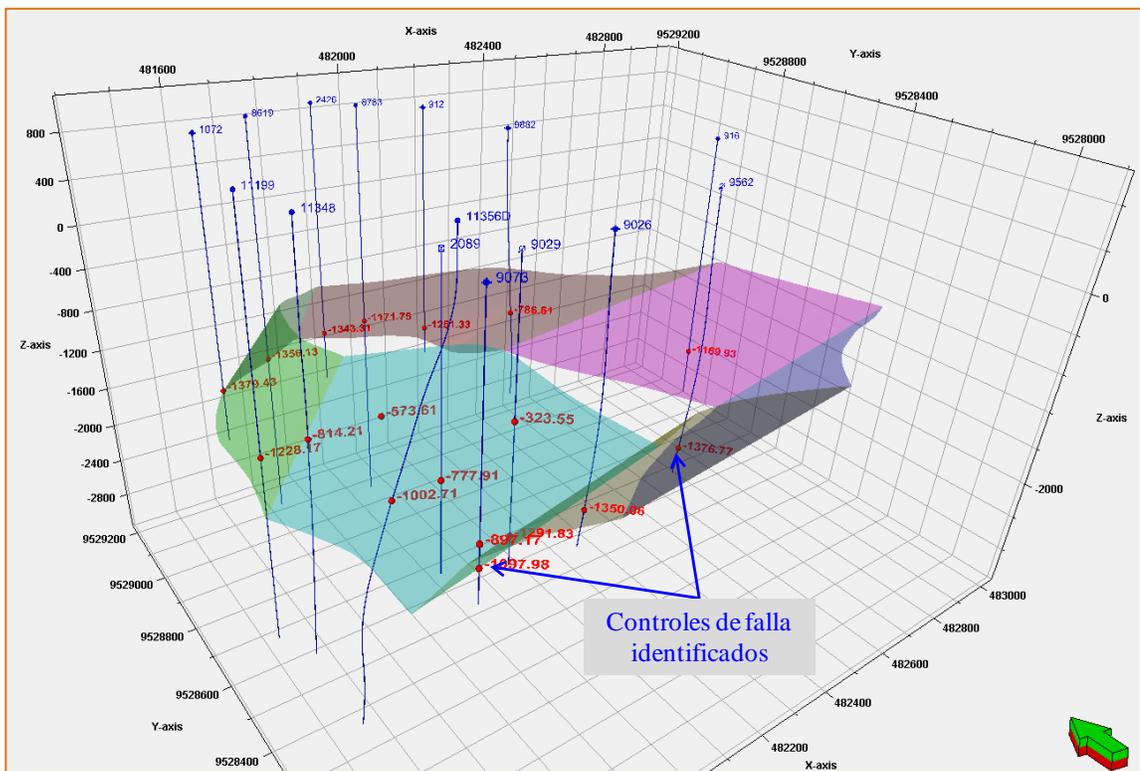


Figura 7.3. Control de rumbos y buzamientos de los planos de fallas por medio de los controles de falla (puntos en rojo).

7.5. EDICIÓN DE LOS HORIZONTES

El armazón estructural construido anteriormente fue utilizado en la edición de los horizontes con la finalidad de remover o eliminar los puntos situados a menos de 100 m de los planos de falla. Esta operación tiene por objetivo reducir errores en el modelado debido a la existencia de puntos en el bloque alto que provenga de la tendencia de puntos ubicados en el bloque bajo y viceversa. Lo antes mencionado puede ser explicado por la figura 7.4 donde se muestra un esquema del procedimiento para la edición de puntos en la región próxima a la falla.

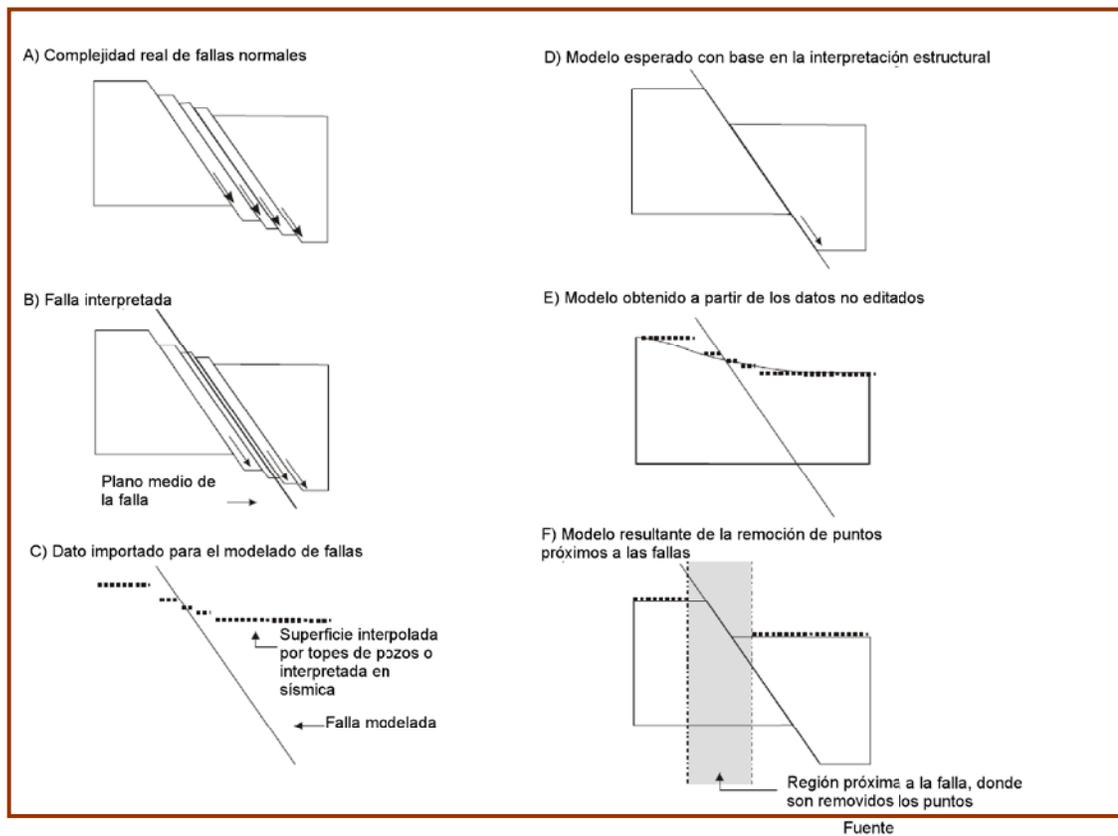


Figura 7.4. Esquema de edición de puntos situados a menos de 100 m. de los planos de fallas (Torres, K., 2012).

Para evitar inconsistencias entre los buzamientos de los horizontes modelados próximos a las fallas, fue necesario ajustar los horizontes en las proximidades de las fallas (distancias iguales a 100 m), a fin de prever el cambio de buzamiento de los horizontes y una reducción errónea del salto vertical de las fallas.

Este método fue aplicado a las superficies estratigráficas obtenidas a partir de la interpolación de topes en los perfiles de pozos.

7.6. DEFINICIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA

La malla de simulación geoestadística o malla de referencia está limitada por los planos de falla construidos anteriormente y engloba a 43 pozos que atraviesan el bloque "A". Esta malla está compuesta por 60 celdas de dimensión 20 m en la dirección X, 49 celdas de dimensión 20 m en la dirección Y y 429 celdas de 3 ft aproximadamente en la dirección Z.

El origen está situado en las coordenadas Este 481420 y Norte 9527913. La dirección del mallado es N-S, el cual coincide con la orientación del bloque estructural. Esta malla tiene un total de 1261260 celdas. En la figura 7.5 se puede observar una vista en planta de la malla de simulación a un determinado nivel en la vertical y los pozos que cortan al bloque.

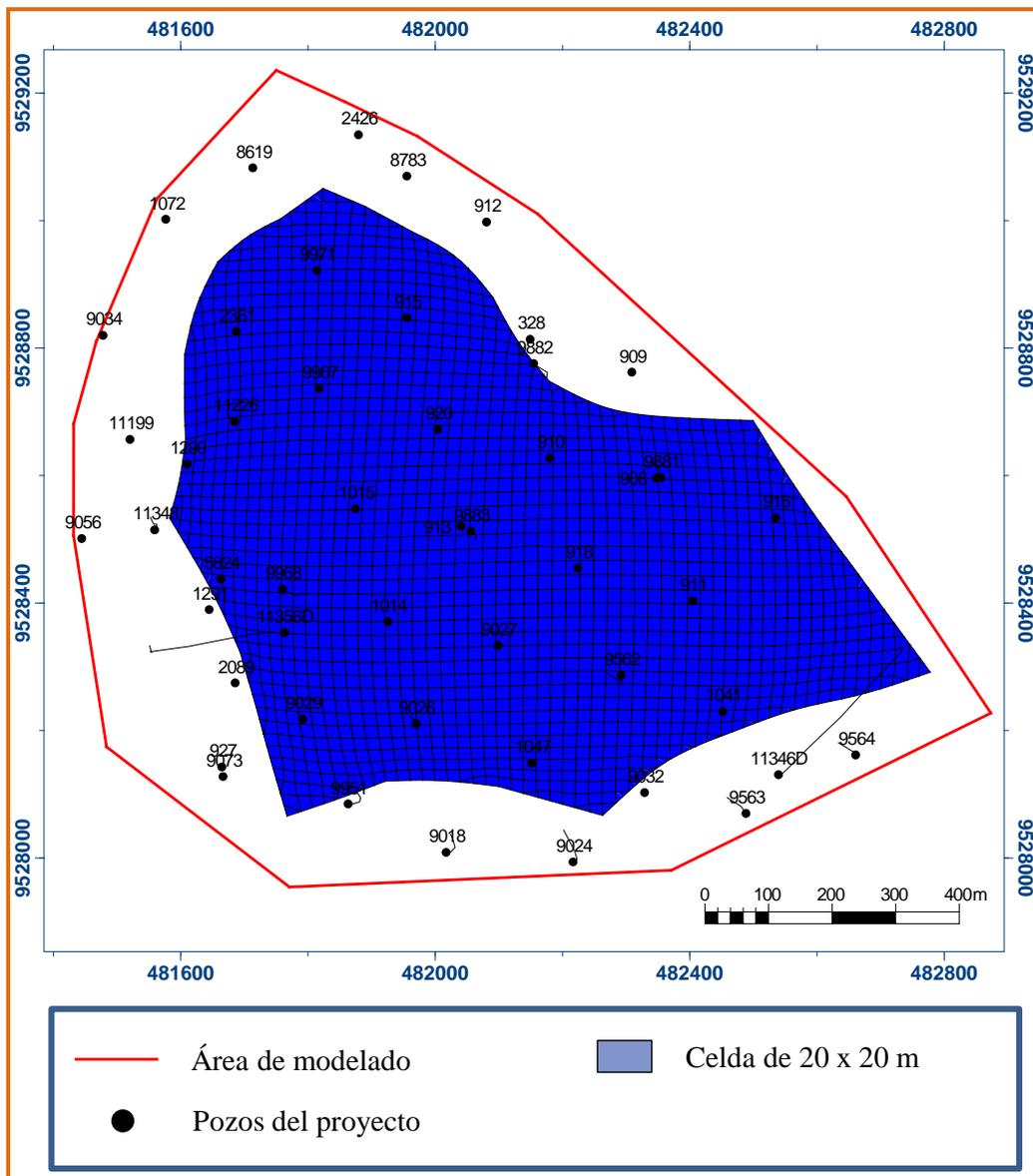


Figura 7.5. Mapa que muestra la malla de Simulación Geoestadística a un determinado nivel donde se observa las celdas de 20 x 20 m y los 43 pozos involucrados en proyecto.

7.7. MODELADO DE HORIZONTES

Los horizontes fueron construidos basados en el conjunto de superficies elaboradas por interpolación de topes del total de pozos en el área de modelado. Todas las superficies

fueron generadas con un área mayor a la del área de estudio, para evitar problemas de inconsistencia en los bordes de área.

Cuando se examinaron pares de horizontes adyacentes, frecuentemente se observaron truncamientos indebidos, donde porciones del horizonte basal presentan cotas más altas que el horizonte superior. Estos truncamientos surgen por la baja densidad del conjunto de superficies generadas solo con topes de pozos que permite que los horizontes asuman localmente una geometría diferente a la esperada. Esto ocurre debido a la extrapolación de la tendencia observada en los puntos más próximos. De esta forma, regiones poco muestreadas pueden variar abruptamente de cota, tornándose inconsistentes con los horizontes adyacentes.

La construcción de los horizontes a partir de los datos descritos anteriormente fue completamente interpretativa y manual, exigiendo edición de los nodos de las mallas, para remover los truncamientos y generar geometrías más próximas a las del modelo conceptual elaborado.

En la figura 7.6 se puede observar el modelado de los horizontes en tres dimensiones para cada de cada una de las superficies estratigráficas involucradas en el modelo.

Las figuras 7.7 y 7.8 muestran en dos secciones las superficies modeladas que limitan las zonas que componen los reservorios.

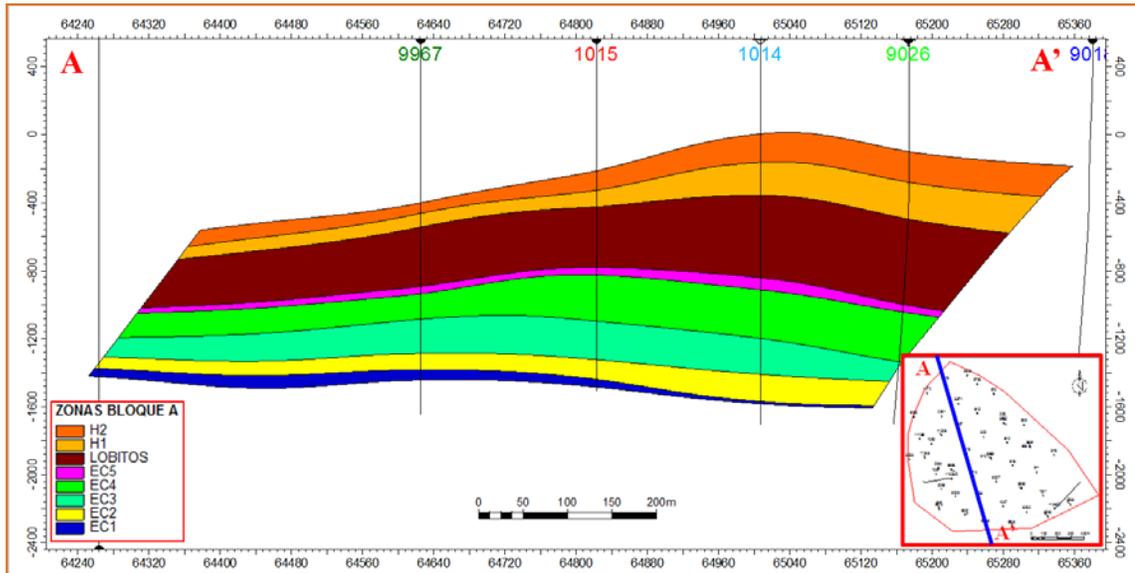


Figura 7.7. Sección estructural longitudinal que muestra las superficies límite de las zonas, definiendo el marco estructural del modelo.

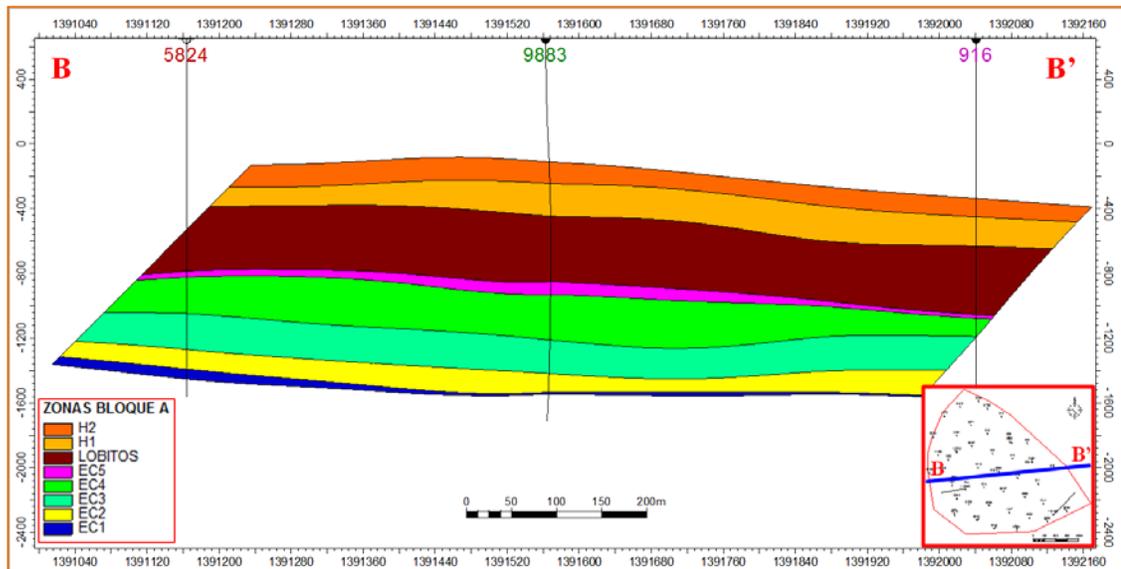


Figura 7.8. Sección estructural transversal que muestra las superficies límite de las zonas.

7.9. DEFINICIÓN DE CAPAS

Es el proceso final en la definición de la resolución vertical de la grilla tridimensional.

El proceso de definición de capas permite incrementar la resolución vertical de cada zona, configurando el espesor y geometría de las celdas.

Para la definición interna, cada una de las zonas fue dividida en capas de 3 pies de espesor de celdas, estas capas fueron construidas según el ambiente o subambiente depositacional predominante. Los esquemas (a), (b) y (c) de la figura 7.9 presenta tres tipos de definición de capas asociadas a las 8 zonas. De modo que, para las zonas EC1, EC3, y EC5 donde predomina un patrón de apilamiento progradante de sucesiones deltaicas donde existe continuidad lateral en los depósitos asociados a prodelta que se encuentran a la base de estas zonas, las capas de 3 ft fueron construidas paralelas a la base (figura 7.9a), cabe resaltar que estas zonas pueden estar truncadas al tope debido a la erosión de los canales distributarios asociados a depósitos de planicie deltaica. Para el caso de las zonas EC2 y EC4 donde predominan subambientes de planicie deltaica dominado por canales distributarios, las facies más gruesas se encuentran a la base y se espera que sean truncadas lateralmente, al tope de estas zonas se presenta continuidad lateral asociada a facies más finas, es así que para estas zonas las capas fueron construidas paralelas al tope (figura 7.9c). Para el caso de la zona LOBITOS las capas fueron construidas proporcionalmente debido a la continuidad lateral de las facies arcillosas (figura 7.9b). La zona HL1 asociada a depósitos de flujo de lodo y transporte en masa fue dividida en capas paralelas a la base (figura 7.9a) que pueden estar

truncadas al tope por los depósitos asociados a rellenos de canal de la zona HL2, siendo esta última zona dividida en capas de 3 ft construidas paralelas al tope (figura 7.9c) valiéndose del mismo criterio usado para las zonas EC2 y EC4.

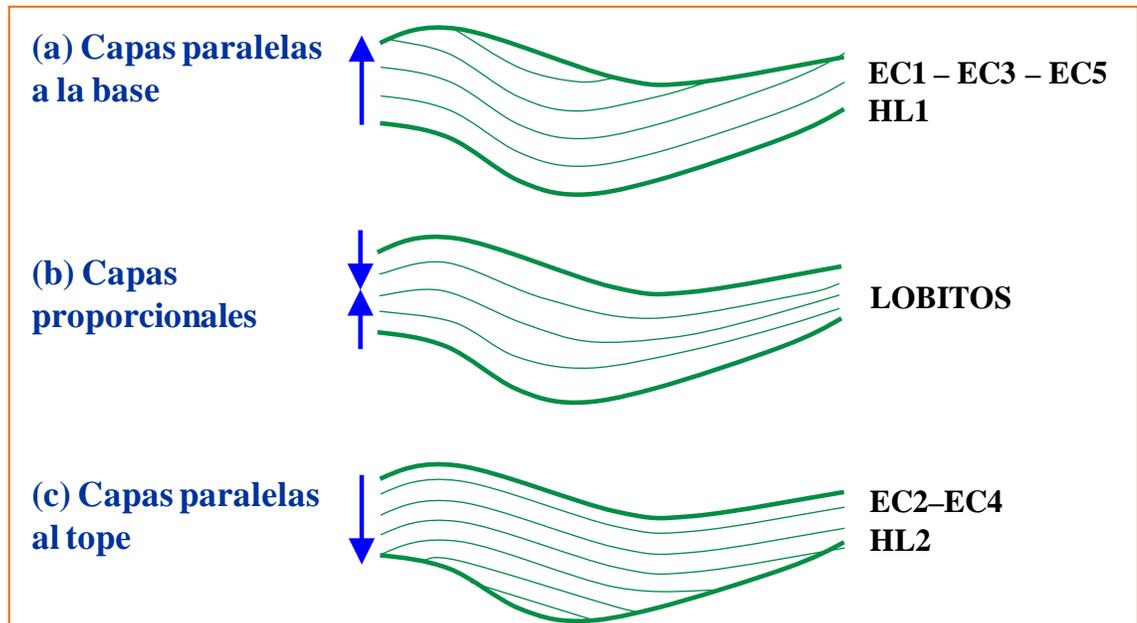


Figura 7.9. Esquema de construcción de capas para las 8 zonas definidas.

7.10. ESCALADO DE PERFILES DISCRETOS Y CONTINUOS

Una vez que el área modelada fue dividida por una grilla tridimensional, cada celda tendrá un único valor de la propiedad. Como el espesor de las celdas de la grilla (3 ft) es mayor que la densidad de muestreo de los perfiles de pozos (0.5 ft), los valores de perfiles de pozos deberán ser escalados hasta encontrar un único valor para cada grilla.

Este procedimiento de asignar un valor de propiedad a cada celda puede ser esquematizado por la figura 7.10, donde se presenta un pozo con un perfil discreto de 3 electrofacies y un perfil continuo que puede estar relacionado a una propiedad

petrofísica. Seguidamente se puede observar como una celda en la grilla adquiere el valor más frecuente electrofacies que aparece en dicha celda, con un valor de propiedad petrofísica que es el promedio aritmético de los valores petrofísicos de la electrofacies predominante. Este procedimiento es efectuado para cada celda en el pozo donde se obtiene un perfil escalado de propiedades discretas relacionadas a electrofacies y un perfil escalado de propiedades continuas asociadas a valores petrofísicos.

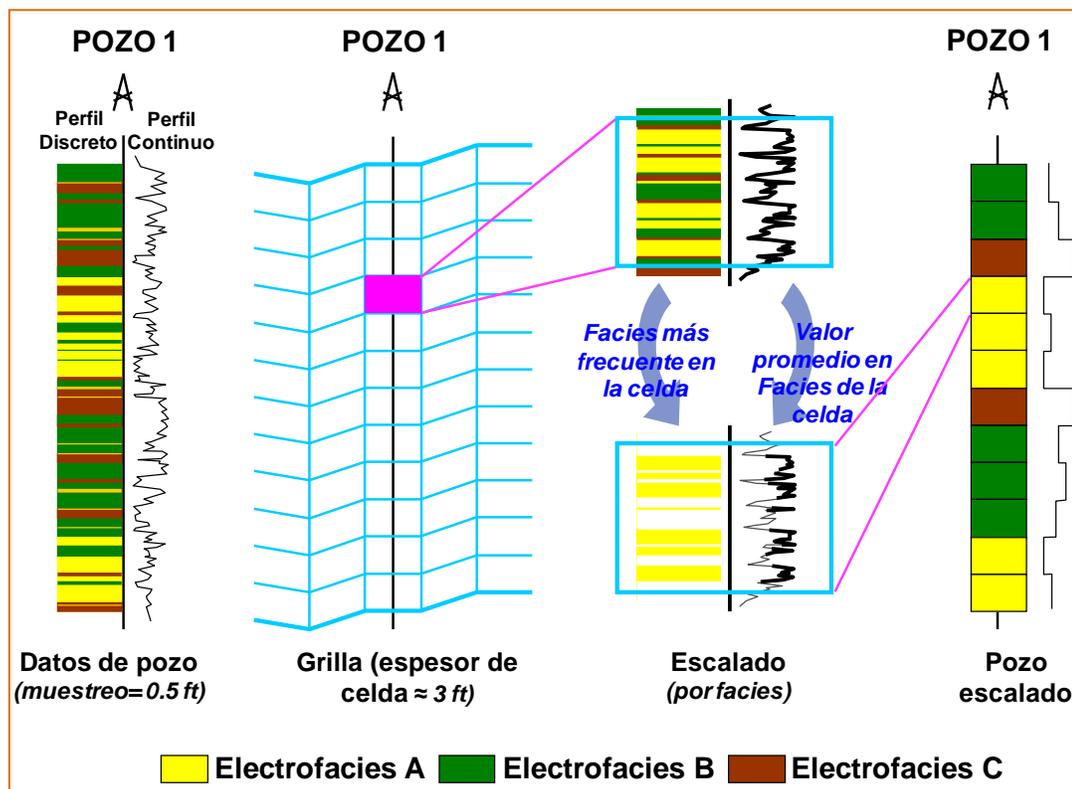
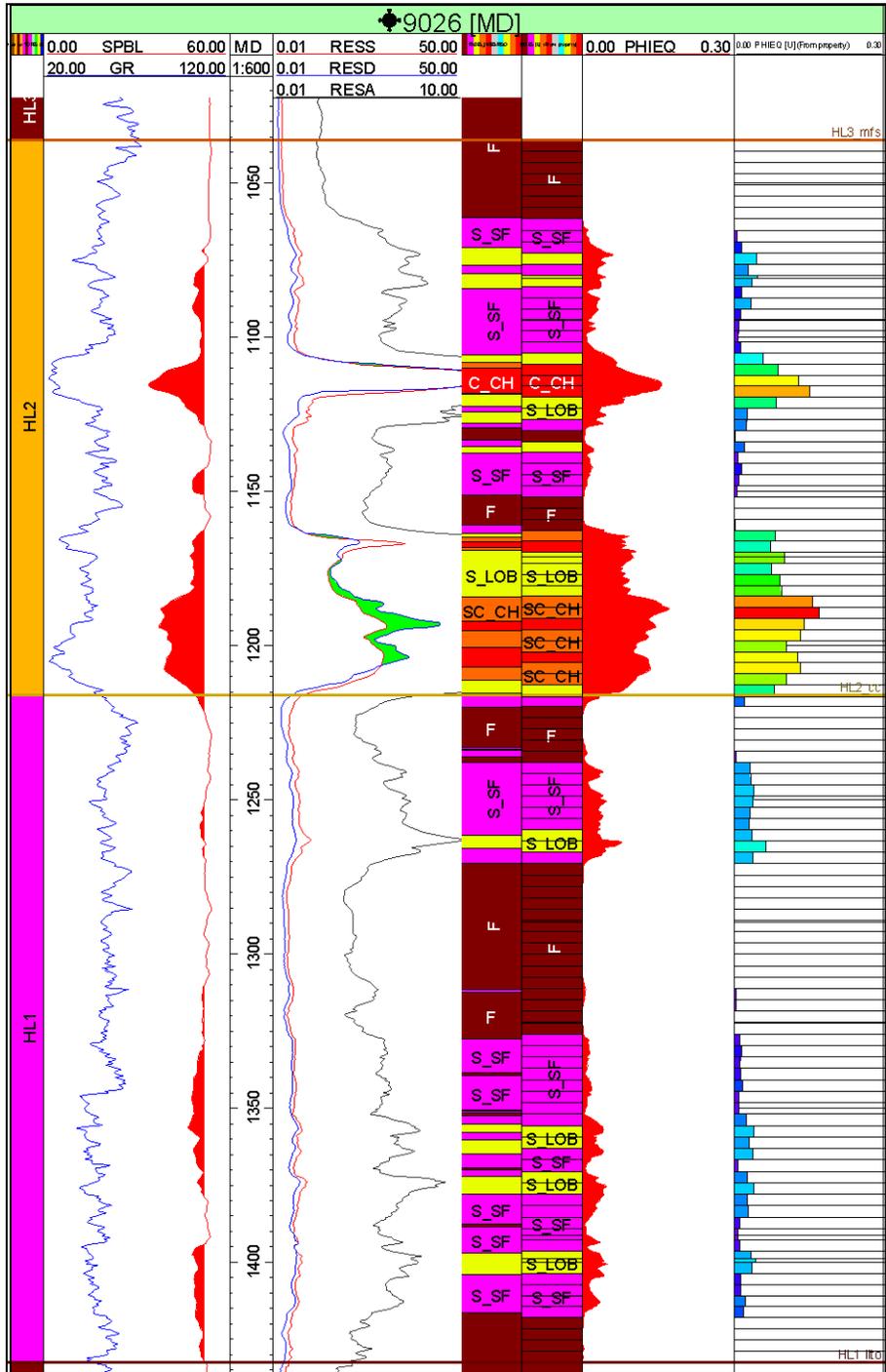
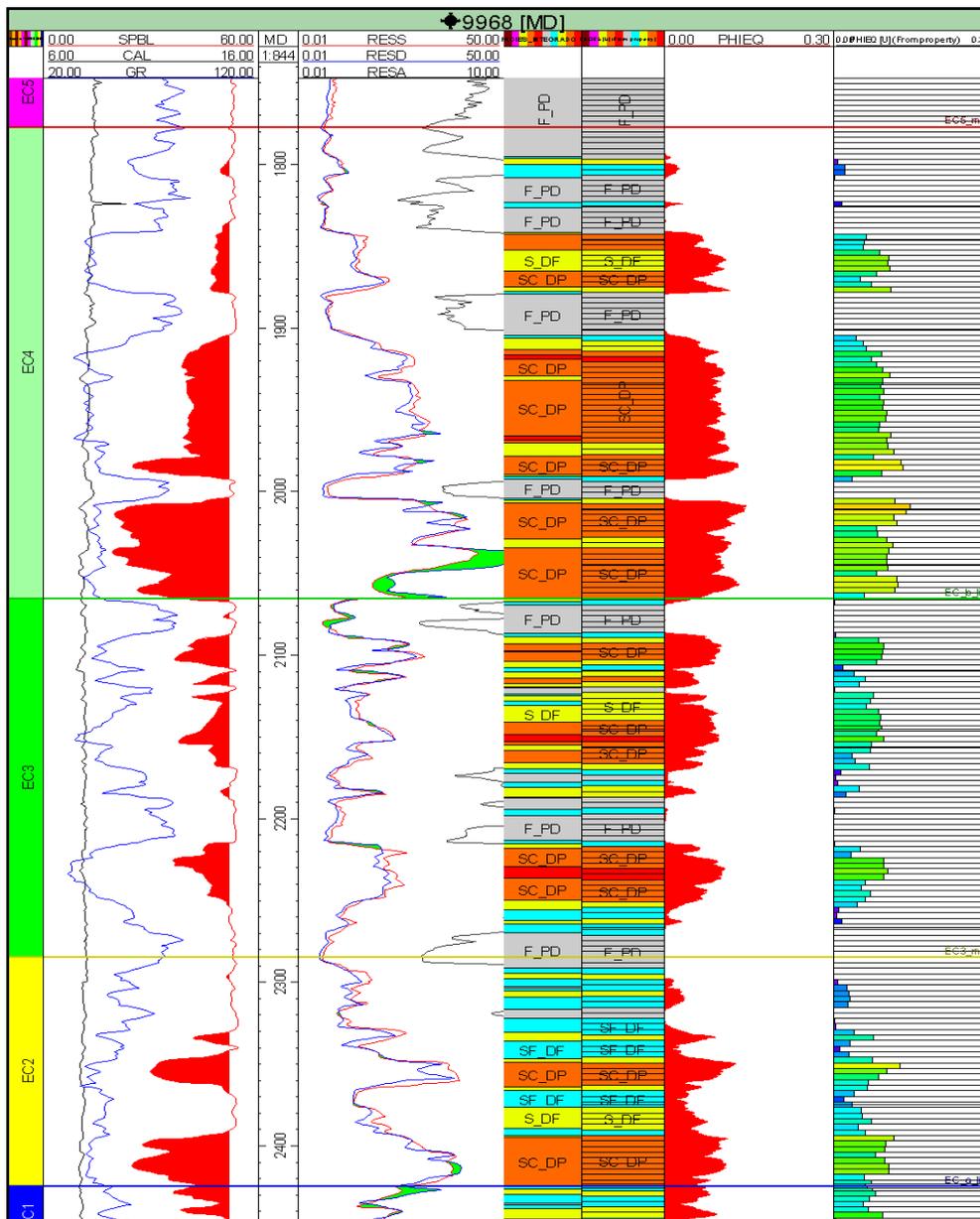


Figura 7.10. Esquema que muestra el procedimiento de escalado de perfiles discretos y continuos.

Para el escalado de los perfiles de electrofacies y de propiedades petrofísicas en los pozos del Bloque "A" se efectuó el mismo procedimiento explicado anteriormente. El resultado obtenido puede ser visto en las figuras 7.11a y 7.11b para dos pozos del bloque en la unidad Hélico y Echinocyamus respectivamente.



(a) Escalado de perfiles discretos y continuos para el pozo EA9026 de la unidad Hélico.



(a) Escalado de perfiles discretos y continuos para el pozo EA9968 de la unidad Echinocyamus.

Figura 7.11. Escalado de perfiles discretos y continuos para dos pozos en el Bloque "A". En la quinta columna se muestra el perfil discreto de electrofacies y en la sexta columna el mismo perfil pero escalado, así mismo se puede apreciar el perfil continuo de porosidad efectiva y su perfil escalado en la penúltima y última columna respectivamente.

CAPÍTULO VIII

MODELADO DE PROPIEDADES DISCRETAS

8.1. GENERALIDADES

La elaboración del modelado de propiedades discretas de los reservorios involucra la generación de curvas de proporción vertical (CPV) de electrofacies honrando el patrón de apilamiento de cada zona y el cálculo de variogramas para cada electrofacies. Este procedimiento se llevó a cabo utilizando el software Petrel® de Schlumberger. El programa utiliza los algoritmos de simulación secuencial de la indicatriz (*Sequential Indicator Simulation o SIS*) para generar un modelo de distribución espacial de facies. Simular la función de la indicatriz de las facies es equivalente a simular la función gaussiana aleatoria a partir de la proporción de electrofacies (definida en los mapas de

proporción de electrofacies), cálculo que ocurre en la celda a ser simulada. El resultado de la propagación de facies en el Bloque “A” servirá para analizar más adelante la continuidad y conectividad espacial de las facies reservorios.

8.2. ANÁLISIS DE DATOS – ELECTROFACIES

8.2.1. CÁLCULO DE CURVAS DE PROPORCION VERTICAL

Como ya fue mencionado en el capítulo anterior, cada zona fue dividida en capas de 3 ft, paralelas al tope, a la base, o proporcionalmente según el ambiente o subambiente del reservorio. Para cada capa fue calculado el número de ocurrencias de cada facies en todos los pozos que atraviesan las capas. Con este dato fue calculada la frecuencia absoluta de cada facies (curva de proporción vertical) y la frecuencia relativa de cada facies para aquella capa (curva de proporción vertical normalizada). Este es un dato importante, pues permite la no-estacionariedad vertical de los datos a simular.

Lo anterior mencionado puede ser ejemplificado en la figura 8.1 donde se muestra el caso para cinco pozos, donde la proporción de cada electrofacies es calculada para las dos primeras capas, luego el procedimiento continúa para el resto de capas en el modelo, obteniendo de esta manera la curva de proporción vertical (CPV).

El resultado del cálculo de las curvas de proporción vertical normalizadas de electrofacies para las unidades de estudio Echinocyamus y Hélico se muestran en las figuras 8.2 y 8.3 respectivamente. En las figuras se puede apreciar de manera general que la distribución vertical para cada zona obedece el patrón de apilamiento establecido

en el análisis estratigráfico-sedimentológico. Estas distribuciones controlaran la proporción vertical en el modelado de facies.

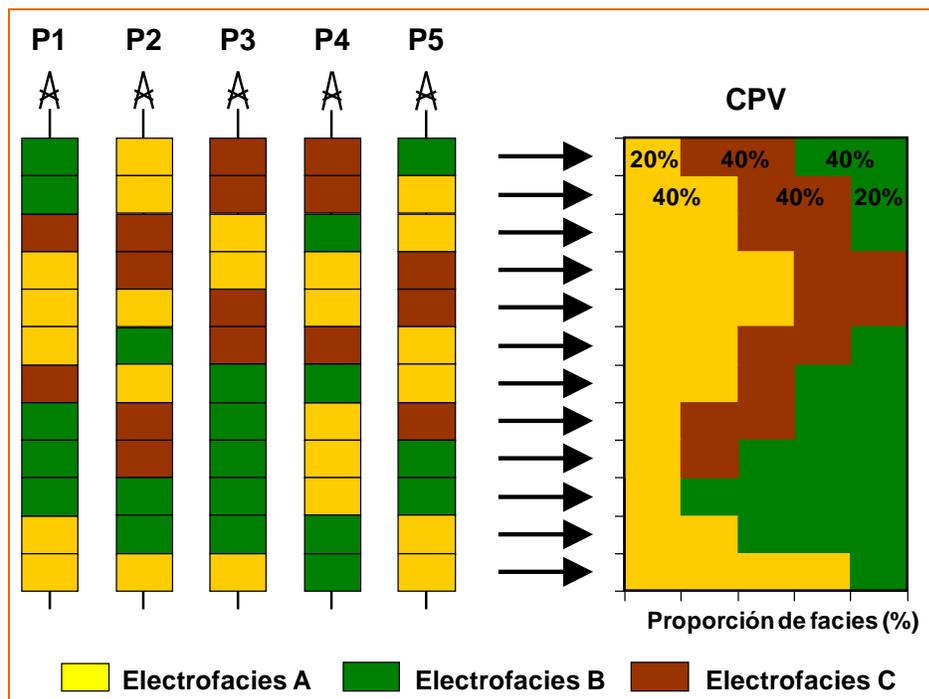


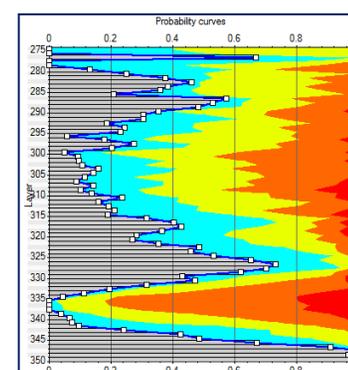
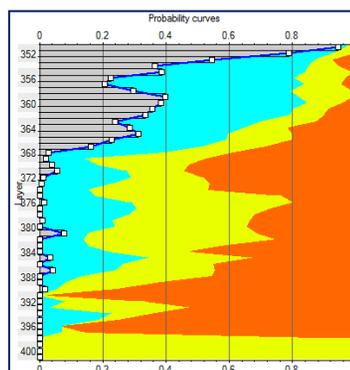
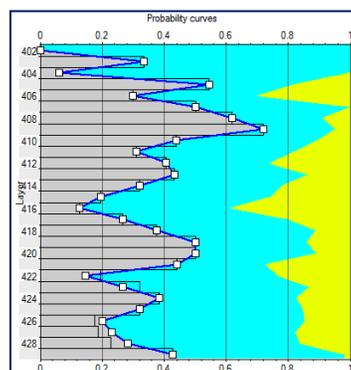
Figura 8.1. Generación de la curva de proporción vertical (CPV) basada en cinco pozos con perfiles de electrofacies escalados.

En la figura 8.2 se observa que las curvas de proporción vertical para las zonas EC1, EC3, y EC5 (figura 8.2a, 8.2c, y 8.2e) representan patrones grano crecientes asociados a sucesiones deltaicas; por otra parte, para las zonas EC2 y EC4 (figura 8.2b y 8.2d) estas curvas indican un patrón grano decreciente asociados a un desarrollo predominantemente de canales y barras de planicie deltaica. Se puede observar también que las mejores facies reservorios S_DF y SC_DP se encuentran en mayor proporción en las zonas EC2 y EC4 (figura 8.2b y 8.2d). Las electrofacies C_PD que corresponden a facies reservorio con características intermedias están restringidas a la zona EC3 y EC4

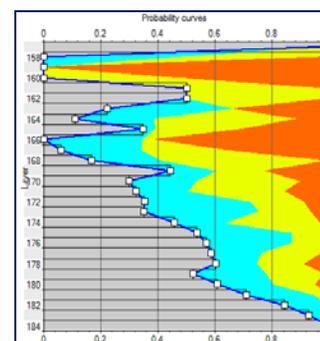
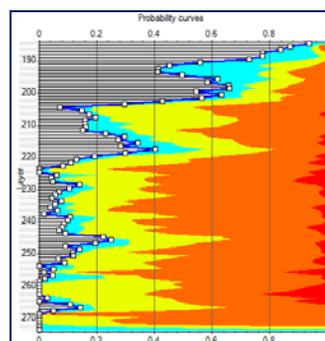
de la unidad encontrándolas en menor proporción que las mejores facies reservorios (figura 8.2c y 8.2d).

En la figura 8.3a la curva de proporción vertical para la zona HL1 muestra que hay una predominancia de electrofacies F (lutitas) y S_SF (areniscas muy finas) para dicha zona la cual está asociada a depósitos de flujo complejo de lodo convirtiendo esta zona en un reservorio de pobres características.

En la figura 8.3b se puede observar la curva de proporción vertical para la zona HL2 donde las electrofacies SC_CH y C_CH de calidad de reservorio buena e intermedia respectivamente ocurren en menor proporción que las electrofacies S_SF (reservorio de regular a pobre calidad) y esta a su vez en menor proporción que la electrofacies S_LOB (reservorio de buena calidad). De modo general, se observa una disminución de las electrofacies S_SF, S_LOB, SC_CH, y C_CH hacia el tope, caracterizando ciclos grano estrato decrecientes asociadas a depósitos de relleno de canal por corrientes de turbidez principalmente.



(a) Curva de Proporción Vertical – EC1 (b) Curva de Proporción Vertical – EC2 (c) Curva de Proporción Vertical – EC3

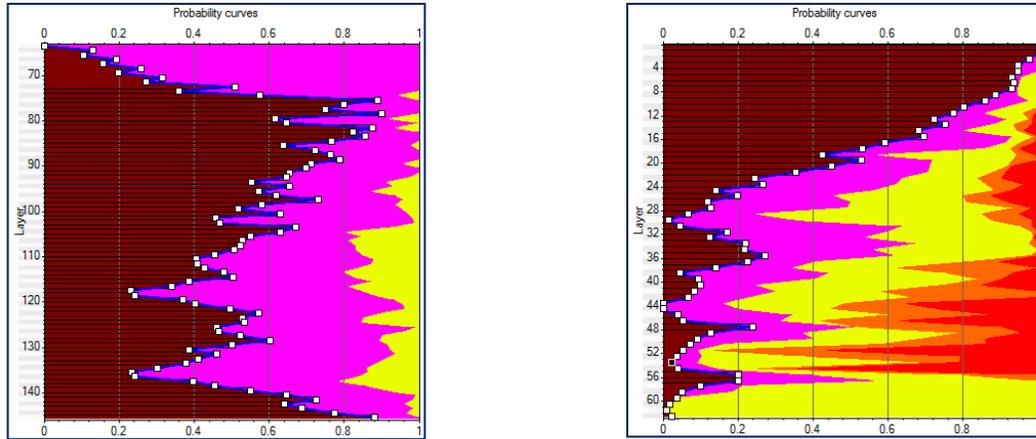


(d) Curva de Proporción Vertical – EC4

(e) Curva de Proporción Vertical – EC5

F_PD
 SF_DF
 S_DF
 SC_DP
 C_DP

Figura 8.2. Curvas de proporción vertical (CPV) para las zonas EC1-EC2-EC3-EC4-EC5, que muestra la variación vertical de facies.



(a) Curva de Proporción Vertical – HL1 (b) Curva de Proporción Vertical – HL2

F
 S_SF
 S_LOB
 SC_CH
 C_CH

Figura 8.3. Curvas de Proporción Vertical (CPV) para las zonas HL1 y HL2, que muestra la variación vertical de facies.

8.2.2. CÁLCULO Y MODELADO DE LOS VARIOGRAMAS

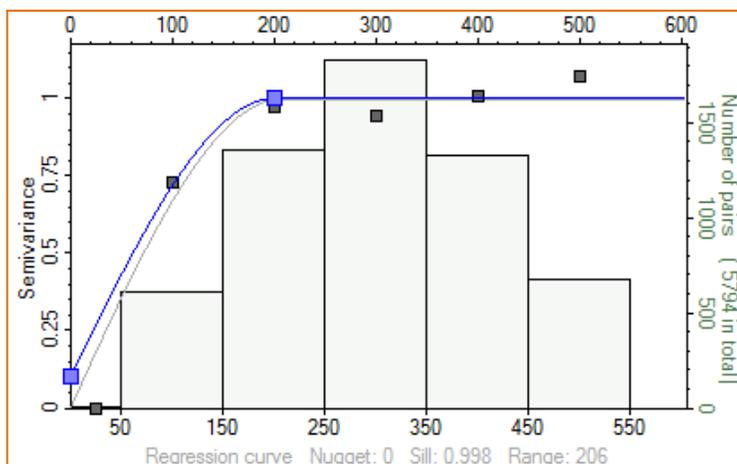
Para la propagación de las electrofacies escaladas en el bloque fue necesario el cálculo y modelado de los variogramas de las electrofacies presentes en cada zona, donde los parámetros principales utilizados se muestran en la tabla 8.1.

Tabla 8.1. Parámetros para el cálculo de los variogramas experimentales.

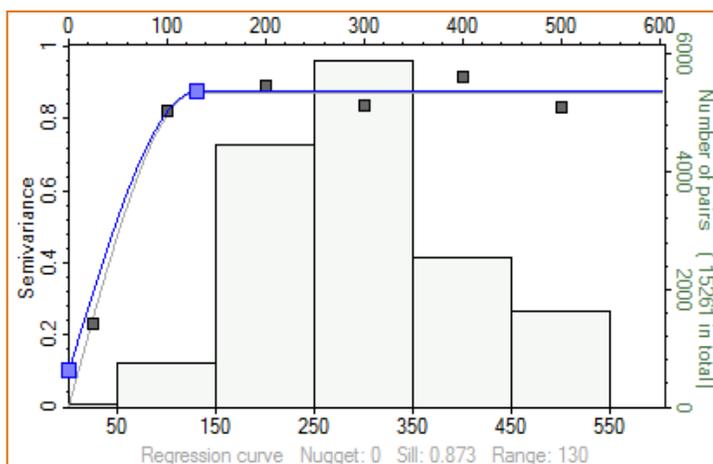
ZONAS	ELECTROFACIES	ÁNGULO (°)	RANGO MAYOR (m)	RANGO MENOR (m)	RANGO VERTICAL (FT)
H2	C_CH	10	230	150	4
H2	SC_CH	10	210	160	2.5
H2	S_LOB	10	200	180	5.5
H2	S_SF	10	150	120	4.5
H2	F	10	330	300	14
H1	S_LOB	30	140	125	5.5
H1	S_SF	30	180	150	7.5
H1	F	30	190	180	15
EC5	SC_DP	85	180	150	5.3
EC5	S_DF	80	140	120	6
EC5	SF_DF	85	150	120	4.4
EC5	F_PD	80	130	110	9.2
EC4	C_DP	70	180	150	4.3
EC4	SC_DP	70	150	110	8
EC4	S_DF	70	150	100	5.1
EC4	SF_DF	70	130	120	6.3
EC4	F_PD	65	150	130	15.2
EC3	C_DP	40	190	100	8
EC3	SC_DP	70	190	110	7.4
EC3	S_DF	55	150	110	5.3
EC3	SF_DF	75	150	120	4.1
EC3	F_PD	70	160	80	9.4
EC2	SC_DP	70	130	100	11.2
EC2	S_DF	70	180	100	4.8
EC2	SF_DF	75	180	100	7.4
EC2	F_PD	80	180	130	7
EC1	SF_DF	60	200	170	7.7
EC1	SF_DF	80	150	110	5
EC1	F_PD	70	110	100	6.4

Los alcances horizontales mostrados en la tabla 8.1 serán usados en los datos de entrada del modelo de facies simulado con el método de simulación gaussiana de la indicatriz, donde el modelo variográfico es muy importante en el impacto del resultado final.

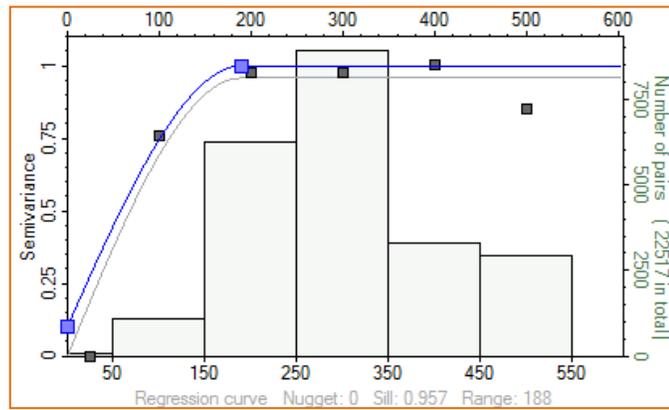
En la figura 8.4 de (a) a (g) se muestran los variogramas horizontales principales de las electrofacies de mejor calidad en todas las zonas.



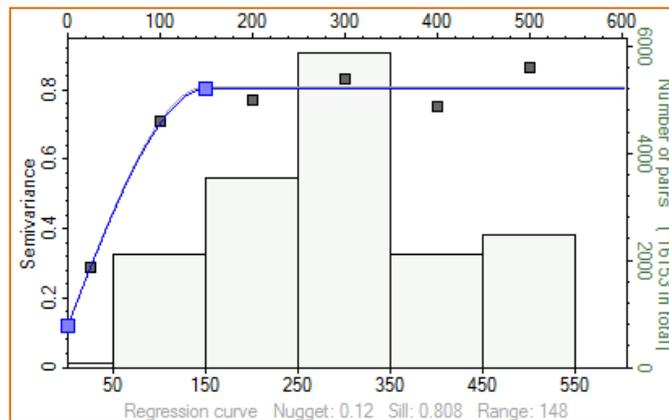
(a) Variograma horizontal principal – Facies S_DP – EC1



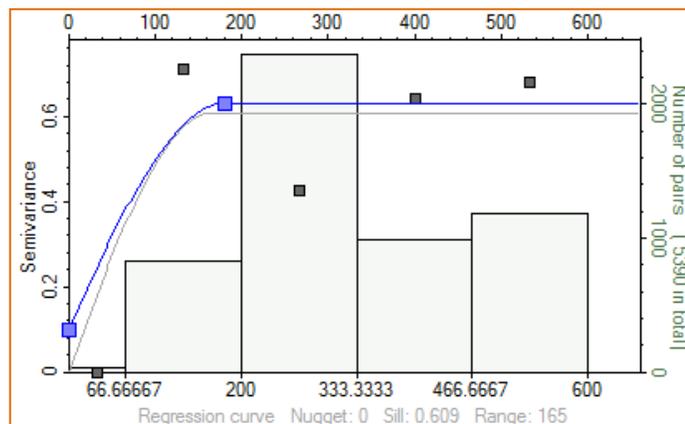
(b) Variograma horizontal principal – Facies SC_DP – EC2



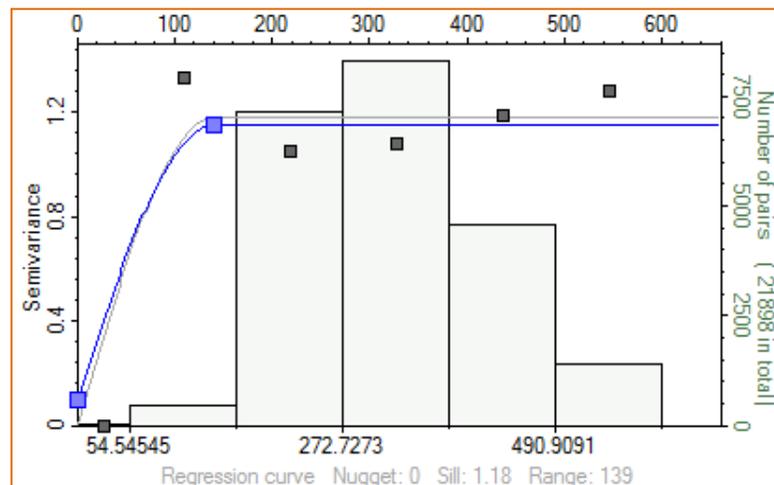
(c) Variograma horizontal principal – Facies SC_DP – EC3



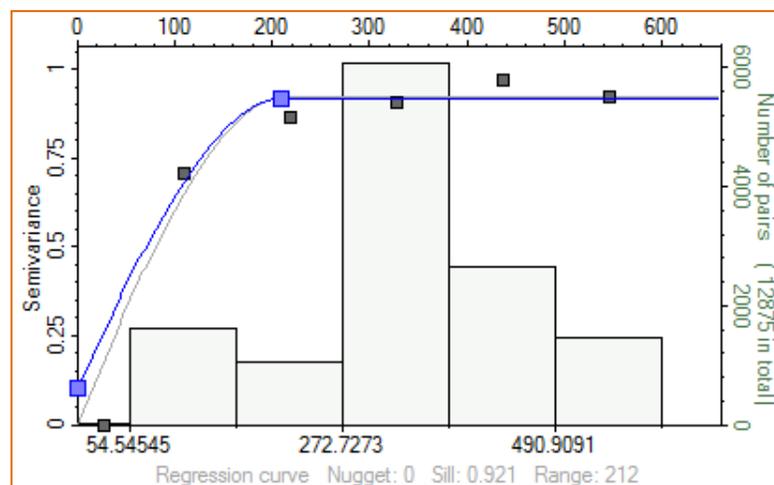
(d) Variograma horizontal principal – Facies SC_DP – EC4



(e) Variograma horizontal principal – Facies SC_DP – EC5



(f) Variograma horizontal principal – Facies S_LOB – HL1



(g) Variograma horizontal principal – Facies SC_CH – HL2

Figura 8.4. Variogramas horizontales experimentales (puntos y línea continua negra) y teóricos (línea azul) de las principales electrofacies.

8.3. MODELADO DE FACIES

El algoritmo de Simulación Secuencial de la Indicatriz o SIS es el más apropiado para geometrías de cuerpo irregulares con alto grado de incerteza y brinda la opción de controlar la distribución de las facies con tendencias definidas como fue el caso del modelado de todas las zonas.

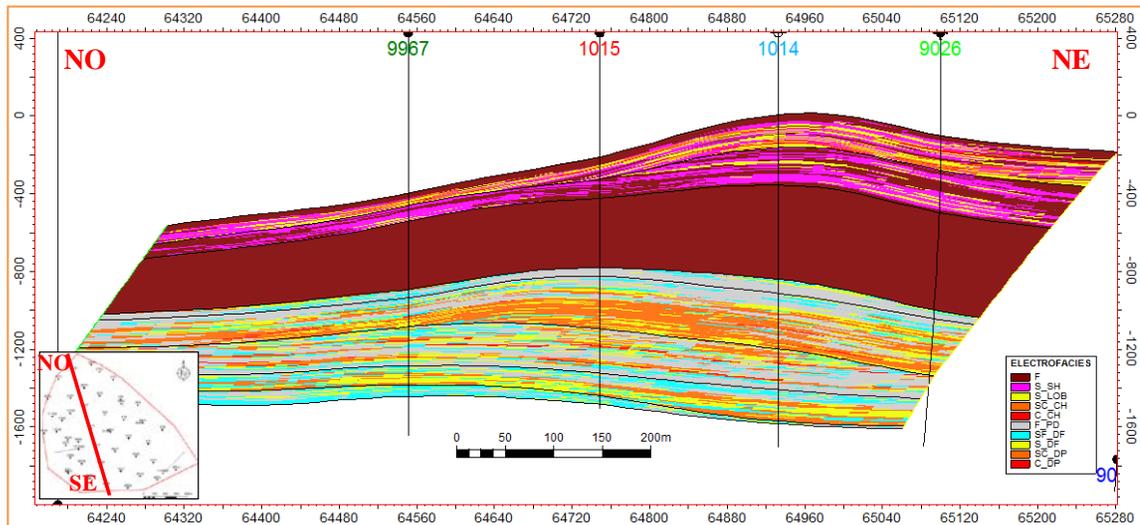


Figura 8.5. Corte longitudinal NO - SE' mostrando la distribución de las electrofacies simuladas.

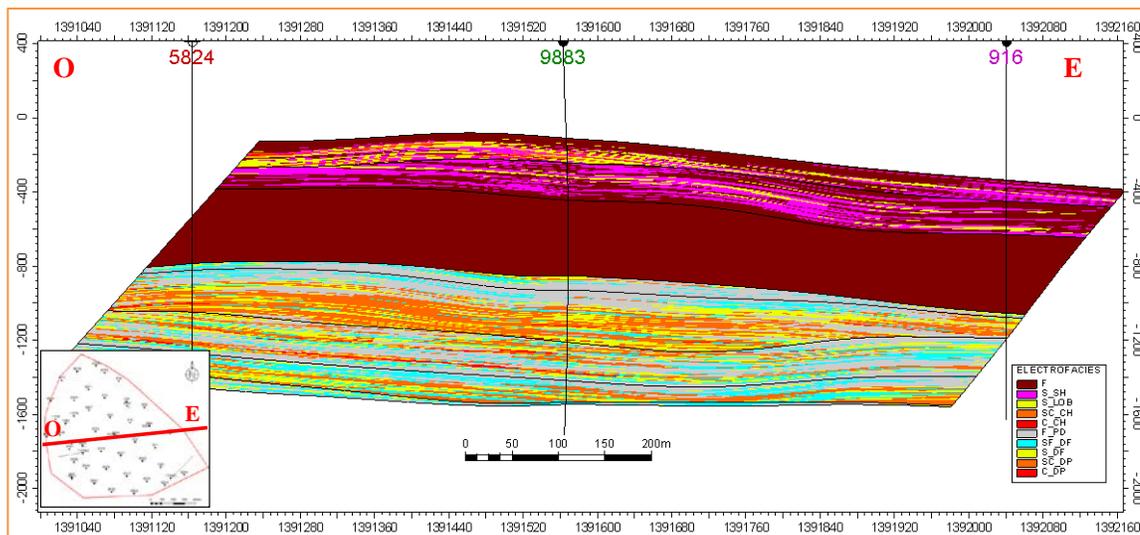


Figura 8.6. Corte transversal O - E mostrando la distribución de las electrofacies simuladas.

El modelo de facies es una técnica de modelado estocástico donde el resultado es dependiente de: perfiles escalados de pozos, modelado de variogramas, y mapa de tendencias (mapas de electrofacies), siendo estos últimos los que fueron generados a

partir de la integración roca-perfil y sirvieron para controlar la probabilidad de ocurrencia de todas las electrofacies en el modelo.

Los resultados obtenidos con el algoritmo SIS de las electrofacies del bloque pueden ser observados en los cortes longitudinales y transversales en las figuras 8.5 y 8.6 respectivamente. Este modelo permitirá analizar la continuidad y conectividad lateral de los cuerpos reservorio.

En las figuras 8.7 a 8.13 se muestran los espesores de las electrofacies más representativas en las zonas modeladas, siendo las de mayor relevancia las zonas EC2, EC4, y HL2 debido a que presentan mayor proporción de facies reservorio (figura 8.2), los valores de espesores fueron extraídos del modelo tridimensional generado y sirvieron en el control de calidad de las electrofacies propagadas al compararlas con los mapas generados en la integración roca-perfil (Capítulo VI).

En las figura 8.7a y 8.7b se muestran los mapas de espesores de electrofacies S_DF y SC_DP de la zona EC2, las cuales están asociados a barras y canales distributarios respectivamente en un subambiente de planicie deltaica principalmente. En (a) se puede observar que las facies reservorio se encuentran predominantemente en dirección Suroeste a Noreste aumentando de espesor gradualmente en dirección Suroeste, lo que da origen a una buena continuidad lateral de los cuerpos arenosos en esta dirección. En (b) se puede apreciar geometrías canalizadas de las electrofacies SC_DP, donde la mejor continuidad lateral de las facies reservorios está expresada por las zonas canalizadas.

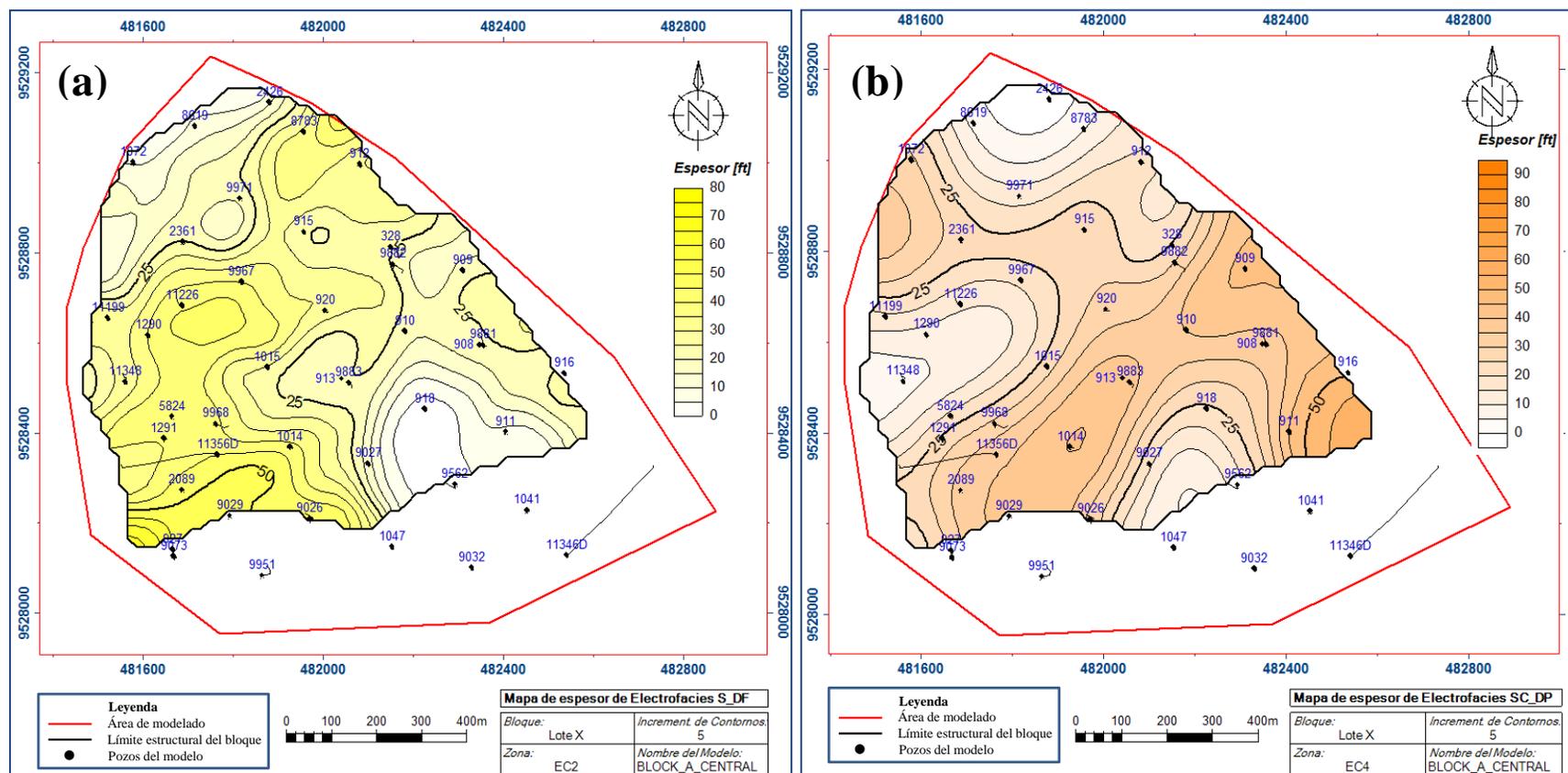


Figura 8.7. Mapas de espesores de electrofacies S_DF en (a) y SC_DP en (b) en la zona de interés EC2.

Estos mapas de las figuras 8.7a y 8.7b se compararon con los mapas de proporción de electrofacies de las figuras 6.12 y 6.13 respectivamente, obteniendo como resultado que la distribución de las facies en la zona EC2 fue controlada satisfactoriamente.

Los mapas de espesores de electrofacies S_DF y SC_DP de la zona EC4 pueden ser vistos en las figura 8.8a y 8.8b. Estos mapas, como antes fue mencionado, representan barras y canales en un subambiente de planicie deltaica principalmente. En (a) y (b) se observa que las facies reservorio se encuentran principalmente en la parte sur-suroeste del bloque, siendo estas áreas las de mejor continuidad lateral y conectividad de cuerpos arenosos en la zona EC4. Los mapas de espesores de la figura 8.8a y 8.8b fueron comparados con los mapas de proporción de electrofacies de las figuras 6.16 y 6.17 respectivamente, obteniendo que estos mapas ejercen un fuerte control sobre la distribución de las facies en la zona EC4 del modelo.

Los mapas de la figuras 8.9a, 8.9b y 8.9c corresponden a los espesores de electrofacies S_LOB, SC_CH, y C_CH de la zona HL2, donde es posible observar formas canalizadas de las facies reservorios, con la presencia de electrofacies C_CH y SC_CH conformando la base de canal, y electrofacies S_LOB como relleno lateral de canal, recordando formas de canales que actúan como pasajes de sedimentos con dirección aproximada Norte – Sur (figura 8.9a). Las electrofacies S_LOB en la zona HL2 son las que se encuentran en mayor proporción como se observó en las curvas de proporción vertical de la figura 8.3b, siendo estas facies arenosas más expresivas en la parte Sur del bloque y reduciéndose en espesor gradualmente hacia el Noroeste y Sureste.

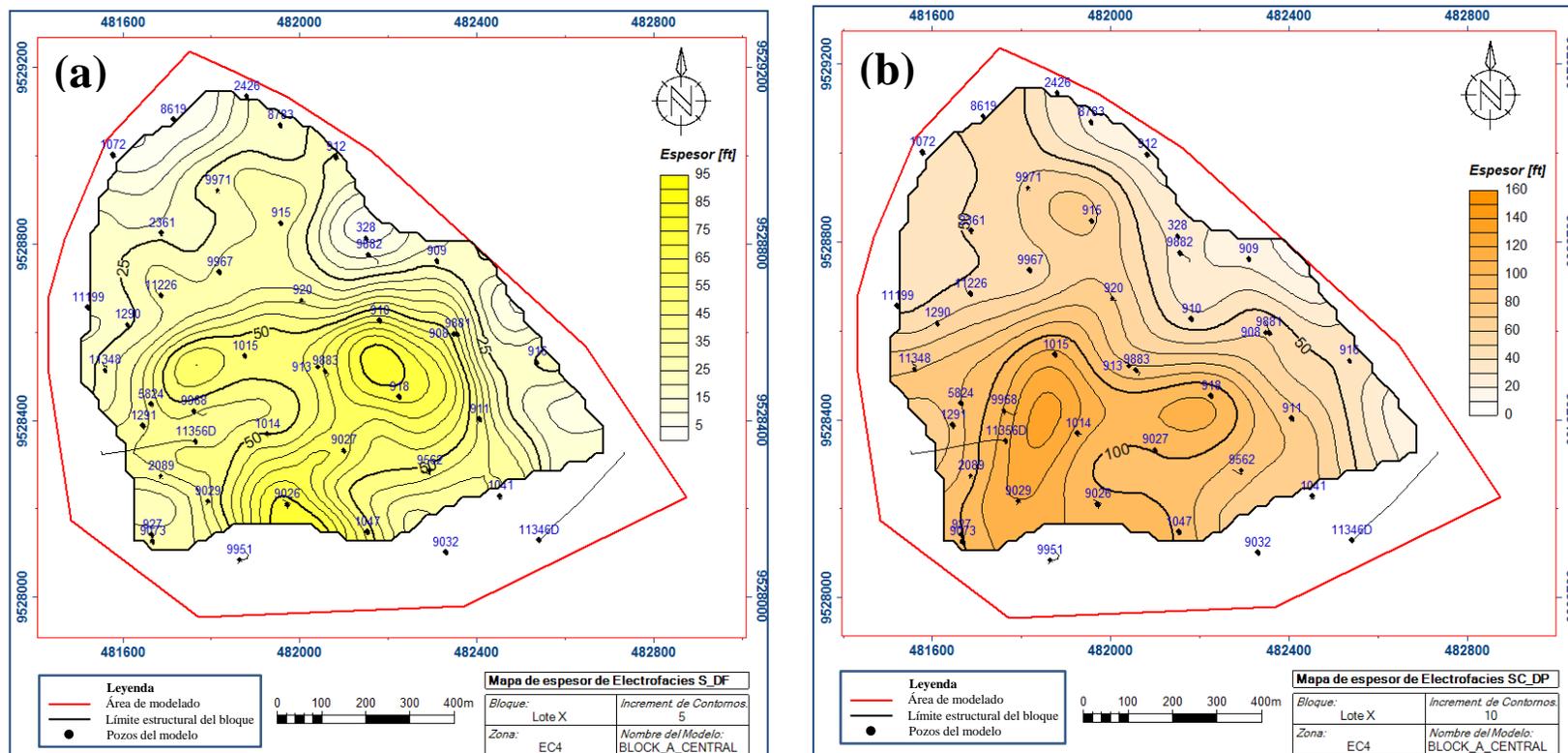
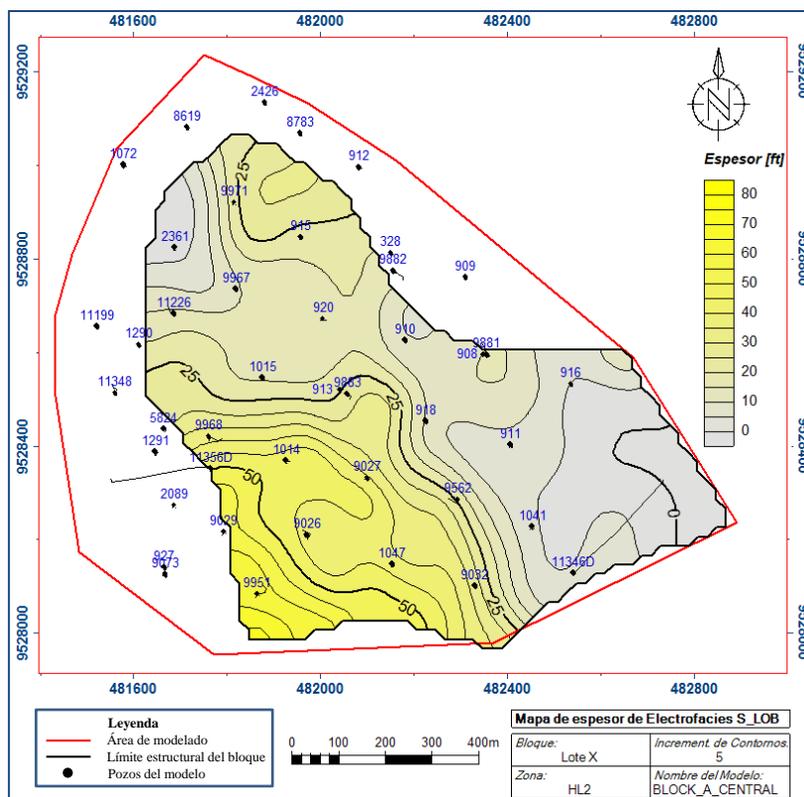


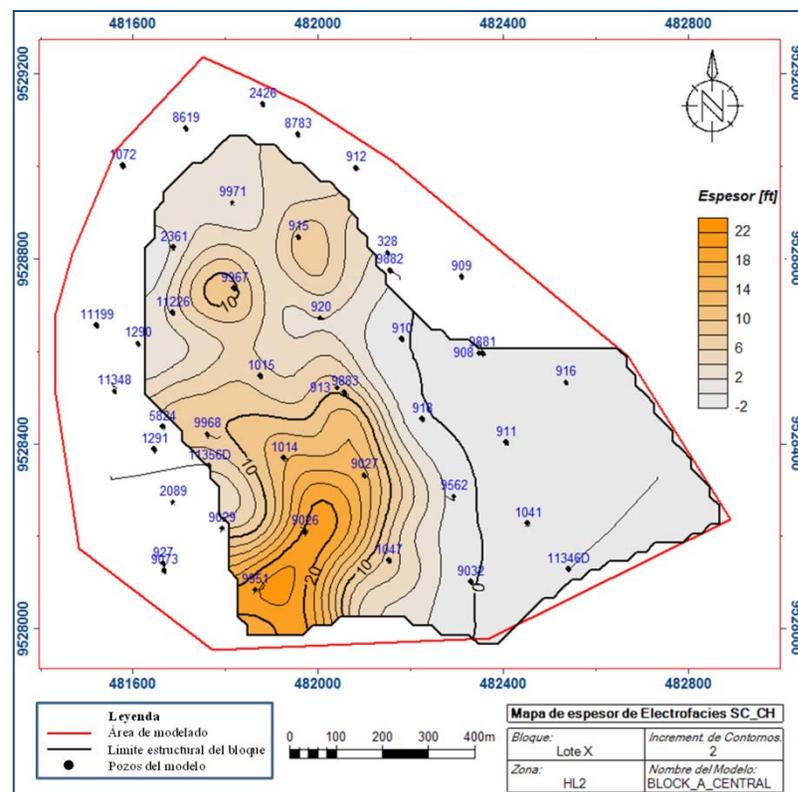
Figura 8.8. Mapas de espesores de electrofacies S_DF en (a) y SC_DP en (b) en la zona de interés EC4.

La distribución de las electrofacies SC_CH y C_CH en la zona HL2 del bloque definen el eje de un canal de dirección aproximada Norte – Sur, transversalmente a este eje estas facies conglomerádicas no se desarrollan como se puede observar en las figuras 8.9b y 8.9c. La continuidad lateral de los cuerpos arenosos en la zona HL2, esta expresada especialmente en las regiones canalizadas y de preferencia en los niveles inferiores de la zona, en los niveles superiores estas facies reservorio se presentan intercaladas con facies más finas, lo que va de acuerdo con el modelo geológico conceptual. Es importante notar también que las zonas de mejor continuidad y conectividad se encontrarán en la porción Sur-suroeste del bloque donde se tiene un mayor apilamiento de estos cuerpos arenosos (figura 8.9a, 8.9b, y 8.9c). La distribución, extensión y las formas geométricas canalizadas de los cuerpos arenosos en la zona HL2 generados a partir del modelo de facies tridimensional, fueron satisfactoriamente controladas por los mapas de tendencias definidos en los mapas de proporción de electrofacies S_LOB, SC_CH, y C_CH en las figuras 6.23, 6.24, y 6.25 respectivamente.

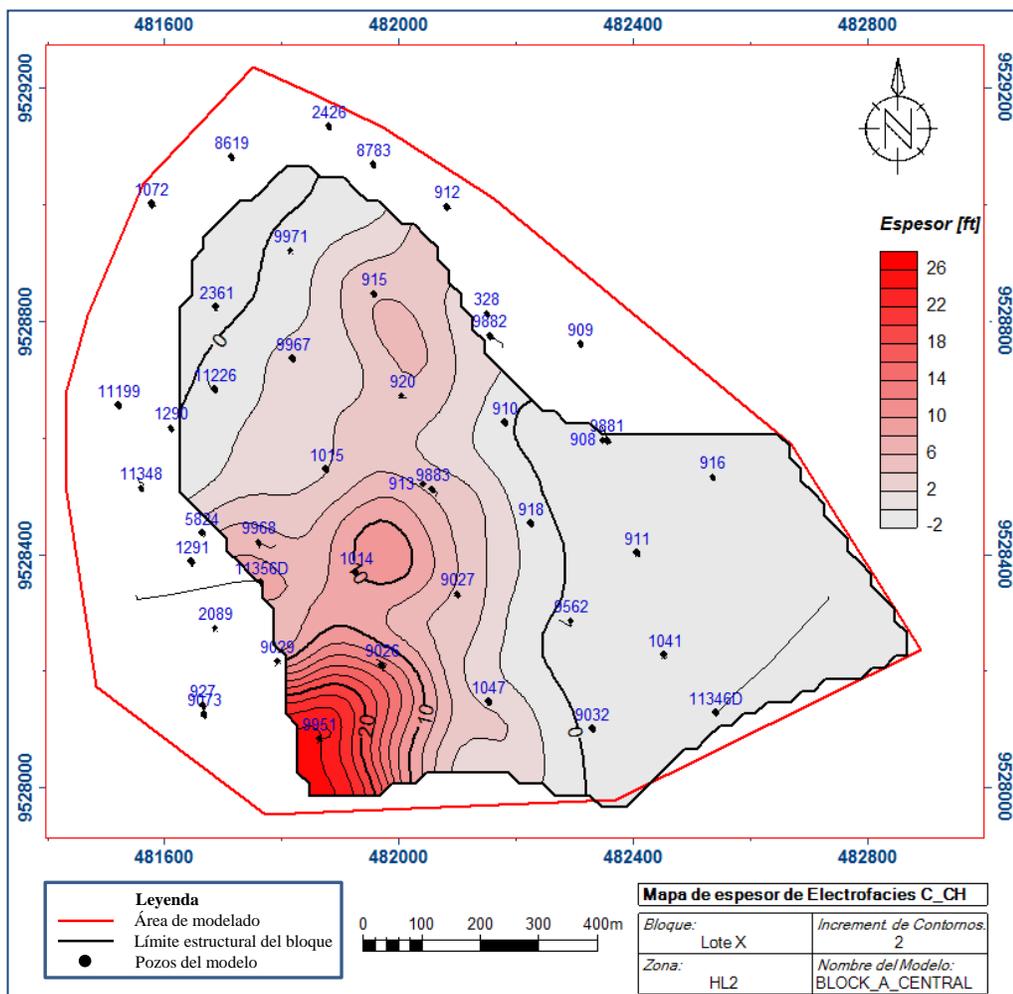
El fuerte control ejercido por las curvas de proporción vertical, los modelos de los variogramas y los mapas de proporción de facies, es expresado en el modelo de facies integrado tridimensional donde se representa mejor la distribución, continuidad y conectividad espacial honrando el modelo geológico del área.



(a) Mapa de espesor de electrofacies S_LOB.



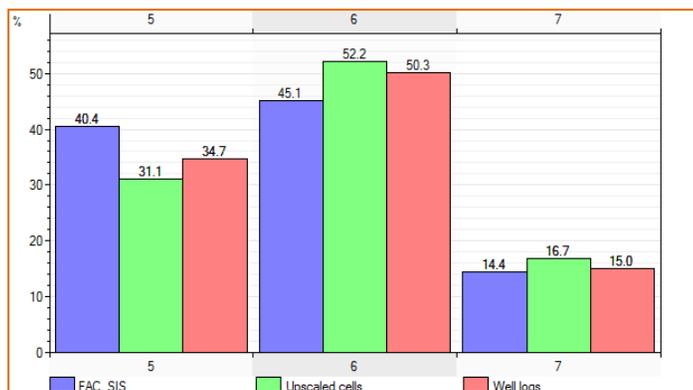
(b) Mapa de espesor de electrofacies SC_CH.



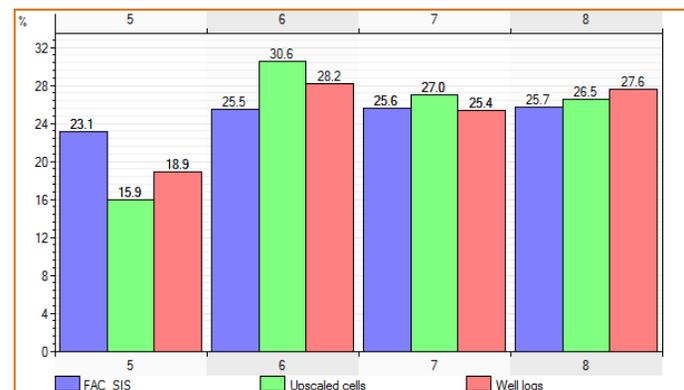
(c) Mapa de espesor de electrofacies C_CH.

Figura 8.9. Mapas de espesores de electrofacies S_LOB en (a), SC_CH en (b), y S_CH en (c) en la zona HL2.

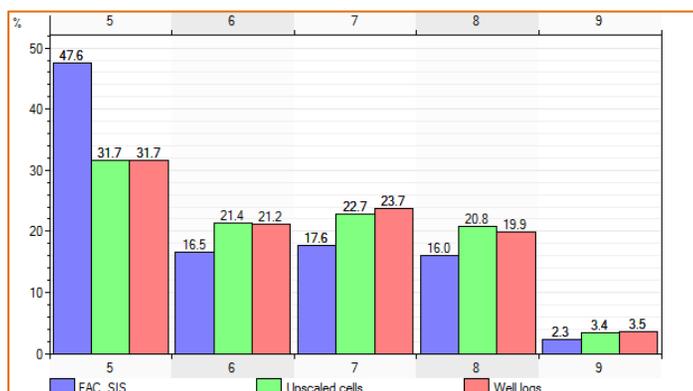
Los histogramas de las electrofacies escaladas y del modelo de simulación secuencial de la indicatriz tienen distribuciones de clases que guardan relación con los histogramas de electrofacies de los perfiles (Figura 8.10), lo que garantiza que las frecuencias de las electrofacies identificadas en los datos de los perfiles fueron honradas en el proceso de simulación estocástica de las electrofacies.



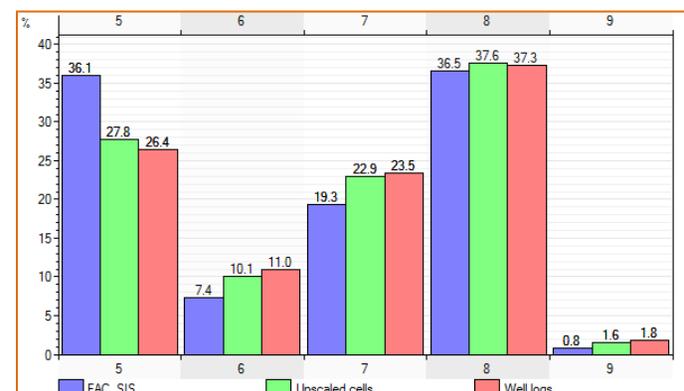
(a) Histograma de proporción de Facies - EC1



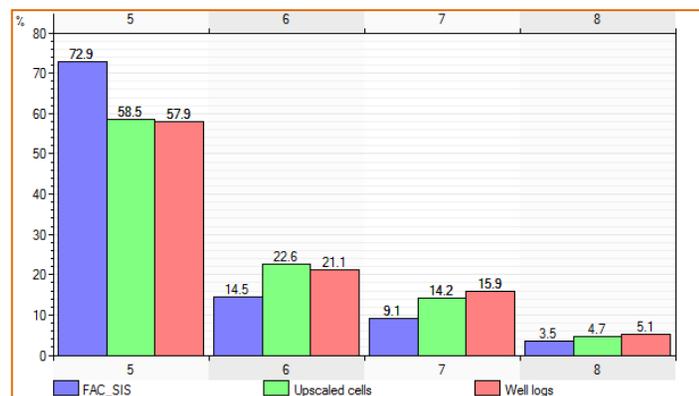
(b) Histograma de proporción de Facies - EC2



(c) Histograma de proporción de Facies - EC3



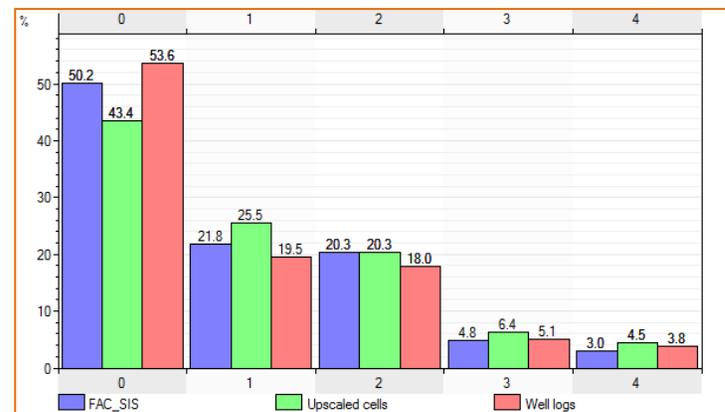
(d) Histograma de proporción de Facies - EC4



(e) Histograma de proporción de Facies - EC5



(f) Histograma de proporción de Facies - HL1



(g) Histograma de proporción de Facies - HL2

Figura 8.10. Histogramas de las electrofacies en los pozos (barras rojas), electrofacies escaladas (barras verdes) y en la simulación (barras azules).

CAPÍTULO IX

MODELADO DE PROPIEDADES CONTINUAS

9.1 GENERALIDADES

El objetivo final del modelo estocástico es representar de una manera confiable la distribución espacial de las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad) en la grilla tridimensional a partir de los datos de perfiles de pozos para su uso en la simulación de flujo; siendo el modelado de unidades genéticas y variaciones de facies un paso previo hacia este objetivo. Adicionalmente estimaremos el volumen de petróleo que existió antes del inicio de la producción de petróleo del bloque, con la ayuda del software de modelado geológico tridimensional.

La simulación estocástica de las propiedades petrofísicas continuas del reservorio tales como la porosidad efectiva, la saturación de agua o permeabilidad pueden estar controladas mediante la edición y tratamiento de datos de entrada (media, varianza,

variogramas, etc.) lo que permitirá la extrapolación de las propiedades de acuerdo al conocimiento de datos que posea el geólogo intérprete.

El modelo petrofísico es la interpolación o simulación de datos continuos (porosidad, saturación, etc.) a través de la grilla tridimensional. Esta interpolación se llevo a cabo con el uso del *software* Petrel®, el cual simuló los datos mediante el algoritmo de simulación gaussiana secuencial (*Sequential Gaussian Simulation* o *SGS*). Este algoritmo fue usado en la generación de los modelos de porosidad efectiva y saturación de agua. En el caso del modelo de permeabilidad se realizó un análisis de la porosidad y permeabilidad de núcleo para establecer una función que relacione estos dos parámetros, lo que permitió predecir la permeabilidad en función de la porosidad, y de esta manera computar y poblar la permeabilidad en el modelo.

9.2. ANÁLISIS DE DATOS – POROSIDAD, SATURACIÓN, Y PERMEABILIDAD

9.2.1. CÁLCULO Y MODELADO DE VARIOGRAMAS

Los variogramas experimentales calculados para cada electrofacies (capítulo 8.2.2) fueron usados también como datos de entrada para el poblamiento de las propiedades petrofísicas tales como porosidad efectiva y saturación de agua, honrando de esta manera la distribución propia de los perfiles continuos en las facies.

9.3. MODELO DE POROSIDAD

El modelo de porosidad fue construido con base en la variable de porosidad efectiva (PHIE), la cual obedece la distribución inicial de la variable para cada conjunto de electrofacies en cada zona estratigráfica.

Después de la evaluación petrofísica, los perfiles fueron importados al software Petrel®, conjuntamente con los datos de saturación de agua, donde fueron escalados a intervalos de 3 ft aproximadamente (capítulo 7.10) representando los espesores de las celdas de simulación geoestadística. El algoritmo utilizado para el poblamiento de la variable porosidad en el modelo fue la simulación secuencial gaussiana (SGS).

El proceso de escalado realizado a los datos de porosidad efectiva y saturación de agua provocó algunos cambios en los valores máximos y mínimos de porosidad y saturación, dichos valores necesitaron ser filtrados y ajustados a una distribución coherente de acuerdo con las electrofacies asociadas.

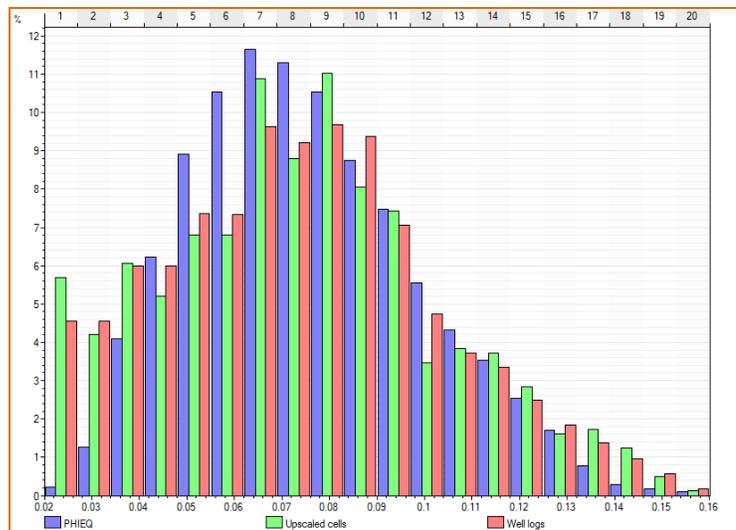
Posteriormente a este procedimiento, el algoritmo fue calculado para cada una de las electrofacies en cada zona, obteniendo que las electrofacies S_LOB, SC_CH, C_CH, S_DF, SC_DP, y C_DP representan las rocas reservorios con mejores valores de porosidad efectiva promedio del bloque. Los rangos y valores promedio de porosidad efectiva obtenidos en el modelo para cada electrofacies en el bloque son descritos a continuación:

La electrofacies C_DP presentó valores de porosidad efectiva entre 2% y 16%, con media de 8.1%, la electrofacies SC_DP presentó valores de porosidad efectiva entre 2% y 16%, con media de 9.1%, la electrofacies S_DF presentó valores de porosidad efectiva entre 2% y 15%, con media 8.5%, la electrofacies SF_DF presentó valores de porosidad efectiva entre 2% y 10%, con media 5.8%, la porosidad de la electrofacies F_PD (lutitas principalmente) fue definida con el valor cero para caracterizar mejor las regiones no reservorio en la unidad Echinocyamus, la electrofacies C_CH presentó valores de porosidad efectiva entre 2% y 12%, con media de 7.1%, la electrofacies SC_CH presentó valores de porosidad efectiva entre 2% y 14%, con media de 7.6%, la electrofacies S_LOB presentó valores de porosidad efectiva entre 2% y 10%, con media de 6.8%, la electrofacies S_SF presentó valores de porosidad efectiva entre 2% y 9%, con media 5.5%, y la porosidad de la electrofacies F (lutitas principalmente) fue definida con valor cero para caracterizar mejor las zonas no reservorio en la unidad Hélico.

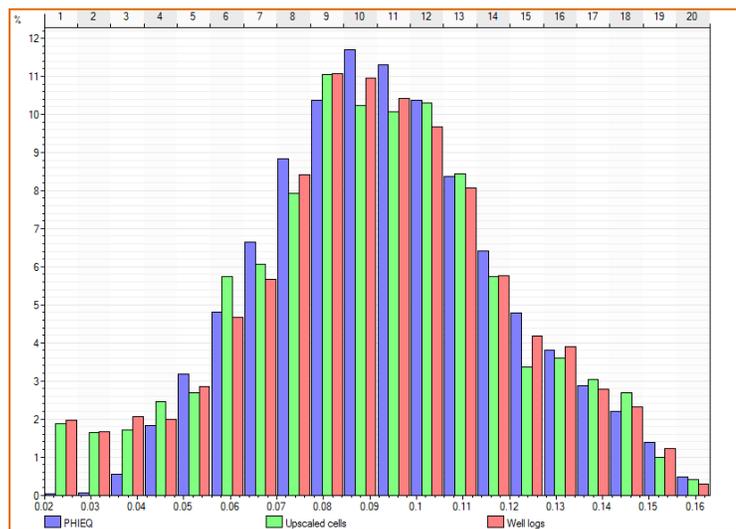
Para el poblamiento de los valores de porosidad se optó por el algoritmo SGS, el cual estuvo condicionado por la distribución de las facies previamente modeladas.

En la figura 9.1, se encuentran los histogramas para las electrofacies de mejor calidad que muestran los valores de porosidad efectiva en los perfiles interpretados, en los perfiles escalados y en el modelo tridimensional, el objetivo de estas gráficos es mostrar que la generación del modelo de porosidad es compatible con la información y parámetros estadísticos usados como datos de entrada.

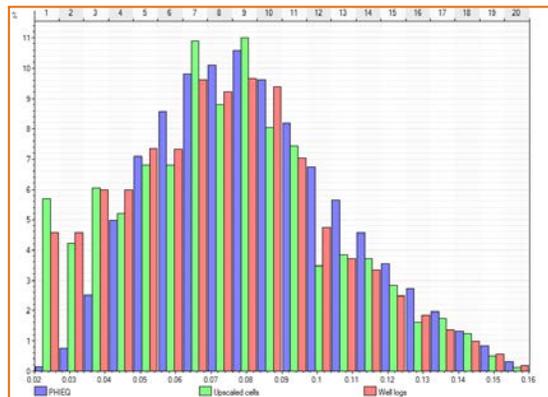
Los resultados obtenidos con la simulación geostatística pueden ser observados en algunas secciones longitudinales y transversales que presentan las propiedades petrofísicas simuladas (figuras 9.9 y 9.10).



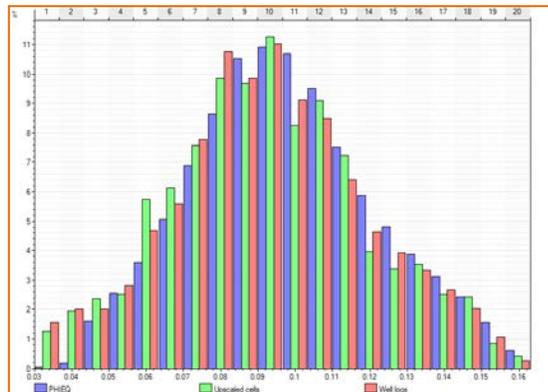
(a) Histograma de proporción de porosidad efectiva - EC1



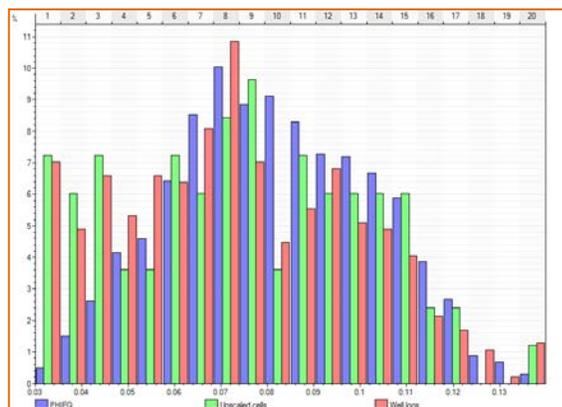
(b) Histograma de proporción de porosidad efectiva - EC2



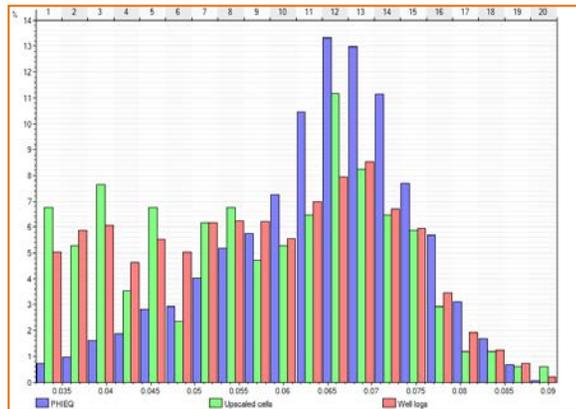
(c) Histograma de proporción de porosidad efectiva - EC3



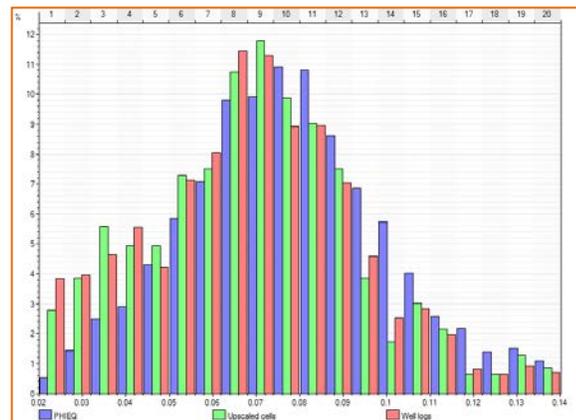
(d) Histograma de proporción de porosidad efectiva - EC4



(e) Histograma de proporción de porosidad efectiva - EC5



(f) Histograma de proporción de porosidad efectiva - HL1



(g) Histograma de proporción de porosidad efectiva - HL2

Figura 9.1. Distribución de histogramas de porosidad efectiva en perfiles (barras rojas), en los perfiles escalados (barras verdes) y en el modelo tridimensional (barras azules) para las electrofacies más representativas de cada zona.

9.4. MODELO DE SATURACIÓN

El objetivo principal de este proceso es la obtención de un modelo de saturación que represente saturaciones de agua iniciales del bloque, siendo de especial interés para el cálculo del volumen petróleo original in situ.

Los valores usados en el modelo de saturación son el producto de emplear las interpretaciones petrofísicas de 20 pozos del área, todos ellos perforados en las campañas de perforación entre 1950 y 1976, por lo que se puede considerar que los valores de saturación interpretados representan la distribución original de los fluidos (figura 9.2).

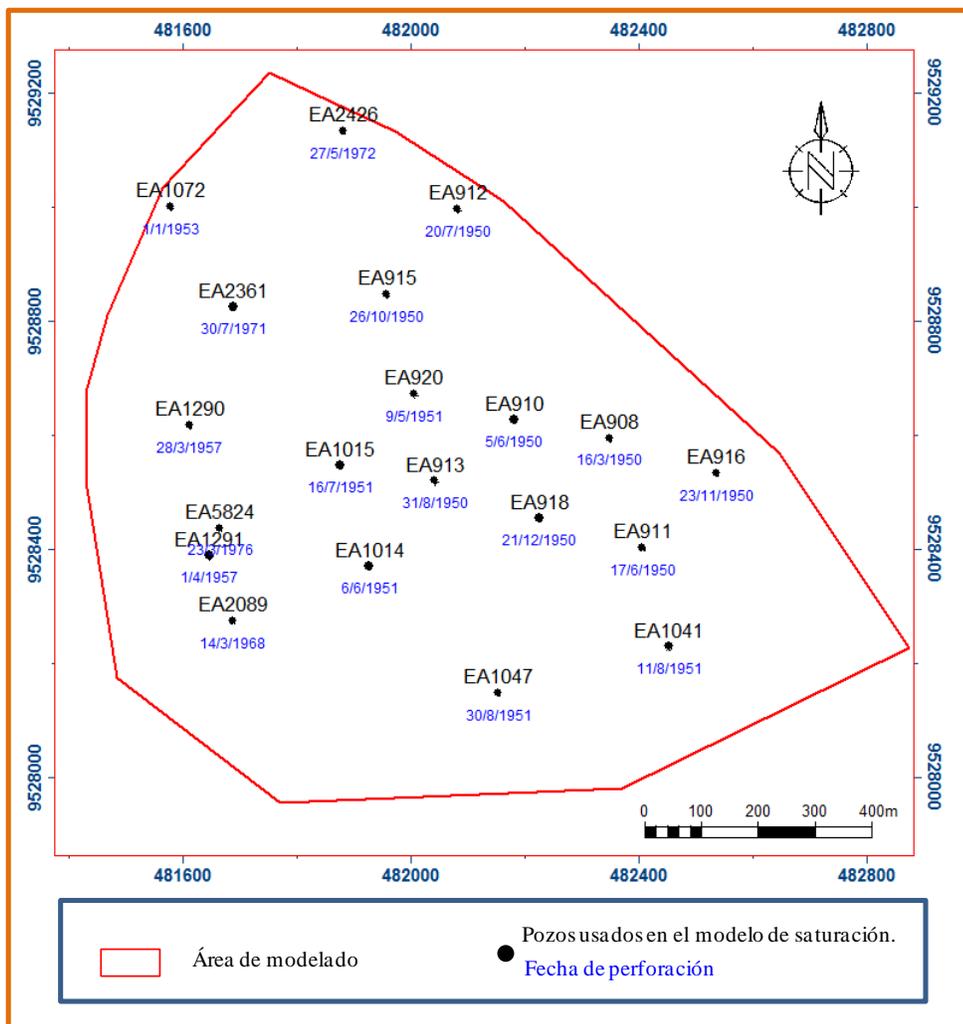


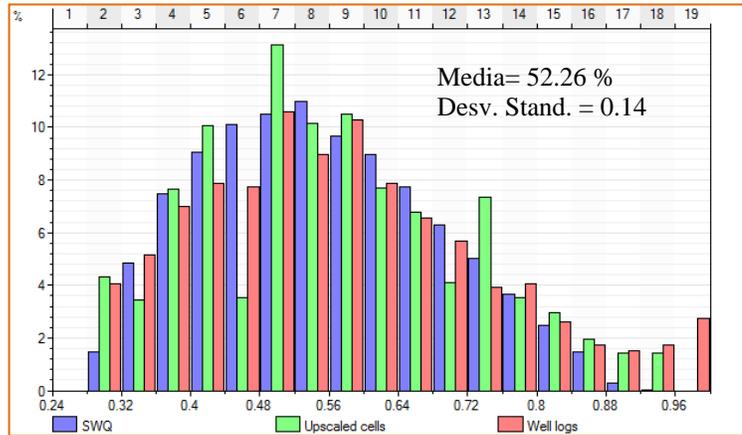
Figura 9.2. Mapa base de pozos usados en el modelo de saturación de agua. La fecha de perforación para cada pozo se muestra en letras azules.

Es importante mencionar que la evaluación petrofísica, así como los bajos valores de volúmenes de agua acumulados durante la producción del área, confirman la ausencia de un posible contacto de agua o zona de transición cercana al reservorio.

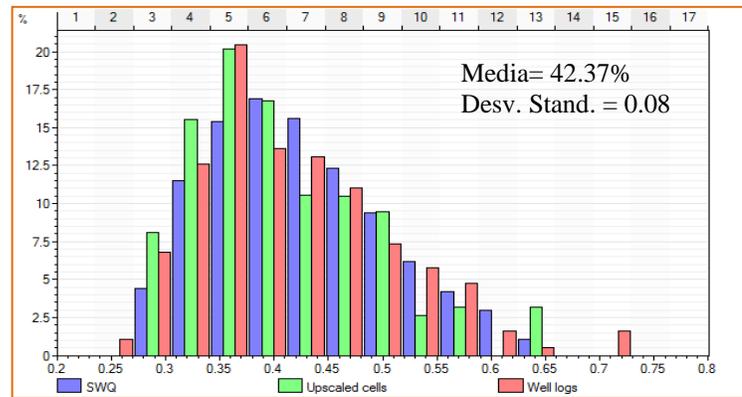
Para la generación del modelo de saturación fue necesario el escalado de los perfiles interpretados de saturación de agua a intervalos de 3 ft aproximadamente (capítulo 7.10) representando los espesores de las celdas de simulación geoestadística. El algoritmo utilizado para la población de los valores de saturación en la grilla fue la simulación secuencial gaussiana (SGS).

Después de definir los modelos de variogramas, fue necesario definir el control de la simulación evitando la distribución de valores incoherentes. Esto fue realizado en el proceso de análisis de datos (capítulo 9.1.1).

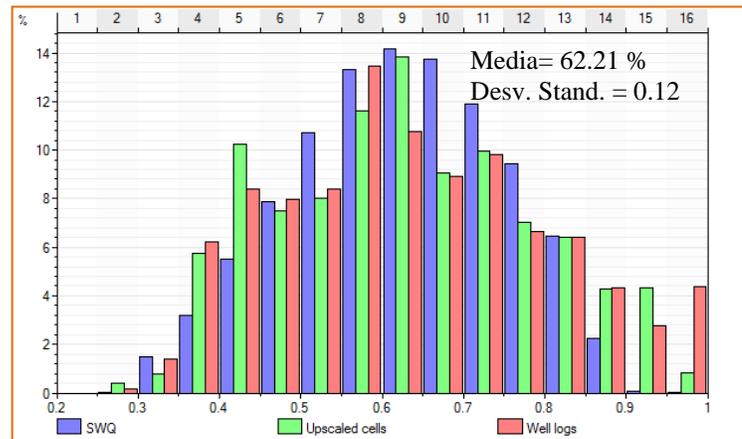
En la figura 9.3, se encuentran histogramas para cada electrofacies que muestran los valores de saturación de agua calculados para los pozos, en los perfiles escalados y el modelo tridimensional.



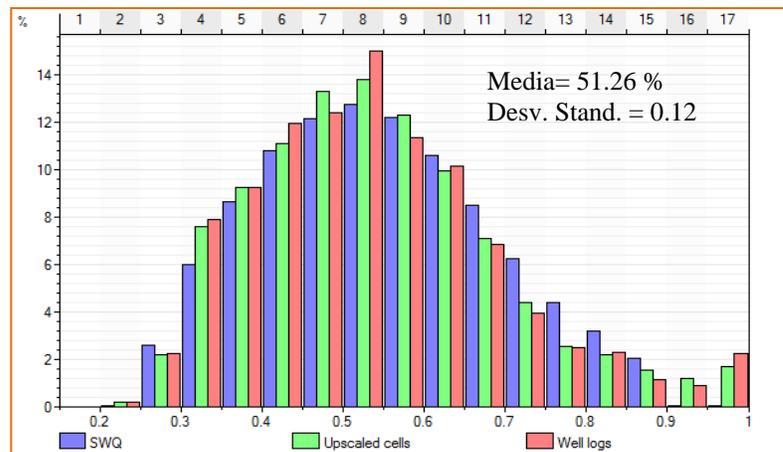
(a) Histograma de proporción de saturación de agua - EC1



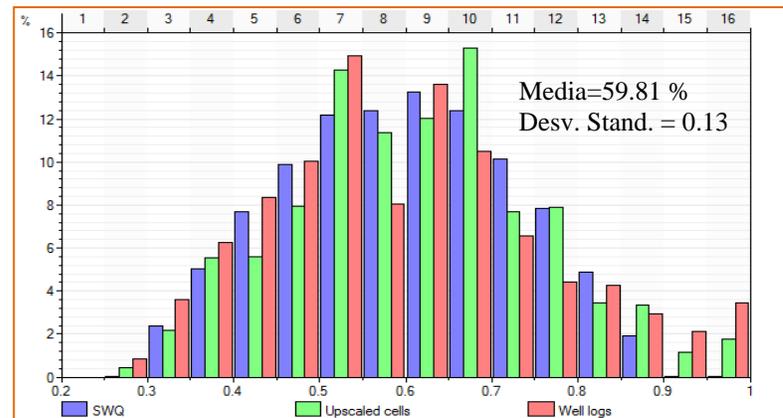
(b) Histograma de proporción de saturación de agua - EC2



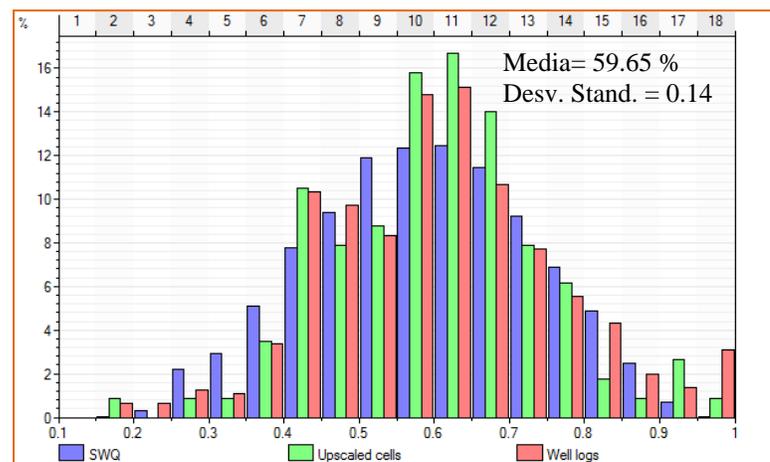
(c) Histograma de proporción de saturación de agua - EC3



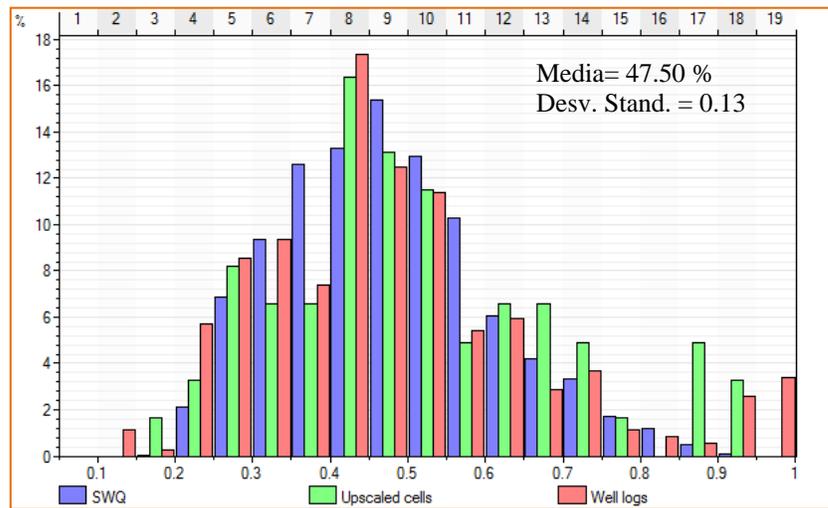
(d) Histograma de proporción de saturación de agua - EC4



(e) Histograma de proporción de saturación de agua - EC5



(f) Histograma de proporción de saturación de agua - HL1



(f) Histograma de proporción de saturación de agua - HL2

Figura 9.3. Distribución de histogramas de saturación de agua en perfiles (barras rojas), en los perfiles escalados (barras verdes) y en el modelo tridimensional (barras azules) para las electrofacies más representativas de cada zona.

Los resultados obtenidos con la simulación geoestadística pueden ser observados en algunas secciones longitudinales y transversales que presentan las propiedades petrofísicas simuladas (figuras 9.9. y 9.10).

9.5. MODELO DE PERMEABILIDAD

La permeabilidad de una roca es una función de la geometría poral (tamaño poral o diámetro poral y la conectividad vía gargantas porales y el diámetro de estas), y esto a su vez dependiente de la mineralogía y la textura (tamaño de grano, esfericidad, selección y empaquetamiento) de la roca reservorio. La geometría de poros se puede obtener de los núcleos, sin embargo, es imposible de medir en perfiles de pozo. Por otro lado, la porosidad puede ser medida en los núcleos y calculada de perfiles de pozo. El modelado de la distribución espacial de la porosidad también es más simple que modelar el

diámetro de garganta poral, y si la relación entre porosidad y permeabilidad puede ser establecida, la permeabilidad puede ser modelada como una función de la porosidad.

Para la generación del modelo de permeabilidad fue necesario encontrar una ley permeabilidad-porosidad para cada electrofacies, establecida a partir de una correlación entre la permeabilidad y porosidad de núcleo, la que generó una función lineal de la forma:

$$\text{Log (K)} = a * (\text{PHIE}) + b$$

Donde:

K = Permeabilidad (md)

PHIE = Porosidad efectiva (%)

a, b = constantes

En las figuras 9.4 y 9.5 se puede observar la correlación entre los datos de porosidad y permeabilidad de núcleo para las electrofacies reservorio de la unidad Echinocyamus y la unidad Hélico respectivamente. Los datos de porosidad y permeabilidad de núcleos pertenecen a los pozos EA9109, EA9082, EA9007, y EA9296. En estas figuras se puede apreciar de manera general que los datos guardan una relación lineal, este hecho dio como resultado la generación de funciones lineales para cada electrofacies obteniendo una ley de permeabilidad-porosidad predictiva que genera valores que estarán muy cerca de la verdadera permeabilidad. Nótese también que la mayor densidad de datos para la

permeabilidad presenta valores que varían entre 0.1md y 1md para la unidad Echinocyamus y entre 0.1md y 0.9md para la unida Hélico.

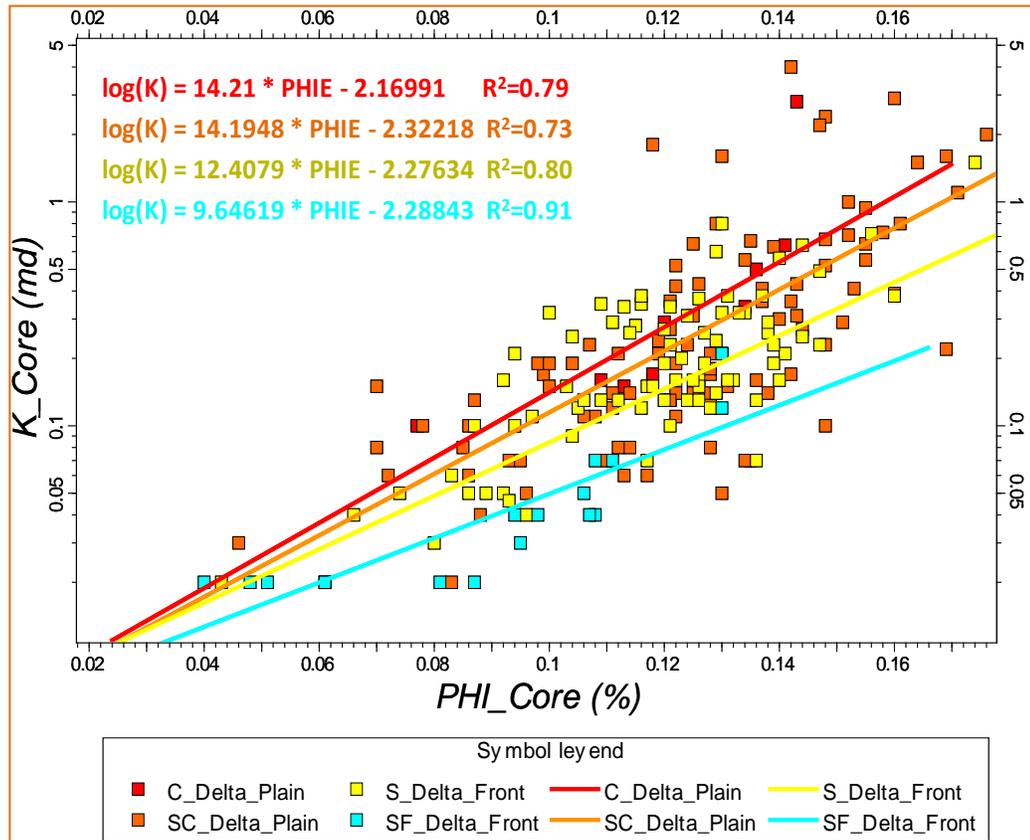


Figura 9.4. Ley de permeabilidad-porosidad para las electrofacies reservorio de la unidad Echinocyamus.

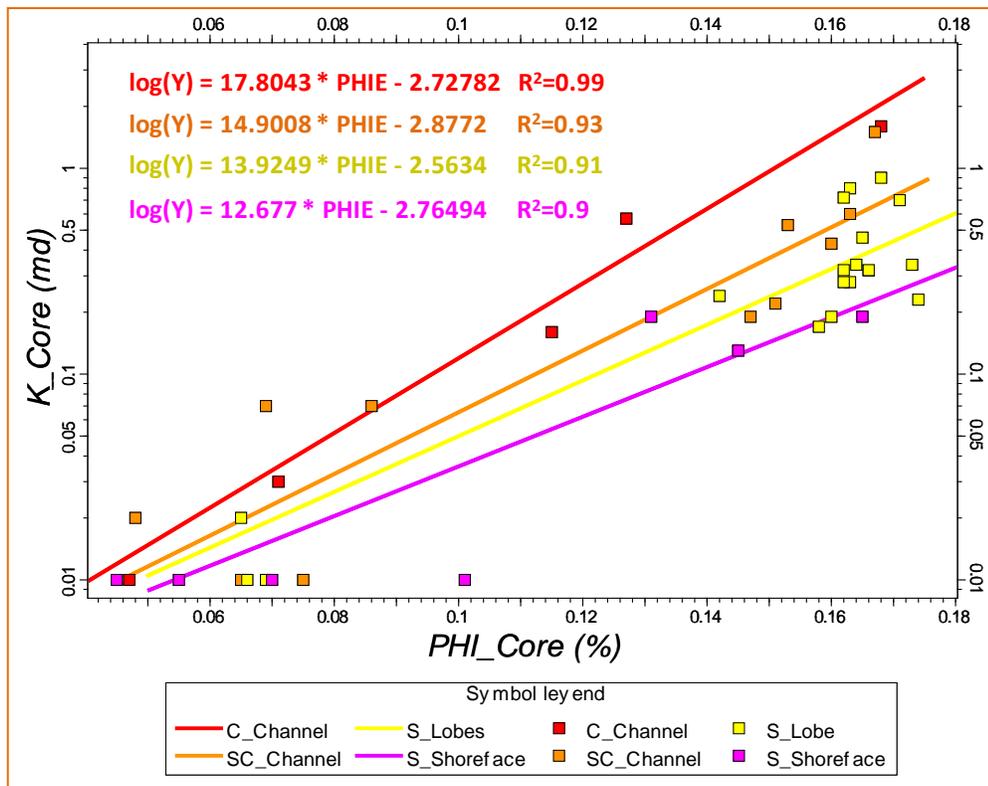


Figura 9.5. Ley de permeabilidad-porosidad para las electrofacies reservorio de la unidad Hélico.

Estas ecuaciones fueron aplicadas a los pozos con núcleo, generando perfiles continuos de permeabilidad. En las figuras 9.6 y 9.7 se puede observar el buen ajuste que existe entre la permeabilidad de núcleo con los valores obtenidos de las leyes permeabilidad-porosidad para cada electrofacies, cabe mencionar que los valores de permeabilidad para las electrofacies no reservorio fue asignada con el valor de cero caracterizando las zonas que no contribuyen al flujo

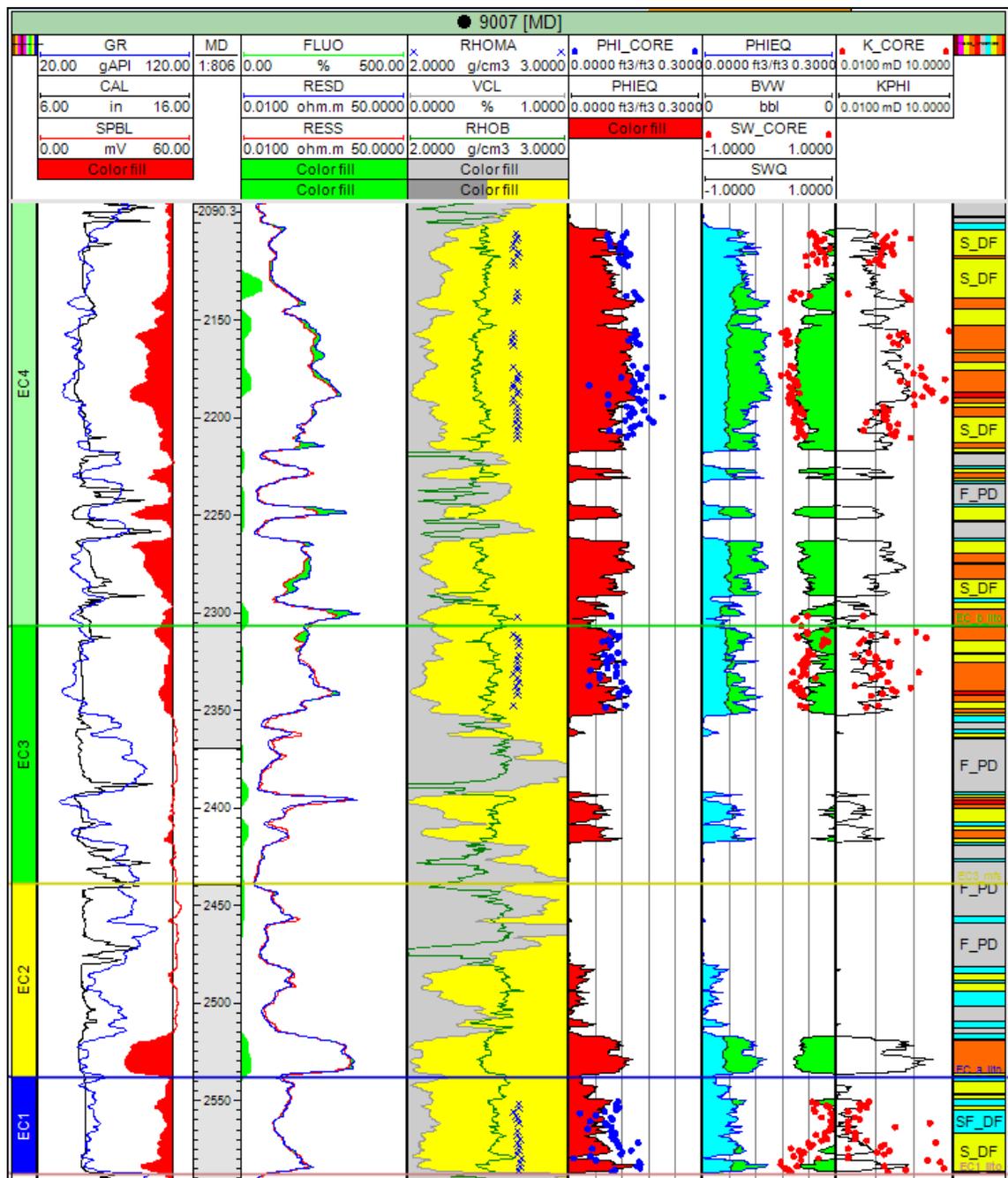


Figura 9.6. Ley de permeabilidad–porosidad (línea negra) ajustada con datos de núcleos (puntos rojos) en la penúltima columna para la unidad Echinocyamus en el pozo EA9007.

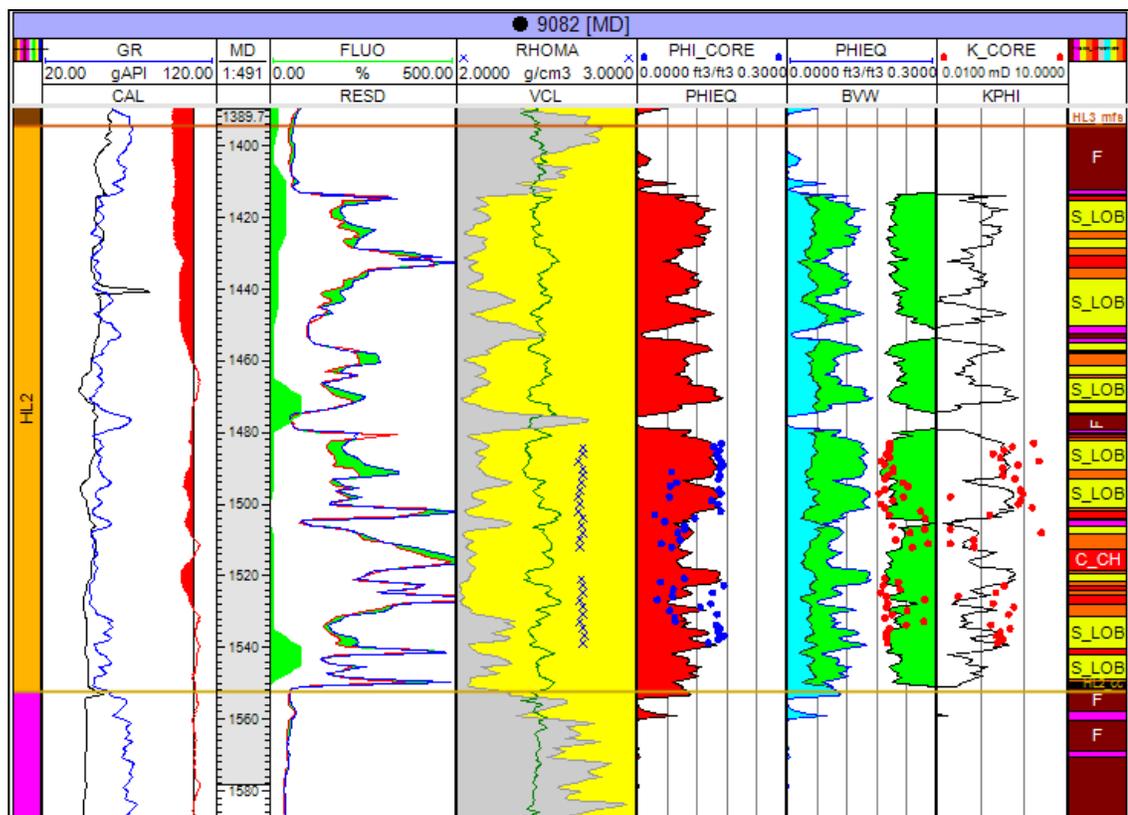
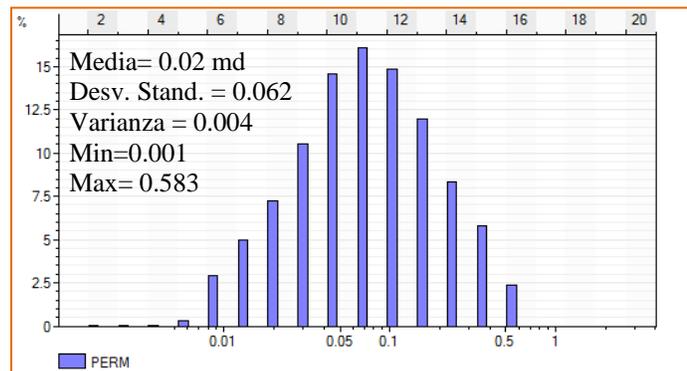


Figura 9.7. Ley de permeabilidad–porosidad (línea negra) ajustada con datos de núcleos (puntos rojos) en la penúltima columna para la unidad Hélico en el pozo EA9082.

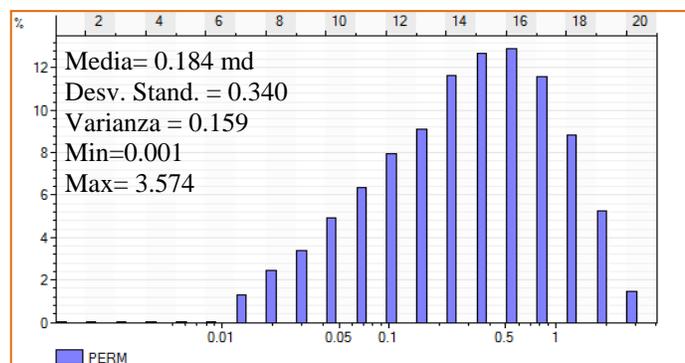
Las formulas calculadas fueron aplicadas directamente en el modelo de porosidad efectiva tridimensional simulado, por lo que el resultado obtenido es el de un modelo de permeabilidad tridimensional dependiente directamente de la distribución de la porosidad efectiva simulada asociada a una determinada electrofacies.

En la figura 9.8, se encuentran siete histogramas de la permeabilidad absoluta horizontal por zonas modeladas para las principales electrofacies.

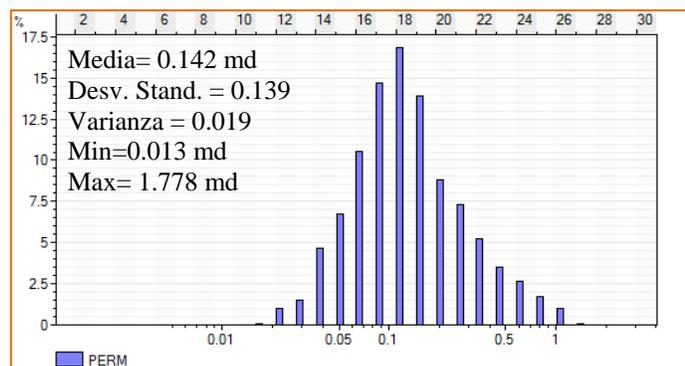
Los resultados obtenidos con la simulación geostatística pueden ser observados en las secciones longitudinales y transversales de las figuras 9.9 y 9.12 que presentan las propiedades petrofísicas de porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad simulada, junto con el modelo de facies.



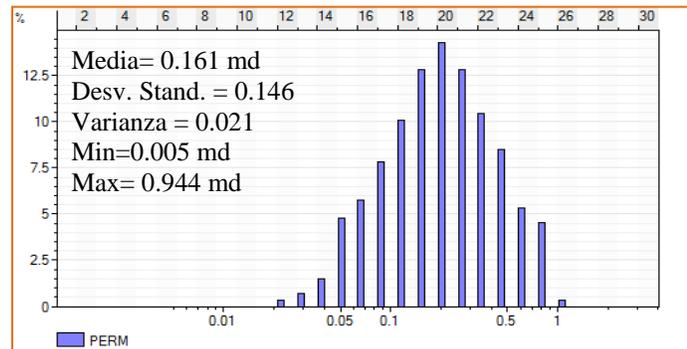
(a) Histograma de proporción de permeabilidad horizontal - EC1



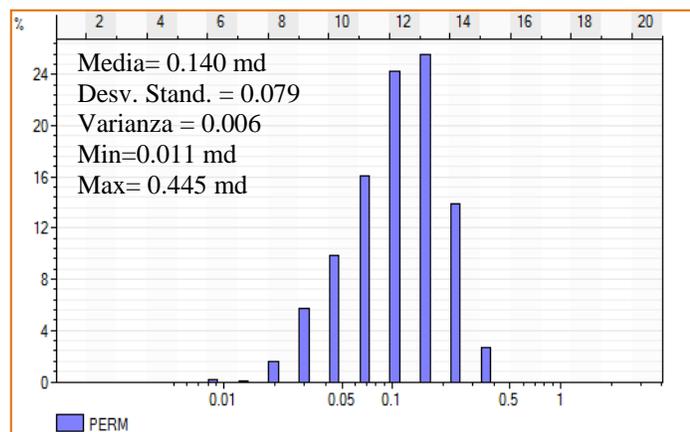
(b) Histograma de proporción de permeabilidad horizontal - EC2



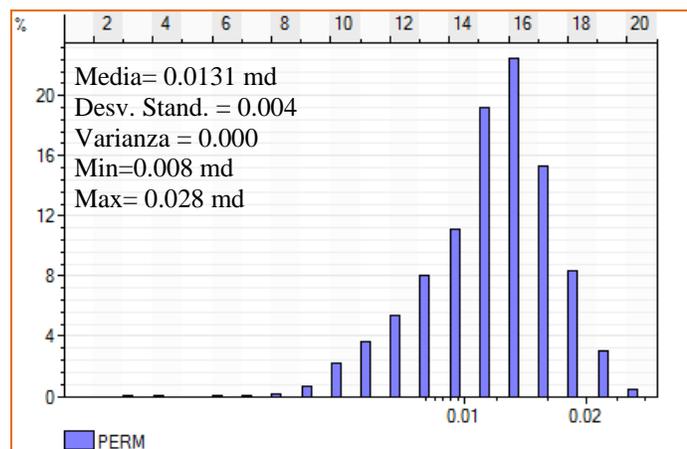
(c) Histograma de proporción de permeabilidad horizontal - EC3



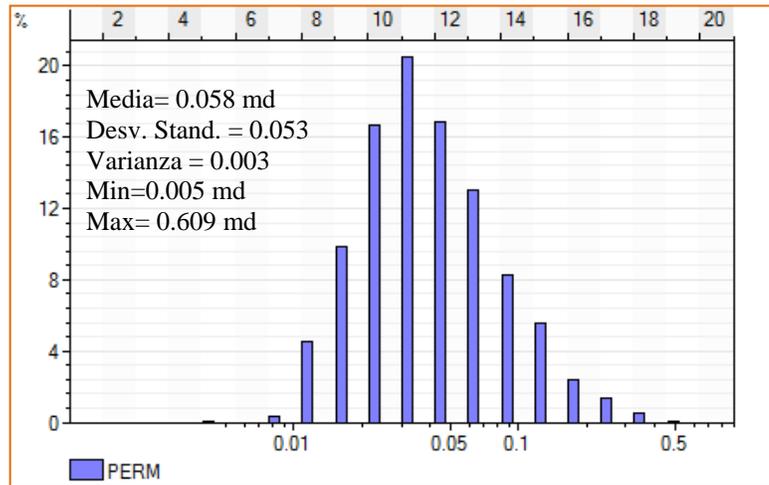
(d) Histograma de proporción de permeabilidad horizontal - EC4



(e) Histograma de proporción de permeabilidad horizontal - EC5



(f) Histograma de proporción de permeabilidad horizontal - HL1



(g) Histograma de proporción de permeabilidad horizontal - HL2

Figura 9.8. Distribución de histogramas de permeabilidad en el modelo tridimensional (barras azules) para las electrofacies más representativas de cada zona.

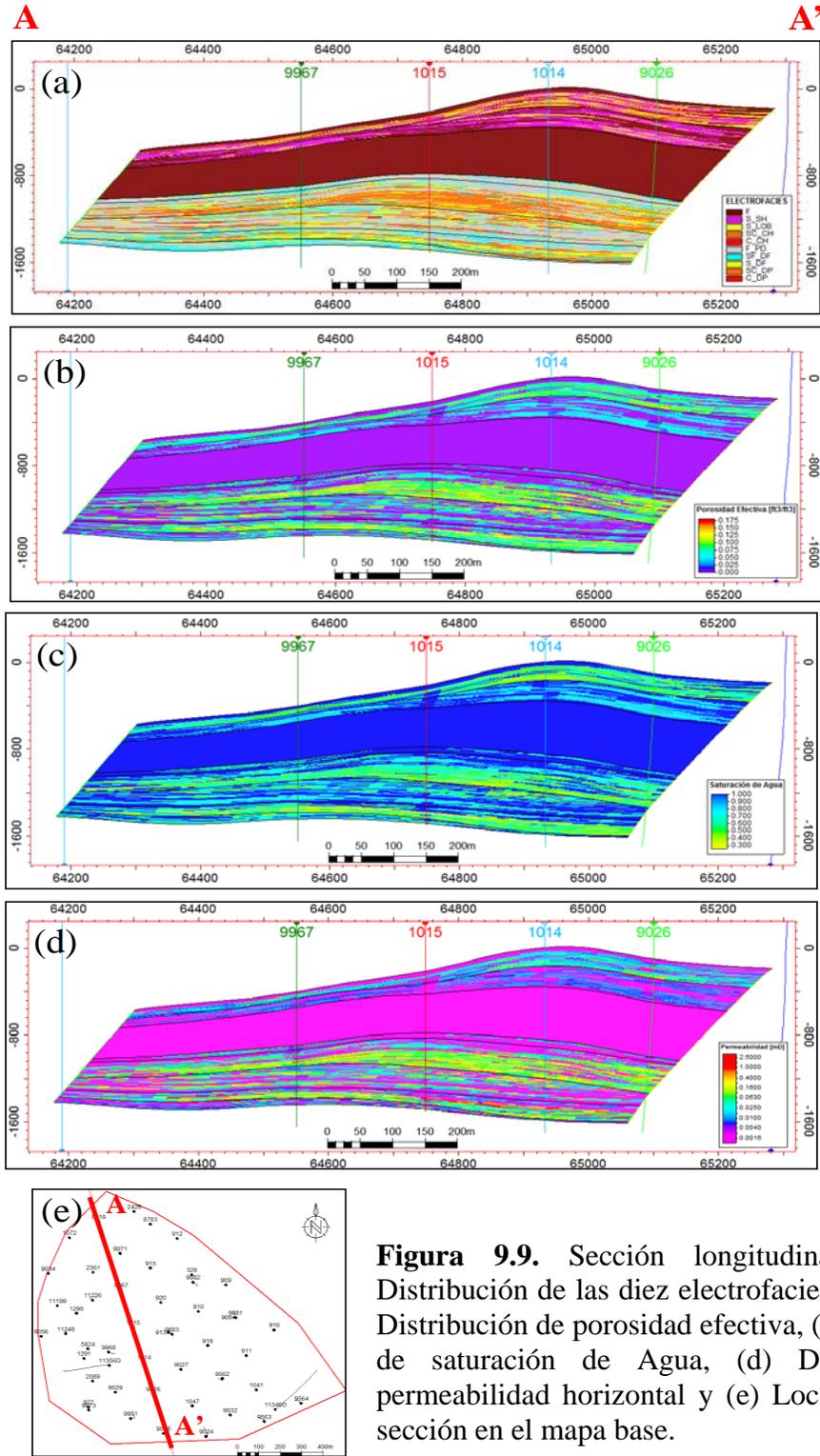


Figura 9.9. Sección longitudinal A-A': (a) Distribución de las diez electrofacies definidas, (b) Distribución de porosidad efectiva, (c) Distribución de saturación de Agua, (d) Distribución de permeabilidad horizontal y (e) Localización de la sección en el mapa base.

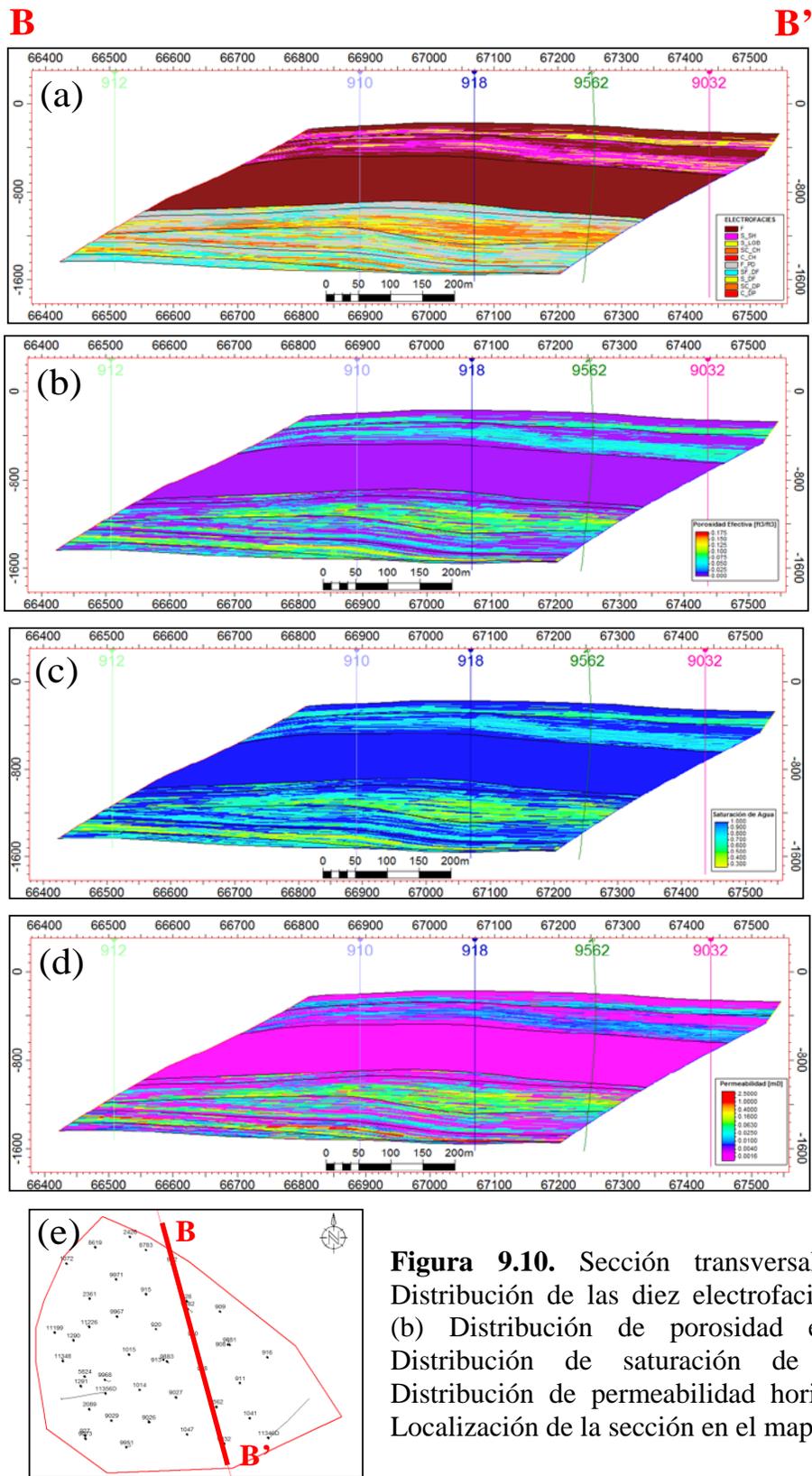


Figura 9.10. Sección transversal B-B': (a) Distribución de las diez electrofacies definidas, (b) Distribución de porosidad efectiva, (c) Distribución de saturación de Agua, (d) Distribución de permeabilidad horizontal y (e) Localización de la sección en el mapa base.

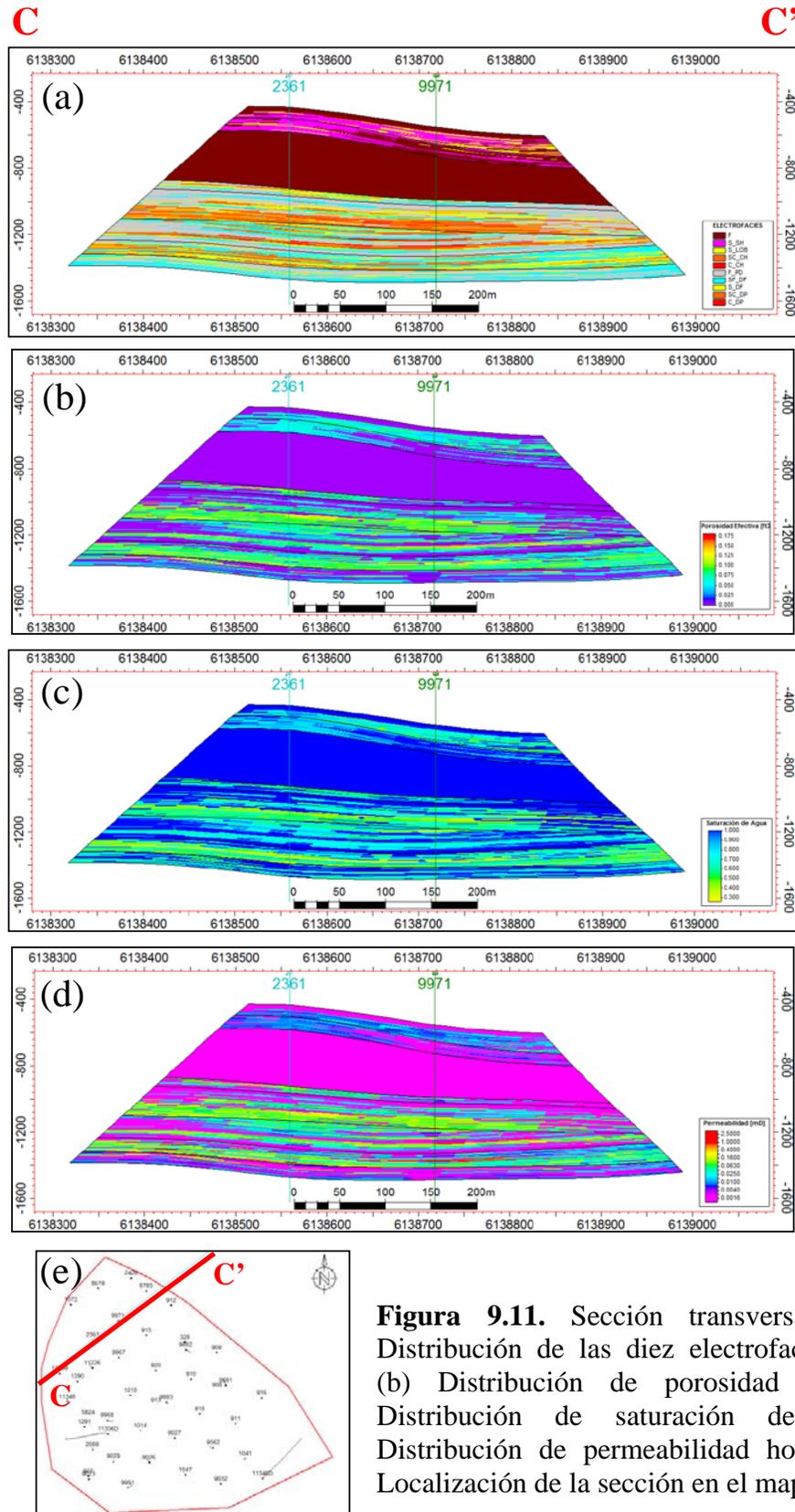


Figura 9.11. Sección transversal C-C': (a) Distribución de las diez electrofacies definidas, (b) Distribución de porosidad efectiva, (c) Distribución de saturación de Agua, (d) Distribución de permeabilidad horizontal y (e) Localización de la sección en el mapa base.

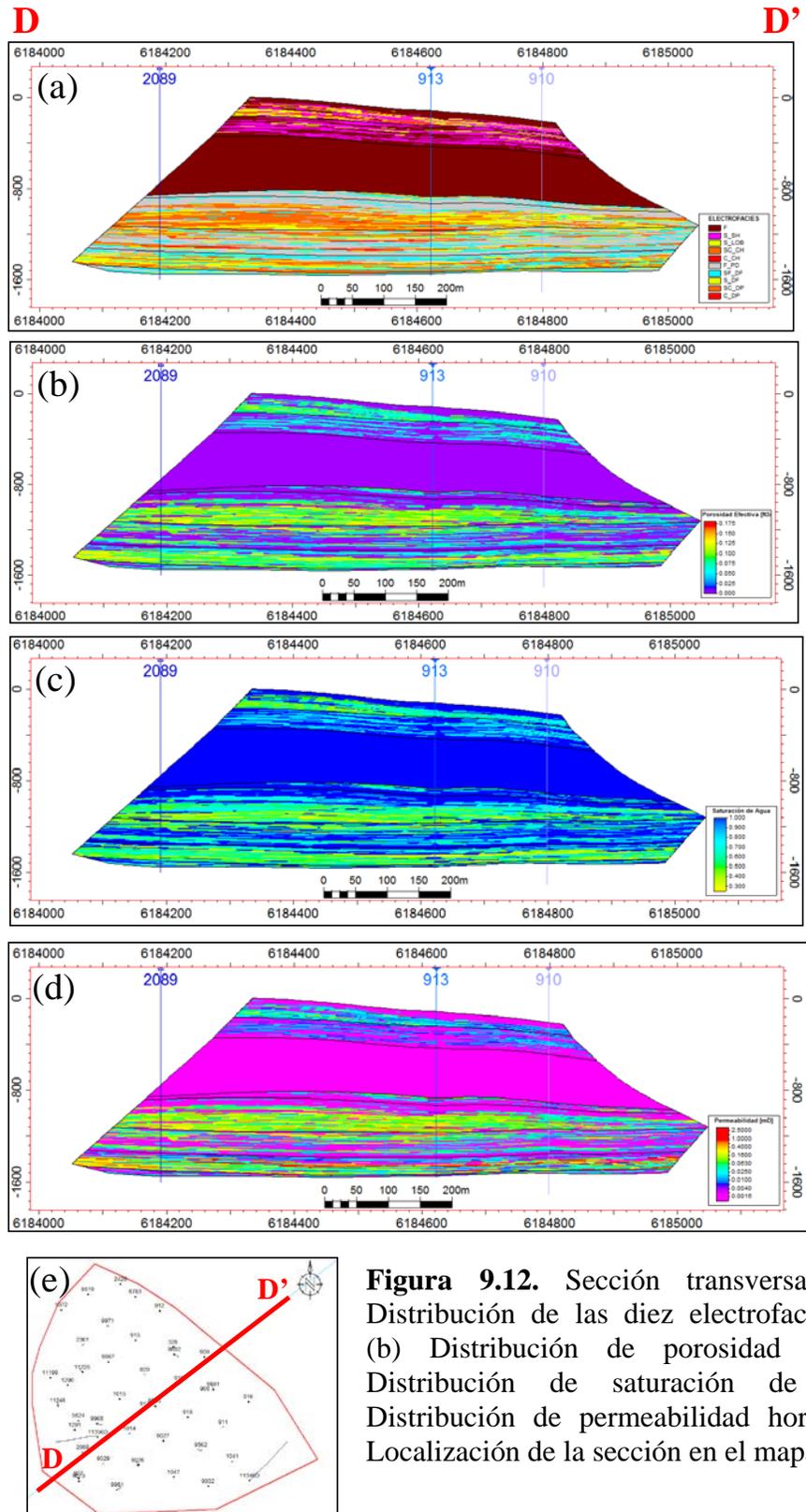


Figura 9.12. Sección transversal D-D': (a) Distribución de las diez electrofacies definidas, (b) Distribución de porosidad efectiva, (c) Distribución de saturación de Agua, (d) Distribución de permeabilidad horizontal y (e) Localización de la sección en el mapa base.

9.6. ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE PETROLEO

La estimación del volumen de petróleo in situ (*stock tank oil initially in place (STOIIP)*) del bloque A se obtuvo con ayuda del software Petrel ®. Los pasos previos para la estimación del volumen de petróleo involucra el cálculo del volumen de roca total (*gross rock volume (GRV)*), el volumen de roca neto (*net rock volume (NRV)*), el volumen poral neto (*net pore volume (NPV)*) y el volumen poral de hidrocarburo (*hydrocarbon pore volume (HPV)*), estos volúmenes se calculan mediante las siguientes relaciones (Shepherd, 2009) :

$$NRV = GRV \times NTG$$

$$NPV = NRV \times \Phi$$

$$HPV = NPV \times (1 - S_w)$$

Donde NTG es la relación espesor neto: espesor total, Φ es la porosidad efectiva, y S_w es la saturación de agua.

La estimación del volumen de petróleo in situ definida a condiciones de superficie (60°F y 1atm (Archer and Wall, 1986)) para el modelo tridimensional se define de la siguiente manera (Hovadik & Larue, 2007):

$$STOIIP = \Sigma (HPV \times 1/FVF)$$

Donde Σ es la sumatoria de todos los volúmenes porales que contienen hidrocarburo en cada celda del reservorio dividido entre el factor volumétrico de la formación (FVF) que en el caso del bloque “A” fue igual a 1.12.

Los resultados obtenidos en la estimación de los volúmenes involucrados en el modelo geológico para cada zona se muestran en la tabla 9.1. De acuerdo con esto, se tiene que la unidad Echinocyamus cuenta con un volumen de petróleo igual a 12.468 MM STB; mientras que para la unidad Hélico se tiene un volumen de petróleo igual a 2.703 MM STB, sumando un total de 15.171 MM STB para el Bloque “A”.

Tabla 9.1. Estimación de volúmenes obtenidos para cada zona en el Bloque “A”.

ZONAS	Volumen de Roca Total [MM bbl]	Volumen de Roca Neto [MM bbl]	Volumen Poral Neto [MM RB]	Volumen Poral de Hidrocarburo [MM RB]	STOIP [MM STB]
H2	154.421	66.309	5.071	2.065	1.844
H1	218.921	70.950	4.480	0.962	0.859
LOBITOS	521.292	0.000	0.000	0.000	0.000
EC5	59.471	7.696	0.614	0.235	0.210
EC4	272.520	155.004	14.576	6.315	5.638
EC3	236.872	84.294	7.195	2.625	2.344
EC2	143.640	95.986	8.728	4.224	3.771
EC1	57.086	18.421	1.470	0.565	0.504
TOTAL	1664.222	498.658	42.132	16.992	15.171

Nota: MM = 10⁶, bbl= Barriles, RB = Barriles en el reservorio, STB = *Stock tank Barrels*

Los volúmenes estimados de petróleo original in situ de las unidades reservorio del Bloque “A”, pueden ser comparados con los volúmenes descritos en el capítulo 1.5. Los resultados muestran que existe un incremento de 0.616 MM STB o 5.2% para la unidad Echinocyamus y 0.107 MM STB o 4.2% para la unida Hélico.

Adicionalmente se generaron resúmenes de valores petrofísicos para cada zona modelada, estos valores se pueden observar en la siguiente tabla 9.2:

Tabla 9.2. Valores petrofísicos promedio para cada zona modelada del Bloque “A”.

ZONAS	NTG (%)	Φ (%)	Sw (%)
H2	42.94	7.65	39.73
H1	32.41	6.31	20.49
LOBITOS	0.00	0.00	1.00
EC5	12.94	7.98	37.29
EC4	56.88	9.40	42.32
EC3	35.59	8.54	35.49
EC2	66.82	9.09	47.40
EC1	32.27	7.98	37.43

CAPÍTULO X

APLICACIÓN DEL MODELADO GEOLÓGICO EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA

10.1. GENERALIDADES

El objetivo propuesto en esta parte del trabajo es generar una metodología que permita optimizar el manejo de los proyectos de inyección de agua en las unidades Echinocyamus y Hélico mediante el uso del modelo geológico integrado tridimensional generado en los capítulos anteriores; así mismo identificar las oportunidades de mejora en los procesos de inyección; para esto, es necesario comprender la geometría de los cuerpos reservorios, las escalas de heterogeneidades depositacionales, la conectividad de los cuerpos reservorios, y la conectividad de estos cuerpos con los pozos inyectoros y productores.

Comprender la geometría de los cuerpos reservorio, es importante pues permite entender la ubicación y la distribución espacial de estos cuerpos, esto se llevó a cabo mediante la interpretación basada en los análisis sedimentológicos y estratigráficos en las unidades de estudio.

Entender la heterogeneidad del reservorio es también importante, pues es una característica de cualquier sistema depositacional, que le otorga al reservorio un carácter anisotrópico, lo que genera una variación de las propiedades petrofísicas en el espacio. Sin embargo, existen diversas escalas de heterogeneidad, ante lo cual optamos por trabajar en una escala que represente las heterogeneidades geológicas más resaltantes, lo que generó el modelo de facies construido con anterioridad. La escala de trabajo puede ser ubicada en la escala jerárquica de heterogeneidad propuesta por Daudt (2009), quien considera que la asociación de elementos arquitecturales es una escala adecuada para los proyectos de recuperación secundaria.

Por otra parte, la conectividad es una propiedad fundamental del reservorio que afecta fuertemente la eficiencia de recobro de hidrocarburos, pues si el reservorio no está conectado a un pozo productor entonces el hidrocarburo presente no será drenado. En el caso de proyectos de recuperación secundaria, ambos pozos productores e inyectores necesitan conectarse con el mismo cuerpo reservorio para crear zonas de barrido. En esta parte del estudio nos enfocaremos en los conceptos de conectividad estática empleados por Larue & Hovadik (2006), referidos a la conectividad de los cuerpos reservorio y de

estos cuerpos a los pozos. Estos tipos de conectividad estática no predicen el carácter del flujo, pero son componentes importantes en la predicción del flujo de fluidos.

En la parte final de este capítulo, analizaremos la respuesta en la producción de fluidos de los pozos productores a partir de la inyección de agua en los reservorios por medio de los pozos inyectores (respuesta pozo inyector-productor), basado en el modelo geológico construido, datos de producción de pozos, intervalos abiertos en pozos, y perfiles de trazadores radioactivos disponibles. Este análisis permitió ajustar nuestros mapas de tendencias de facies logrando obtener un modelo geológico más robusto, así como también, construir mapas de conectividad de cuerpos reservorios que serán de gran utilidad en la simulación de flujo.

Es importante mencionar que los resultados obtenidos en este trabajo serán más eficientes y precisos a medida que los modelos geológicos representen mejor la complejidad de los reservorios; así mismo, podemos mencionar que un enfoque integrado entre la geología y la ingeniería es sumamente importante en estadios avanzados de recuperación de petróleo donde los métodos de recuperación secundaria o terciaria son empleados para incremento de la producción.

10.2. GEOMETRÍA DEL DEPÓSITO

La geometría de los cuerpos reservorio sufren la influencia de varios factores que integran diferentes escalas (Cortez, 1996). Estos factores pueden ser englobados en dos variables principales: el volumen de sedimentos que está siendo transportado por un

determinado sistema y el espacio que está disponible para que estos sedimentos se depositen (Reading & Levell, 1996).

La comprensión y definición de las geometrías y las relaciones espaciales entre los depósitos, está basada en el análisis detallado de las asociaciones de facies y las superficies limítrofes de las diferentes compartimientos depositacionales, lo que permitió también entender la variación en el tiempo y el espacio de los patrones de arquitectura estratigráfica para la unidades de estudio.

La geometría tridimensional de los depósitos arenosos de planicie deltaica de la unidad Echinocyamus presentan formas canalizadas; mientras que los depósitos de frente deltaico compuestos predominantemente de barras de desembocadura amalgamadas presentan geometrías equidimensionales que se depositan según la paleogeografía local (Daudt, 2006).

El intervalo turbidítico de la unidad Hélico presenta también una geometría canalizada, a diferencia de los depósitos asociados a flujos complejos de lodos y detritos que presentan una forma tabular.

Cabe mencionar que las geometrías de los cuerpos reservorios modelados en el Bloque "A" son una aproximación basada en datos de perfiles de pozos y técnicas geoestadísticas que presentan un nivel de incerteza.

10.3. HETEROGENEIDAD DEL RESERVORIO

El termino heterogeneidad está asociado a factores que causan la interrupción normal del flujo de fluidos dentro de un reservorio (Tyler and Finley, 1991; Moraes and Surdan, 1993; Hamilton et al., 1998) y representa un carácter jerárquico importante (Weber, 1986; Lasseter et al., 1986). La heterogeneidad depositacional es característica de cualquier sistema depositacional y puede ser clasificada de acuerdo a la escala de observación (Slatt and Galloway, 1992).

El origen de la heterogeneidad puede ser de carácter sedimentológico (diferentes facies, asociaciones de facies, variaciones en los elementos arquitecturales, geometría de los cuerpos arenosos, ocurrencia de bioturbación, sismicidad y deslizamientos sin y post depositacionales, etc), estratigráfico (patrones de apilamiento resultantes de ciclos de regresión y transgresión, etc.), diagenético (tipos, volúmenes y distribución de diferentes componentes diagenéticos, asociación de petrofacies de reservorio, etc.), tectónico (patrones estructurales, presencia de fallas o fisuras, etc.) o una combinación de estos factores.

En proyectos de IOR/EOR, la caracterización de la heterogeneidad es un factor importante pues permite definir una estrategia eficiente para el desarrollo de las reservas (Tyler and Finley, 1991; Knox and Barton, 1999). Así mismo, brinda también un mejor entendimiento de como los fluidos se mueven dentro del reservorio (eficiencia de desplazamiento de fluido o de barrido).

El modelo de propiedades discretas y continuas generado para el bloque A presenta una heterogeneidad que puede ser clasificada de acuerdo con los modelos jerárquicos de heterogeneidad propuestos por Daudt (2009).

Daudt (2009) considera siete ordenes en la jerarquía de heterogeneidad, que varía desde la heterogeneidad elemental que está relacionada con las litofacies (séptimo orden) hasta la heterogeneidad que está asociada con el relleno de la cuenca (primer orden).

De acuerdo con lo anterior, la asociación de litofacies forma un elemento arquitectural que representa un sexto orden en la jerarquía de heterogeneidad, y la asociación de elementos arquitecturales genera los subambientes de depositación, los cuales se ubican en un quinto orden en la escala de heterogeneidad.

Según Daudt (2009) la asociación de elementos arquitecturales parece ser la escala perfecta para integrar aspectos geológicos de la heterogeneidad del reservorio con análisis petrofísicos y de producción, especialmente en proyectos de IOR/EOR. Este quinto orden representa la mejor alternativa para gerenciamiento de proyectos de recuperación secundaria. El flujo de fluidos y la eficiencia de drenaje (eficiencia de barrido vertical y horizontal) son mas observables a esta escala que en un sexto orden.

La heterogeneidad presente en el modelo geológico construido para las unidades Echinocyamus y Hélico del Bloque A está basada en un quinto orden de heterogeneidad como puede ser observado en la tabla 10.1, logrando simplificar la complejidad geológica dentro de una variación aceptable que permite capturar las heterogeneidades

que más impactan en el flujo de fluidos; así mismo, este orden de heterogeneidad puede ser la base para la definición los modelos de simulación de flujo.

Esta escala de caracterización de heterogeneidad es muy importante ya que ofrece la integración entre la geología del reservorio y la ingeniería en forma más realista y operacional.

Tabla 10.1. Jerarquía de heterogeneidad para las unidades Hélico y Echinocyamus en el Bloque A, donde el orden de heterogeneidad está resaltado en amarillo.

Litofacies	Elementos Arquitecturales	Sub ambientes depositacionales	Sistema Depositacional	Periodo de Sistema
Cm; SCm; SCI; Sb; Sm; Sl; St	Canales amalgamados	Planicie deltaica superior	Delta	Nivel Alto
Sb; Smf; Smm; Sl; Fw; SCm	Barras de acreación lateral y frontal, planicie de inundación	Planicie deltaica inferior	Delta	Nivel Alto
Sb; Sr; Sl; Sm; Sw; Fw	Barras de desembocadura, canales distributarios	Frente deltaico	Delta	Nivel Alto
Cm; SCm, Sm; Sp	Canales de alta y baja densidad	Canales	Turbidítico	Nivel Bajo / Transgresivo
Sm; Sp; Sl, Sh; Fh	Cuerpos lobulares	Lobulos	Turbidítico	Nivel Bajo / Transgresivo

7	6	5	4	3
---	---	---	---	---

Jerarquía de Heterogeneidad

10.4. CONECTIVIDAD

La conectividad es una propiedad fundamental del reservorio que afecta fuertemente la eficiencia de recobro de hidrocarburo, pues si el reservorio no está conectado a un pozo productor entonces el hidrocarburo presente no será drenado (Larue & Hovadick, 2006). En el caso de reservorios sometidos a recuperación secundaria usando agua de inyección los pozos productores e inyectores deben estar conectados al mismo cuerpo reservorio, esto permite crear zonas de barrido. Pero la conectividad por sí sola no garantiza el recobro de hidrocarburos. Existen otras propiedades estáticas como la permeabilidad, heterogeneidad, tortuosidad que también juegan un rol importante, así como también existen propiedades dinámicas que dependen del tiempo como la presión del reservorio, permeabilidad relativa, o propiedad del fluido que afectan el recobro de hidrocarburos.

En esta parte del trabajo solo nos enfocaremos en la conectividad existente en las facies reservorio del modelo geológico construido para el bloque A. Esta conectividad está influenciada por la arquitectura del reservorio; así como también por los parámetros de entrada que llevaron a la representación de dicha arquitectura entre los cuales tenemos los volúmenes de celdas, alcance horizontal y vertical de variogramas, curvas de proporción vertical, mapas de distribución de facies, *cut off* asignado a las facies, etc.

La conectividad de las facies reservorio depende fuertemente de la razón arena neta o *net to gross*, siendo esta propiedad la que define si un reservorio está conectado o compartimentalizado (Hovadik and Larue 2007, Hovadik and Larue 2010).

La compartimentalización vertical de un reservorio ocurre cada vez que una unidad impermeable continua lateralmente llamada también barrera, separa dos intervalos estratigráficos. Basado en los estudios de estratigrafía secuencial (Van Wagoner et al. 1990; Van Wagoner 1995; Larue & Legarre 2004), los reservorios pueden llegar a ser compartimentalizados verticalmente debido a variaciones en el nivel del mar, actividad tectónica y cambios en los sistemas depositacionales.

En el área de estudio la unidad Echinocyamus se encuentra compartimentalizada internamente por dos niveles lutáceos de gran continuidad lateral, estos niveles corresponden a las superficies de máxima inundación EC3_mfs y EC5_mfs, estas superficies dividen hidráulicamente los tres pulsos deltaicos (capítulo 5.2.3). La unidad Hélico presenta también internamente niveles lutáceos, pero estos no llegan a ser continuos en el área como para llegar a compartimentalizar completamente el reservorio.

La compartimentalización lateral de los reservorios o separación horizontal de los compartimientos reservorios está asociada con los conceptos de conectividad tratados en esta parte del estudio.

Para definir la conectividad, previamente definimos las facies reservorio aplicando un corte (*cut off*) de porosidad y por facies, esto nos permite distinguir facies reservorio que podrían tener la facilidad de dejar fluir los fluidos. Una vez que las facies reservorio son definidas a partir del *cut off*, se procede a encontrar las celdas conectadas en el reservorio. El grupo de celdas conectadas es definido como geocuerpo o cuerpo

reservorio (Larue & Hovadik, 2006). Existen varios tipos de conectividad estática pero solo nos enfocaremos en dos tipos: la conectividad de los cuerpos reservorios y la conectividad del reservorio a los pozos.

La conectividad de los cuerpos reservorios se define como el porcentaje del reservorio que está conectado (Larue & Hovadik, 2006). Esta definición se refiere a la fracción de arena conectada usada por Allen (1978), King (1990) y Hird & Dubrule (1998). La conectividad de cuerpos reservorio son medidas de conectividad depositacional según Ainsworth (2005).

En la figura 10.1 se muestran los resultados obtenidos para la conectividad de los cuerpos reservorios para cada zona modelada. En esta figura se puede apreciar que las unidades HL1, HL2, EC2, y EC4 son las que presentan mejor conectividad. La primera zona representa depósitos asociados a flujos complejos de detritos de gran continuidad en el área de estudio; mientras que las tres últimas zonas representan intervalos donde predominan facies canalizadas con alta proporción de arena neta.

Las zonas EC1 y EC3, que pertenecen a sucesiones deltaicas, son de conectividad menor a las antes mencionadas y presentan mayor intercalación de facies no reservorio.

La zona EC5 es la que presenta menor conectividad de todas, esto es debido a la discordancia Echinocyamus - Talara que erosiona las partes superiores de la zona EC5, lo que origina la discontinuidad de las facies reservorios entre pozos.

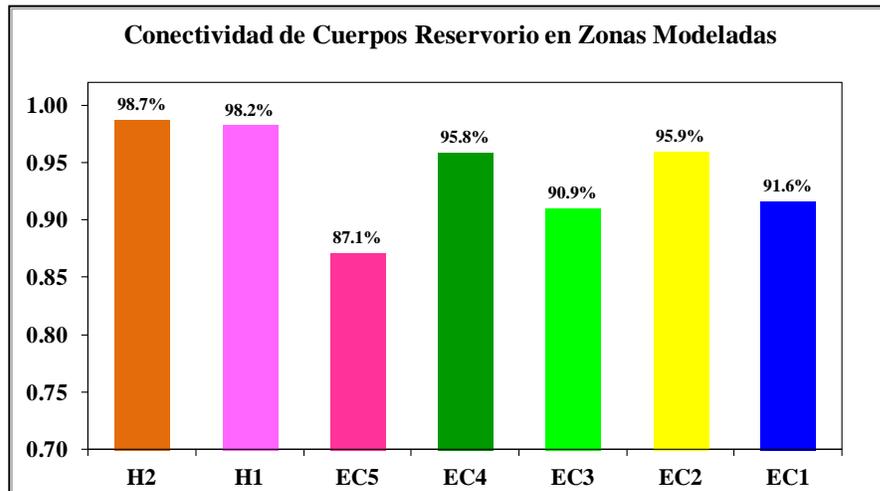


Figura 10.1. Conectividad de cuerpos Reservoirios para las zonas modeladas.

La conectividad del reservorio a los pozos o simplemente conectividad del reservorio se define como el porcentaje del reservorio que está conectado a uno o más intervalos de pozos completados. Para áreas sometidas a inyección de agua como en nuestro caso, la conectividad se define como el porcentaje del reservorio conectado a los intervalos completados de pozos inyectores y/o productores (Larue & Hovadik 2006; Hovadik & Larue 2007). La conectividad del reservorio es una función de la arquitectura del reservorio; así como también de la ubicación, densidad, intervalos completados y orientación de los pozos.

En la figura 10.2 se muestran los resultados obtenidos para la conectividad del reservorio, cabe resaltar que los cálculos fueron efectuados solo con los intervalos abiertos en los pozos inyectores y productores que estuviesen conectados a los cuerpos reservoirios. En este caso, se puede apreciar que los pozos productores e inyectores

tienen una buena conectividad con el reservorio, porque muestran altos valores de conectividad del reservorio, lo que genera una eficiente zona de barrido mediante inyección de agua en los pozos inyectoros y la respuesta asociada de los pozos productores, sin embargo los resultados también muestran que existen porciones del reservorio que no están siendo drenadas, porque no están conectadas a los pozos. Esto último, puede estar ligado a muchas causas, que conllevarían a un análisis aún más detallado y que no es materia de este trabajo.

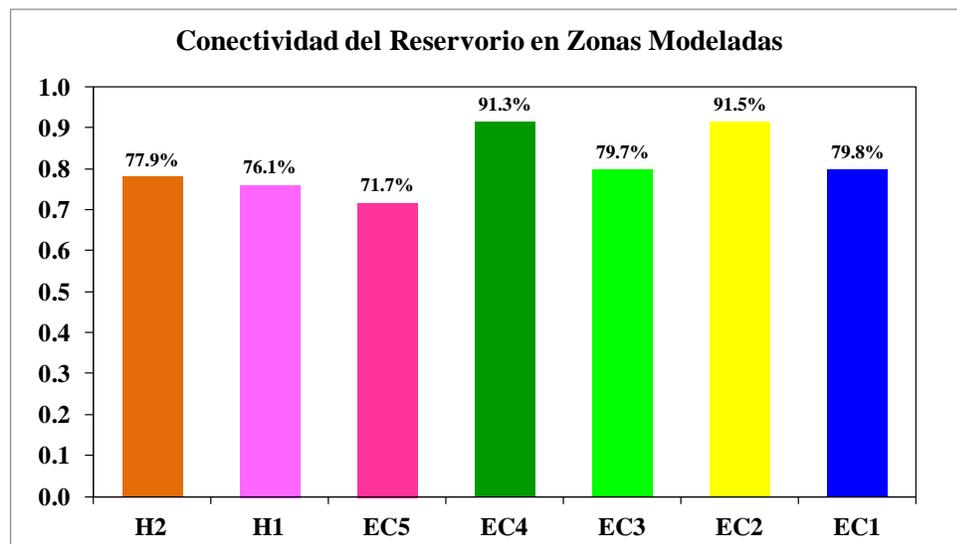


Figura 10.2. Conectividad del Reservorio para las zonas modeladas.

Es preciso remarcar que la conectividad de cuerpos reservorios y la conectividad del reservorio, son tipos de conectividad estática que por sí solos no predicen el carácter del flujo, pero son componentes importantes en la predicción del flujo de fluidos (Hovadik & Larue, 2010).

10.5. ANÁLISIS POZO INYECTOR-PRODUCTOR

Este análisis comprende algunos casos de respuesta inyección-producción para el periodo de inyección de la década de los 80's y parte de los 90's. Los casos analizados se enfocan principalmente en la unidad Echinocyamus, pues esta unidad es la que presentan un mayor potencial en el área de estudio en la recuperación de hidrocarburos.

Para el análisis pozo inyector-productor se emplearon datos de caudal de producción de fluidos, caudal de inyección de agua, y presión de inyección, este último para validar la eficiencia de inyección de agua en el reservorio. Adicionalmente, fue necesario tener la información referida a fechas e intervalos de completación, fechas de retrabajos (*workover*) más relevantes, fechas de conversión de pozo productor a inyector y viceversa, así como también, el uso de tapones en el pozo que aíslan intervalos completados. Por último, se utilizaron los perfiles de trazadores radioactivos (RTL) con la objetivo de identificar los intervalos completados que presentan mayor o menor eficiencia de admisión de agua inyectada. Los perfiles RTL de los pozos inyectores que fueron utilizados en los casos analizados se muestran en las figuras 10.3 al 10.6, cabe mencionar que no todos los pozos inyectores cuentan con estos perfiles.

La identificación de los intervalos de admisión juntamente con la respuesta del pozo productor ante la inyección de agua identificada en las curvas de producción fue de gran utilidad, pues permitió entender de alguna manera las direcciones preferenciales de flujo, posibles canalizaciones y comunicación entre pozos, que a su vez permitió generar un

modelo de facies más robusto, lo que permite finalmente generar mapas de conectividad que reducen la incertidumbre de conectividad entre pozos.

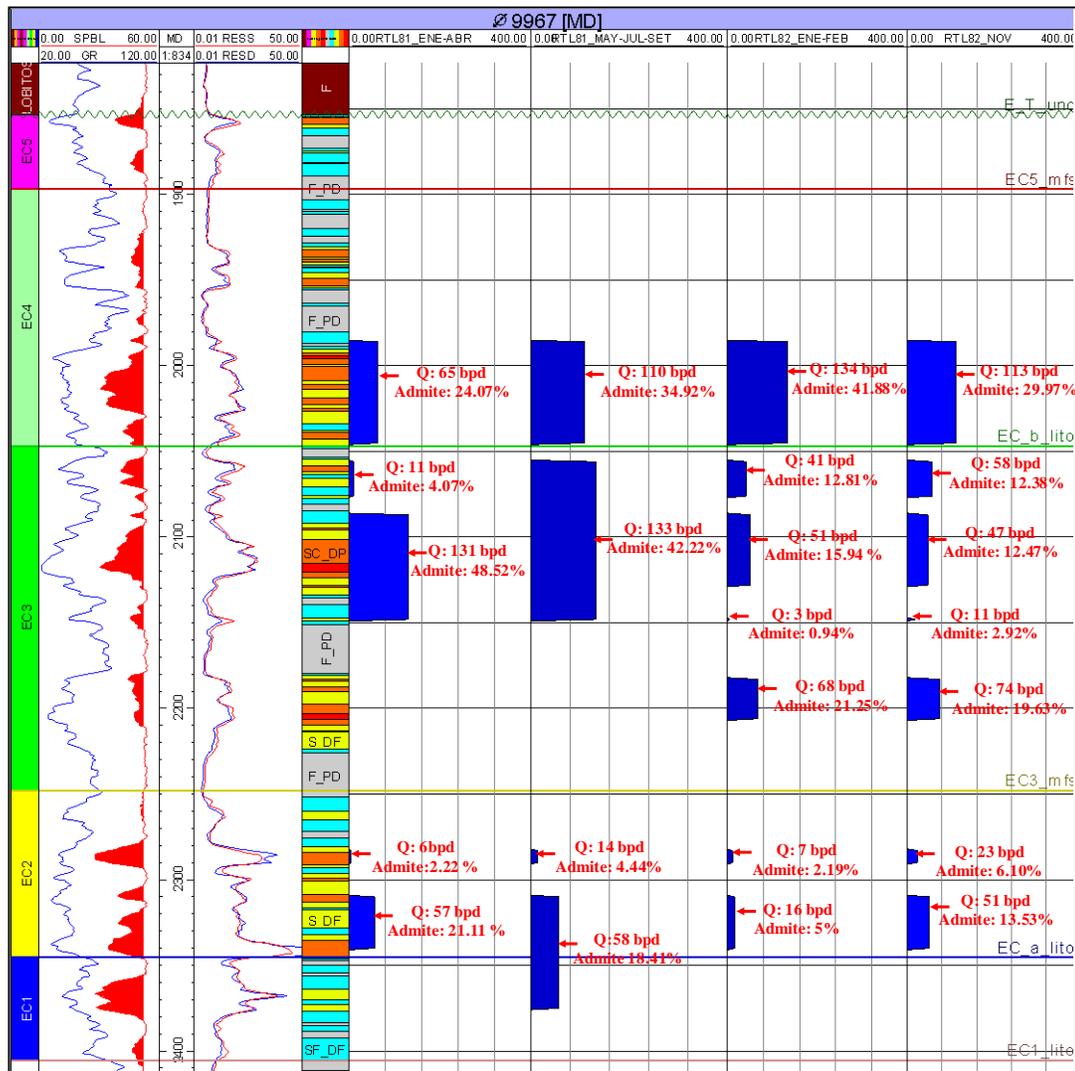


Figura 10.3 - Perfiles eléctricos (Columna 2 y 4), perfil de electrofacies (Columna 5), y perfiles RTL (Columna 6 al 9) del pozo inyector EA9967. Nótese la variación de los caudales de inyección (Q) y los porcentajes de admisión de agua en relación al tiempo. Los perfiles RTL fueron registrados durante las fechas: Enero de 1981, Mayo de 1981, Enero de 1982, y Noviembre de 1982.

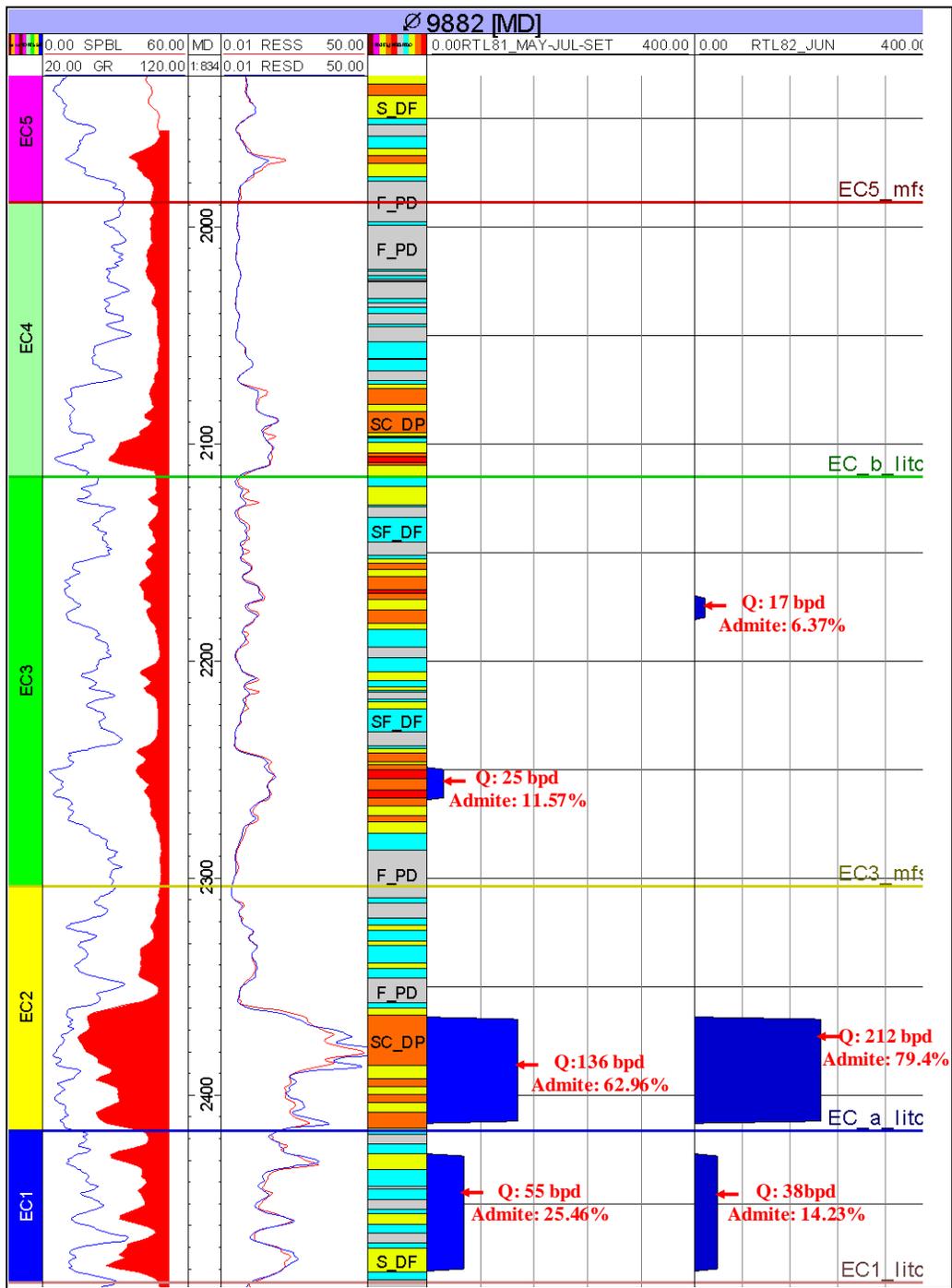


Figura 10.4. Perfiles eléctricos (Columna 2 y 4), perfil de electrofacies (Columna 5), y perfiles RTL (Columna 6 y 7) del pozo inyector EA9882. Nótese que más del 60% de admisión se concentra en la zona EC2. Los perfiles RTL fueron registrados durante las fechas: Julio de 1981 y Junio de 1982.

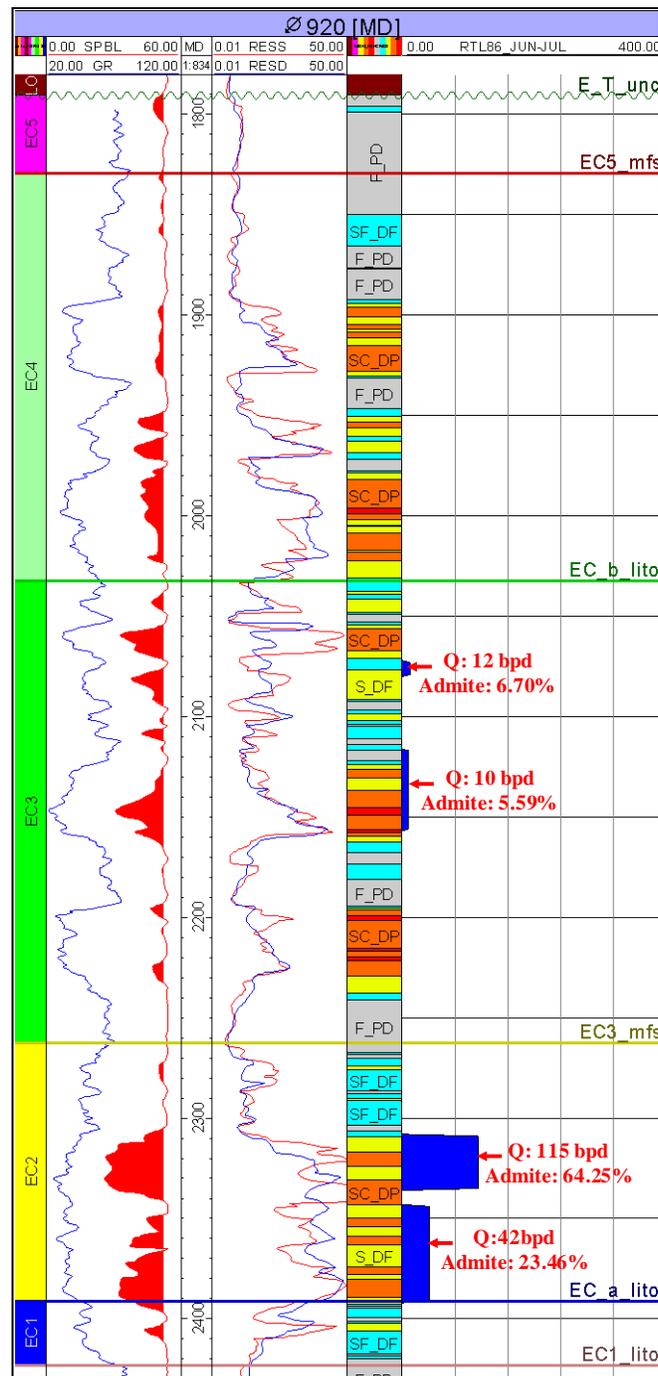


Figura 10.5 - Perfiles eléctricos (Columna 2 y 4), perfil de electrofacies (Columna 5), y perfil RTL (Columna 6) del pozo inyector EA920. Nótese que más del 80% de admisión se concentra en la zona EC2. Este pozo solo cuenta con un perfil RTL tomado en julio de 1986.

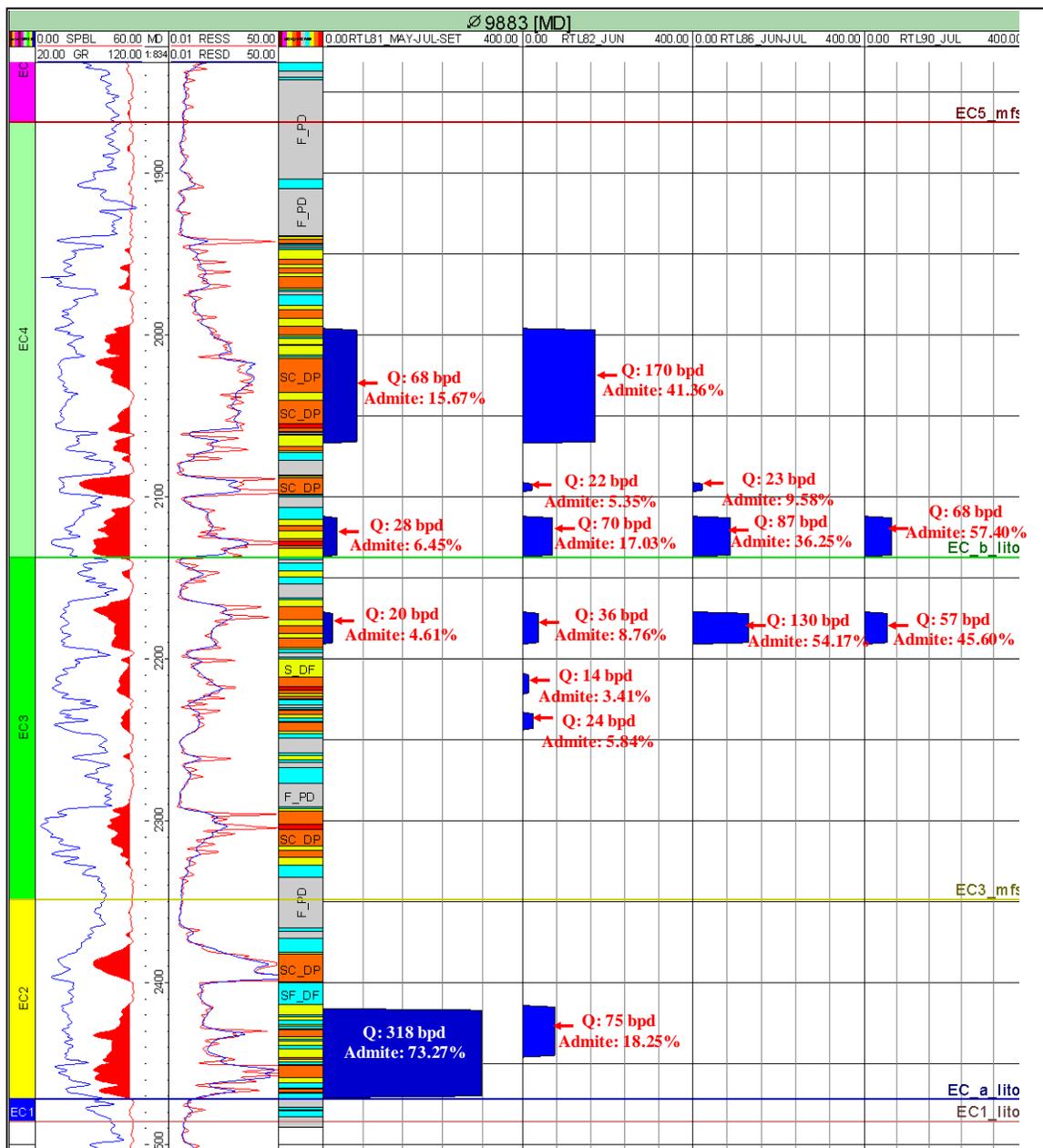


Figura 10.6 - Perfiles eléctricos (Columna 2 y 4), perfil de electrofacies (Columna 5), y perfiles RTL (Columna 6 al 9) del pozo inyector EA9883. Los perfiles RTL fueron registrados en: Setiembre de 1981, Junio de 1982, Junio de 1986, y Julio de 1990.

10.5.1. CASO POZO 915

Este caso comprende el análisis de la respuesta productiva del pozo EA915 a partir de la inyección de agua de mar en el reservorio por medio de los pozos inyectores EA9967-EA920-EA9882 desde Noviembre de 1980 hasta Diciembre de 1996.

Una configuración general del pozo EA915 y los pozos inyectores se puede apreciar en la figura 10.7, cabe mencionar que los estados de pozos son referidos al periodo de tiempo analizado y no necesariamente corresponden al estado actual. La figura 10.7 también contiene información de los eventos más relevantes acontecidos en cada pozo que fueron de ayuda en este análisis. El pozo productor EA9971 y los pozos abandonados EA912 y EA328 en la figura 10.7 no forman parte de este análisis.

El pozo EA915 se perforó en el año 1950 y se completó en ese mismo año con forros (*casing*) ranurados. Los intervalos completados o abiertos corresponden a la unidad Echinocyamus.

En la figura 10.8 se muestra el comportamiento productivo del pozo productor EA915. En (a) se muestra el inicio de la producción de petróleo y su declinación con el tiempo hasta su abandono en 1959. El corte de agua en (b) está relacionado a trabajos de fracturamiento hidráulico. A inicios de 1981, el pozo es nuevamente puesto en producción juntamente con los proyectos de inyección de agua, en un inicio el pozo produjo solo petróleo, sin embargo algunos meses después empezó con cortes de agua, que mediante pruebas de salinidad se logró determinar que el agua producida por el pozo pertenecía al agua de inyección. Los cortes de agua se presentaron algunos meses

después del inicio de la inyección en 1981 hasta la actualidad como se observa en (c), nótese también el descenso de la producción de petróleo con el tiempo a pesar de la inyección.

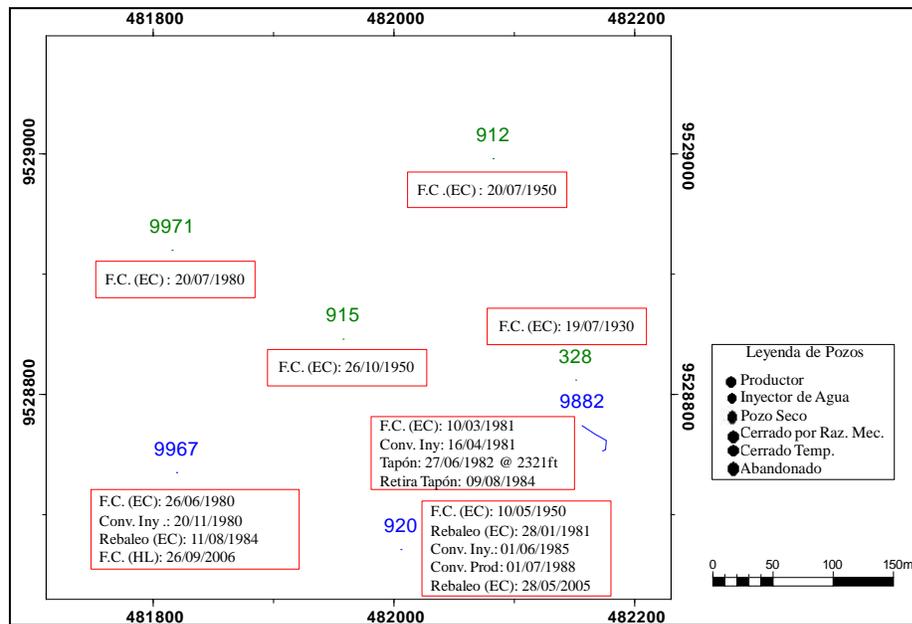


Figura 10.7. Configuración de los pozos durante Noviembre 1980-Diciembre 1996. Los cuadros de borde rojo contienen información de fecha de completación (F.C.), fecha de rebaleo en la unidad Echinocyamus (EC) ó Hélico (HL), profundidad de tapones, fecha de conversión a inyector (Conv. Iny.), y fecha de conversión a productor (Conv. Prod.).

Es preciso recordar que la producción del pozo EA915 es enteramente de la unidad Echinocyamus, así mismo la inyección solo afecta a esta unidad, pues la unidad Hélico no fue completada en ninguno de los pozos inyectores durante el periodo de tiempo que abarca este análisis (ver fechas de completación en la figura 10.7).

La figura 10.9 muestra las curvas de producción empleadas para este análisis. Las curvas de presión de inyección de agua, que no se muestran en esta figura, también fueron utilizadas para comprobar que los caudales de inyección no se encuentren afectados por fugas de agua debido a problemas mecánicos. En el caso del pozo EA915 se muestran

solamente las curvas de caudal de producción de petróleo y agua, en el caso de los pozos inyectoros solo se muestra el caudal de inyección de agua.

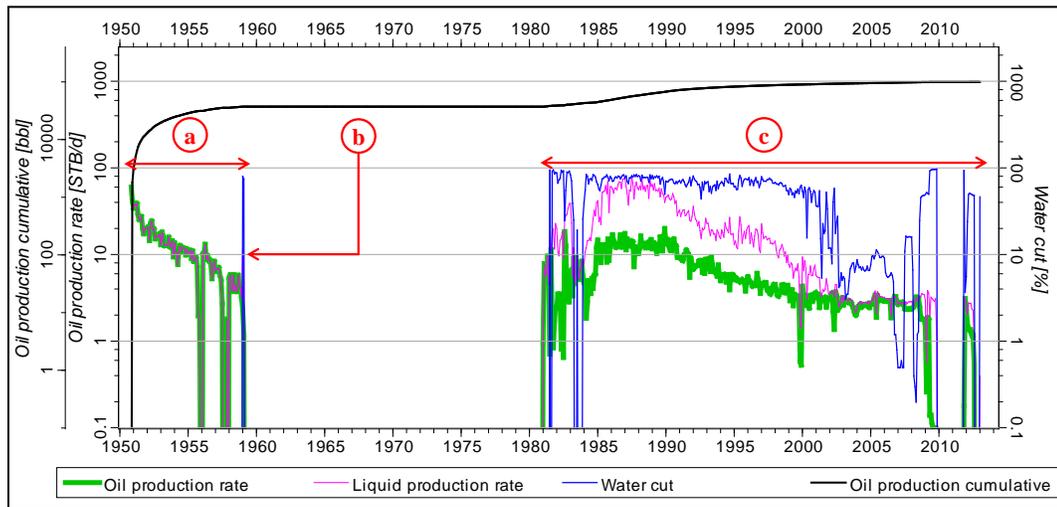


Figura 10.8. Comportamiento productivo del pozo EA915. (a) Declinación de la curva de producción. (b) Cortes de agua asociados a trabajos de fracturamiento hidráulico. (c) Producción de agua en el pozo asociada con agua de inyección.

Los eventos más importantes involucrados en el análisis inyector-productor se muestran en la figura 10.9 desde (a) hasta (j) y son descritos a continuación:

(a). Se inicia el llenado del agua de inyección en los espacios porales de las rocas, esto se ve reflejado en la producción del pozo EA915, lo que supone una cierta conectividad de las facies reservorios del pozo EA9967 con el pozo EA915 en los intervalos inyectados. De acuerdo con los perfiles de trazadores radioactivos (RTL) tomados en el año 1981 en el pozo EA9967 logramos identificar los intervalos que admiten el agua inyectada, así como también las electrofacies asociadas. En la figura 10.3 se muestran estos intervalos de admisión, puede observarse también que el intervalo superior de la zona EC3 representa el mejor intervalo de admisión con un 45% en promedio del total del caudal inyectado para el año 1981.

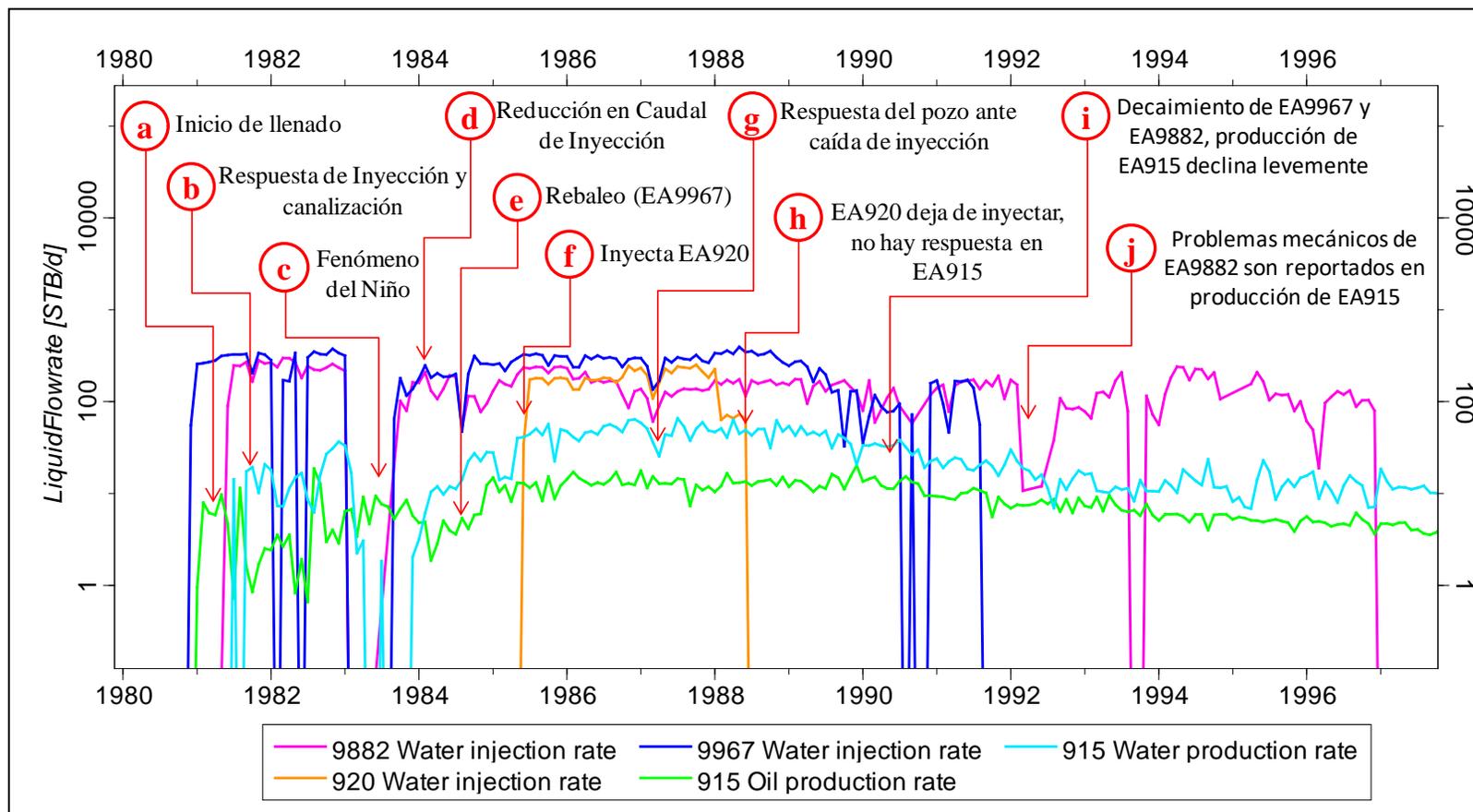


Figura 10.9. Curvas de producción de agua y petróleo del pozo EA915 con curvas de inyección de agua de mar en los pozos inyectores EA9967-EA9882-EA920. Desde (a) hasta (j) se describen los eventos más resaltantes en el comportamiento productivo de los pozos analizados.

(b). A mediados de 1981 podemos observar la irrupción de agua en el pozo EA915 y una canalización caracterizada por una alta producción de agua y un descenso en la producción de petróleo.

La canalización puede ser esquematizada por la figura 10.9, donde se puede apreciar que existe una heterogeneidad en la eficiencia de desplazamiento o barrido en ciertas zonas del reservorio. Las zonas de mayor eficiencia de barrido constituyen zonas donde el agua inyectada desplaza al hidrocarburo con gran facilidad (flechas rojas); este hecho podría ser la causa del incremento del corte de agua del pozo productor.

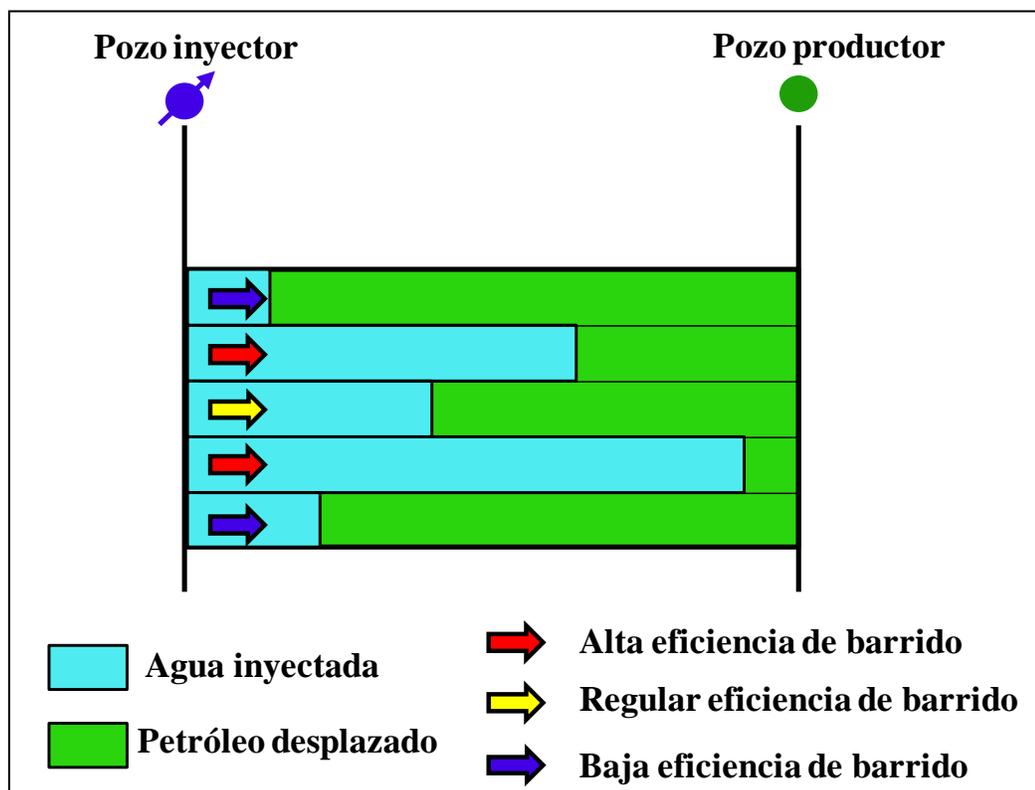


Figura 10.10. Esquema de canalización de un reservorio. Nótese la variación en la eficiencia de desplazamiento para cada zona presente en el reservorio.

La canalización expresada en la respuesta productiva del pozo EA915, puede asociarse principalmente a la inyección de agua del pozo EA9882, esto puede ser deducido a partir de los perfiles RTL tomados para este pozo en el año 1981, dichos perfiles muestran que la inyección esta canalizada principalmente en la zona EC2, la cual abarca un porcentaje mayor al 60% del total del caudal inyectado como se puede ver en la figura 10.4, en esta figura también se observa que las zonas superiores (EC3, EC4, y EC5) pertenecen a zonas de baja eficiencia de barrido lateral por la poca admisión de estas facies reservorio.

Adicionalmente la canalización podría también estar influenciada por los intervalos de mejor eficiencia de admisión que se muestran en los perfiles RTL del pozo EA9967 en la figura 10.3 para el mismo año.

La respuesta productiva del pozo EA915 ante la inyección nos indica la existencia de conectividad del reservorio asociada probablemente a la zona EC2 del pozo EA9882 y las zonas EC3 y EC4 del pozo EA9967.

(c). Se paraliza inyección de agua debido a efectos del fenómeno del niño que repercutió en las actividades operativas y productivas no solo en esta área de estudio, sino también en todo el Lote X.

(d). Cuando se restablece la inyección en los pozos EA9967 y EA9882, aunque con un caudal menor al anterior, el pozo EA915 siente la respuesta ante la inyección.

(e). En agosto de 1984 se rebaleó el pozo EA9967 en las zonas EC1 y EC2, lo que mejoró la invasión pasando de 180 bpd a 280 bpd, esto repercutió en la producción del pozo EA915 aumentando la producción de petróleo y agua de inyección.

(f) En junio de 1985 el pozo EA920 se convierte en inyector, sin embargo no causa una respuesta notable en la producción del pozo EA915.

(g) En abril de 1987 los pozos inyectores sufren una caída en la inyección de agua, lo que origina en una disminución del agua producida en el 915, lo que confirma una vez más la existencia de conectividad del reservorio con el pozo EA915 y los pozos inyectores.

(h). En julio de 1988 el pozo EA920 deja de inyectar y no se observa respuesta productiva en el pozo EA915. Es preciso remarcar que este hecho no implica la no existencia de conectividad.

(i) Se observa una declinación en la inyección de los pozos EA9882 y EA9967, lo cual se ve reflejado en la producción del pozo EA915.

(j) Problemas mecánicos en EA9982 son reportados en la producción del pozo EA915 confirmando conectividad entre estos pozos.

En enero de 1997 se suspende la inyección por problemas mecánicos en los pozos inyectores.

En las figuras 10.11a y 10.11b se muestran secciones estructurales elaboradas en el modelo de facies ajustado con el análisis pozo inyector-productor para el pozo EA915. En estas secciones también están ubicados los intervalos de admisión de los pozos inyectores de acuerdo con la información de los perfiles RTL, así como los intervalos abiertos para el pozo EA915.

Las secciones estructurales (figuras 10.11a y 10.11b) muestran que la zona EC2 presenta gran continuidad y conectividad lateral tal como es interpretado a partir del análisis lo que permitió obtener una alta eficiencia de barrido. En el caso de las zonas EC3 y EC4 la mejor eficiencia de barrido interpretada a partir del análisis estará marcada principalmente por el pozo EA9967, lo cual es bien expresado por la sección estructural de la figura 10.11a.

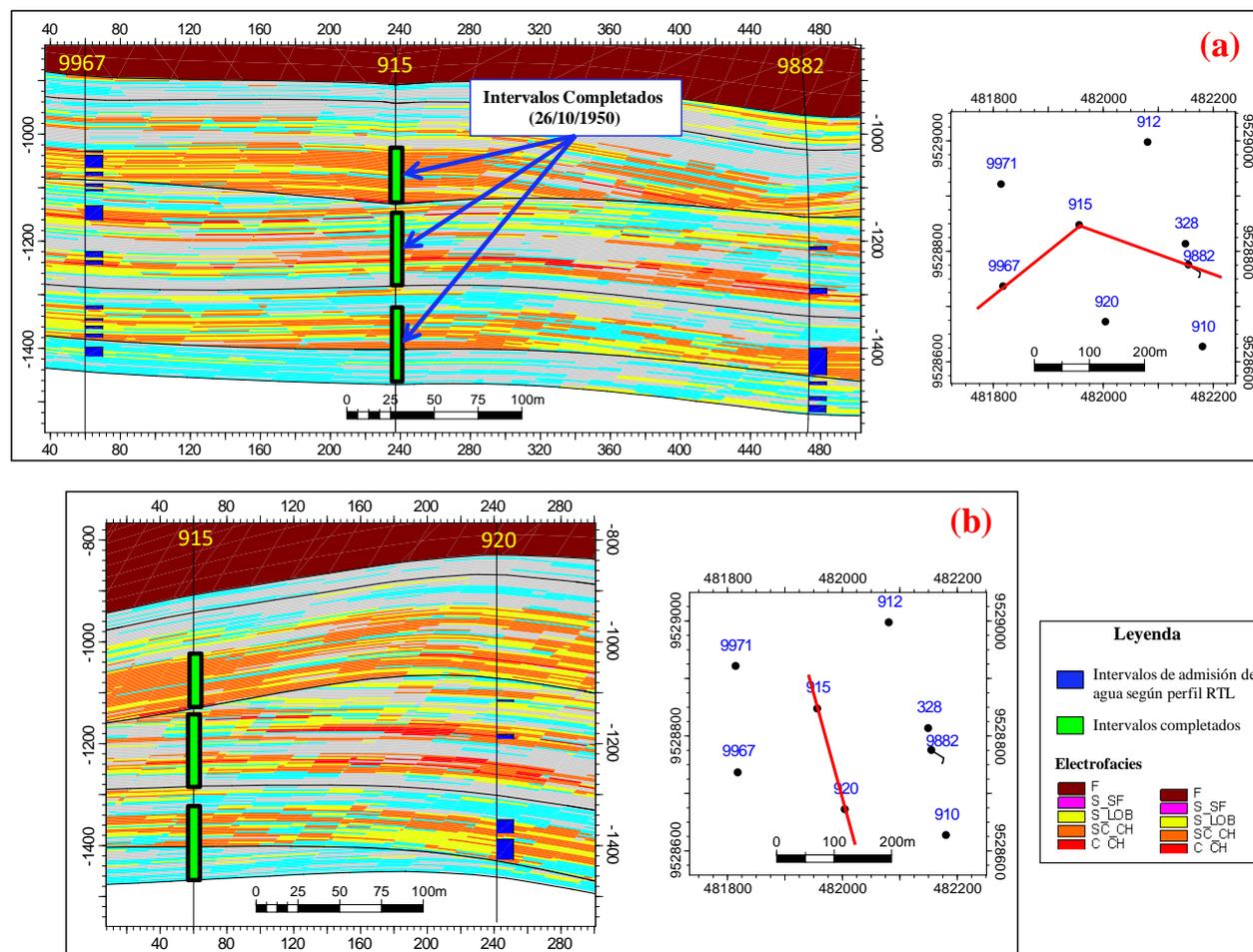


Figura 10.11 - (a) y (b) muestran secciones estructurales elaboradas en el modelo de facies con mapas de secciones donde se aprecia la continuidad y conectividad de las facies. Los intervalos de admisión de agua fueron generados en base a los perfiles RTL.

10.5.2. CASO POZO 1015

En este segundo caso analizaremos la respuesta productiva del pozo EA1015 debido a la inyección de agua por los pozos EA9967-EA920-EA9883-EA9968 durante el periodo de Noviembre de 1980 hasta Abril de 1992.

El mapa de la figura 10.12 muestra la ubicación del pozo EA1015 con respecto a los pozos inyectoros durante el periodo de análisis. Esta mapa también contiene información relacionada a los eventos más relevantes en este análisis ocurridos en los pozos. El pozo abandonado EA913 no será parte de este análisis.

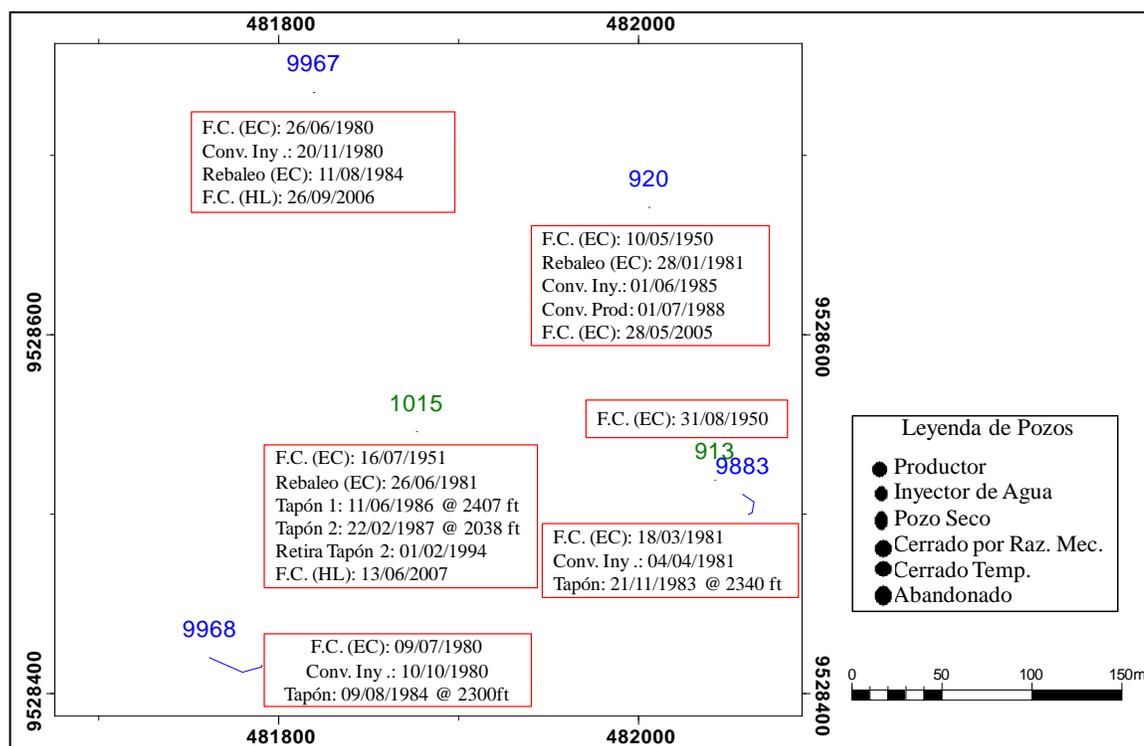


Figura 10.12. Configuración de pozos durante el periodo analizado. En los cuadros de borde rojo se muestra la fecha de completación (F.C.) y fecha de baleo o rebaleo en la unidad Echinocyamus (EC) ó Hélico (HL), fecha de conversión a inyector (Conv. Iny.), fecha de conversión a productor (Conv. Prod.), y profundidad de tapones en pozos.

El pozo EA1015 se perforó en el año 1951 y se completó con baleo en la unidad Echinocyamus. El comportamiento productivo de este pozo se muestra en la figura 10.13. En (a) se muestra el inicio de la producción de petróleo y su declinación con el tiempo, incrementándose bruscamente en 1955 producto del fracturamiento hidráulico. El corte de agua en (b) es producto del fracturamiento hidráulico. A finales de 1970 este pozo es abandonado. A comienzos de 1981, el pozo es rebaleado en la unidad Echinocyamus y puesto en producción junto con los proyectos de inyección de agua. En (c) se manifiesta la producción de agua desde inicios de la inyección en 1981 hasta la actualidad, nótese también la declinación de la curva de producción de petróleo con el tiempo.

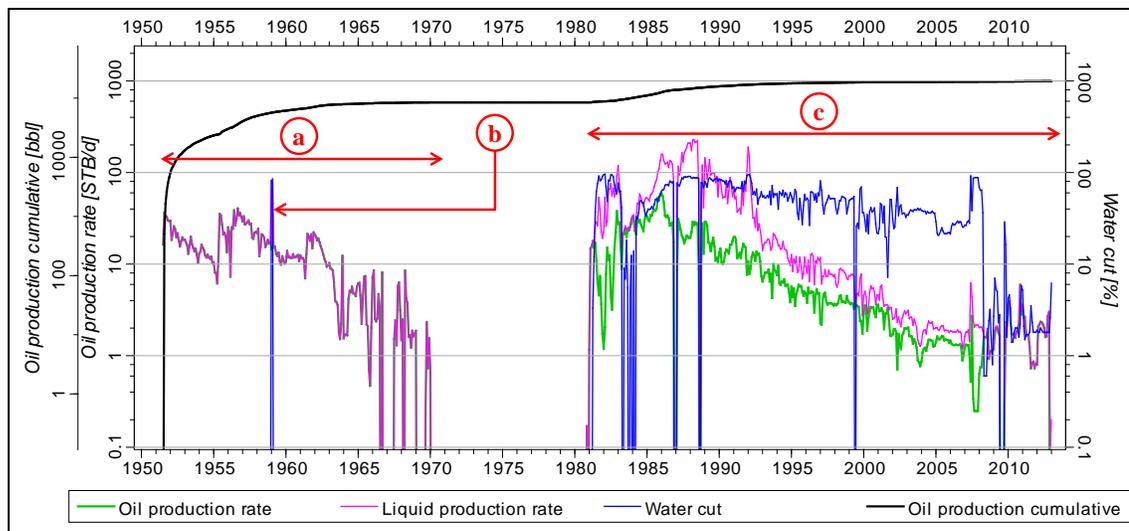


Figura 10.13. Comportamiento productivo del pozo EA1015. (a) Declinación de la curva de producción. (b) Cortes de agua por fracturamiento hidráulico. (c) Producción de agua en el pozo asociada con agua de inyección.

La producción del pozo EA1015 durante el periodo de tiempo analizado (Noviembre 1980 - Abril 1992) corresponde solamente a la unidad Echinocyamus pues la unidad

Hélico se completó en este pozo en el año 2007 (ver datos de completación en figura 10.12). La inyección también afectó solo a la unidad Echinocyamus, pues no se reporta completación de la unidad Hélico durante este periodo de análisis en ningún pozo inyector.

La figura 10.14 muestra las curvas de producción asociadas a los pozos en el análisis. Al igual que en el caso anterior, el pozo EA1015 muestra las curvas de producción de agua y petróleo; mientras que, los pozos inyectores muestran solo la curva de inyección de agua.

Los eventos más importantes involucrados en el análisis inyector-productor se muestran en la figura 10.14 desde (a) hasta (m) y son descritos a continuación:

(a). El inicio de la inyección a finales del año 1980 se ve reflejado con el incremento de producción de petróleo en el pozo EA1015, lo que implica una conectividad de reservorio con los pozos EA9968 y EA9967.

(b). En junio de 1981 se efectúa un baleo en el pozo EA1015 correspondiente a un intervalo no abierto en la zona EC4 (Figura 10.15a), lo que supone una mejora en la eficiencia de barrido en esta zona, sin embargo no se aprecia un aumento apreciable en la producción de este pozo.

(c). Se muestra la respuesta de inyección de agua en el pozo EA1015 y canalización del reservorio, donde la producción de agua es mayor que la de petróleo, debido probablemente al pozo EA9883, pues según el perfil RTL tomado en setiembre de 1981

presenta un alto porcentaje de admisión de agua en la zona EC2 (figura 10.6). Cabe mencionar que la correlación lateral de cuerpos entre el pozo EA1015 y el pozo inyector EA9968 es muy buena (figura 10.15b), adicionalmente éste pozo presentan altos caudales de admisión (600 bpd en promedio) antes y durante la canalización, de modo que este pozo inyector también pudo haber influido en la canalización, sin embargo no contamos con un perfil RTL para identificar que intervalo es el más eficiente. Esta irrupción de agua durante este intervalo de tiempo nos indica la existencia de conectividad del reservorio entre estos tres pozos.

(d). Se suspende la inyección de agua por efecto del fenómeno del niño. Seguidamente se reinicia la inyección en setiembre de 1983 con los pozos EA9967 y Ea9968.

(e). En Noviembre de 1983 se coloca un tapón al pozo EA9883 aislando la zona EC2 y EC1, y se reinicia la inyección en este pozo. Unos meses después se puede ver la respuesta de inyección en el pozo EA1015.

(f). y (g). En agosto de 1984 se coloca también un tapón en el pozo inyector EA9968 aislando las zonas EC1 y EC2 (figura 10.8b). Ese mismo mes se rebalea el pozo EA9967 en la unidad Echinocyamus. Seguidamente se registra un descenso en la producción de agua del pozo EA1015, que aumentó ligeramente cuando se incrementaron los caudales de inyección desde marzo de 1985 llegando hasta 400 bpd.

(h). Se inicia la inyección del pozo EA920.

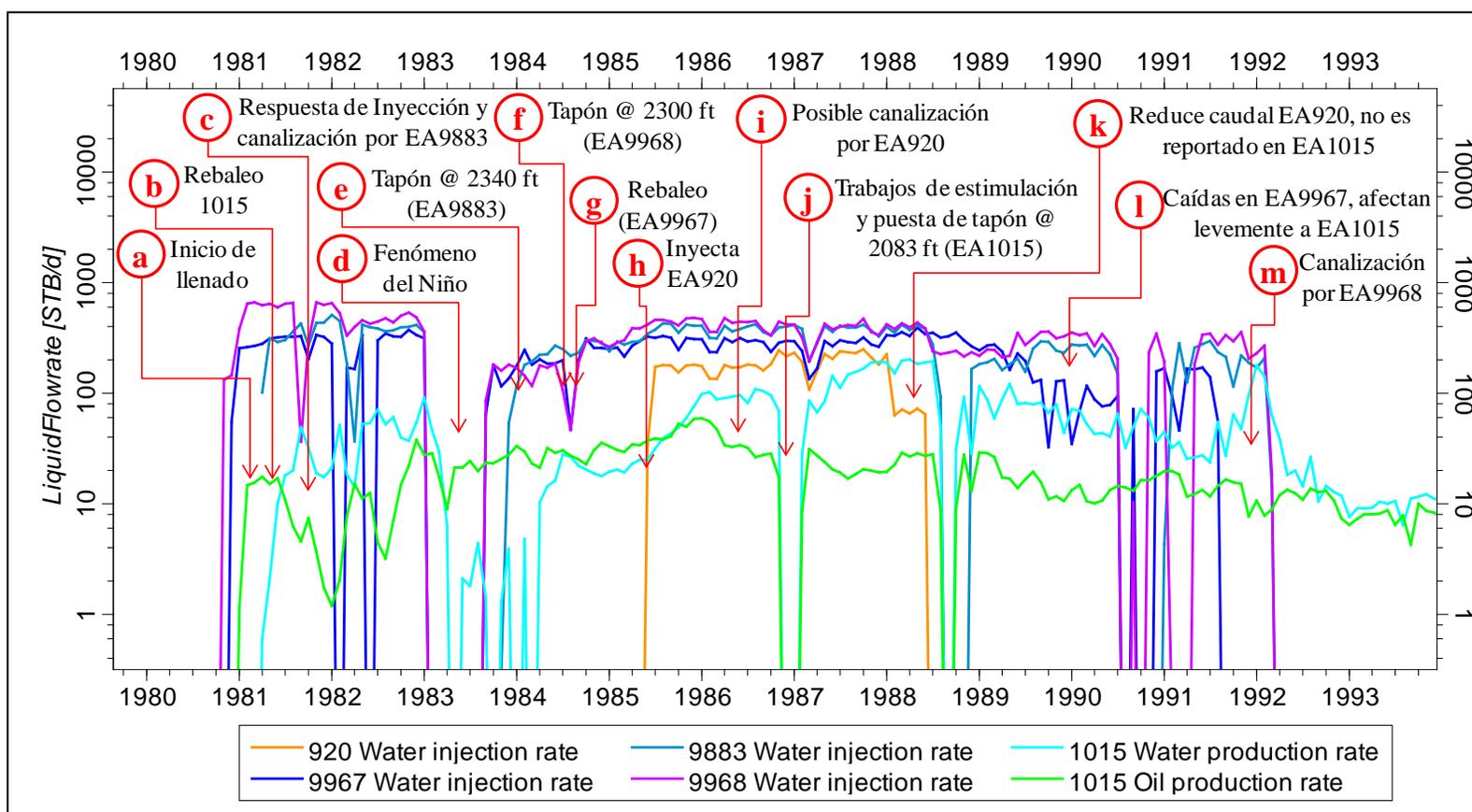


Figura 10.14 - Curvas de producción de agua y petróleo del pozo EA1015 asociadas a la inyección de agua de mar de los pozos inyectoras EA9967-EA9883-EA920-EA9968, durante el periodo Noviembre de 1980 hasta Abril 1992.

(i) Posible canalización en el reservorio por el pozo EA920, este efecto podría estar asociada a la zona EC2, pues los intervalos abiertos de esta zona presentan más del 80% de admisión (figura 10.5), a diferencia del pozo EA9967 donde los perfiles RTL tomados en 1981 y 1982 demuestran la baja eficiencia de admisión (figura 10.3) para la misma zona. Podemos descartar la influencia de inyección en la zona EC1 y EC2 de los pozos EA9883 y EA9968, ya que estos se encuentran aislados por tapones como mencionamos anteriormente. Según lo antes mencionado, podemos asociar esta respuesta en la producción con una conectividad del reservorio con los pozos EA1015 y EA920 en la zona EC2, sin embargo no debemos descartar la irrupción de agua debido a los demás pozos pues presentan altos caudales de inyección.

(j). Durante fines de 1986 e inicios de 1987 se realizan algunos trabajos de estimulación en el pozo EA1015 con lo que se paraliza la producción, posteriormente en febrero de 1987 se coloca un tapón aislando las zonas EC1, EC2, y EC3 como se muestra en la figura 10.8a, para ser retirado en febrero de 1994, fecha posterior al periodo de análisis en este caso, con lo cual toda la producción de fluidos registrada en el pozo EA1015 provendrá de los intervalos abiertos de la zona EC4.

(k). Se aprecia una reducción del caudal de inyección en el pozo EA920, sin embargo no es reportado en el pozo EA1015. Esto era de esperarse pues el intervalo de inyección de más eficiencia (EC2) se encuentra aislado en el pozo EA1015, y las otras zonas del pozo inyector EA920 no presentan una alta eficiencia de admisión (figura 10.5) como para

que afecte la producción del pozo EA1015, que no implica necesariamente una ausencia de conectividad de reservorio.

(l). A fines de los 90's se aprecia una reducción del caudal de inyección en el pozo EA9967, lo que probablemente origina el descenso de producción en el pozo EA1015, esto sugiere una conectividad de las facies reservorio de la zona EC4 con estos pozos. Cabe recordar que esta zona es la única que produce en el pozo EA1015 luego de colocar el tapón en el 1987.

(m). En setiembre de 1991 el pozo EA9967 deja de inyectar, y solo quedan como pozos inyectores el EA9968 y EA9883, durante esta fecha y a comienzos de 1992 se presenta una alta producción de agua en el pozo EA1015, probablemente se deba al pozo EA9968 pues como mencionamos antes este pozo presenta una buena correlación con el pozo EA1015. Podemos descartar la influencia del pozo EA9883 pues según el perfil RTL tomado en 1990 muestra una pérdida de eficiencia de admisión en la zona EC4 (figura 10.6), aunque no se debe descartar la existencia de conectividad de las facies reservorio de esta zona con las del pozo EA1015.

Del análisis efectuado podemos afirmar que las facies reservorios de los pozos que inyectan en la zona EC2 presenta una buena continuidad y conectividad lateral con respecto al pozo productor EA1015 creando zonas de barrido eficientes, esto está muy bien representado por las secciones estructurales que se muestran en las figuras 10.15a y 10.15b construidas a partir del modelo de facies.

Las facies reservorio de la zona EC3 en las secciones estructurales construidas se presentan continuas y conectadas, y presentan buena correlación estratigráfica en los perfiles eléctricos, sin embargo son los cuerpos superiores principalmente los que presentan eficiencia de admisión, aunque en menor porcentaje comparado con las facies de la zona EC2 y EC4, según lo demuestran los perfiles RTL de estos pozos inyectoros.

Adicionalmente, podemos afirmar que a partir de la respuesta del pozo productor EA1015, las facies reservorio de la zona EC4 están conectadas a los pozos inyectoros y principalmente al pozo EA9968, esto también está representado por la secciones estructurales de las figuras 10.15y 10.15b.

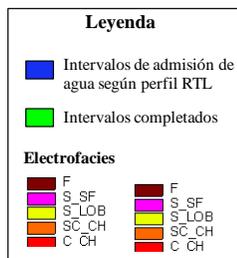
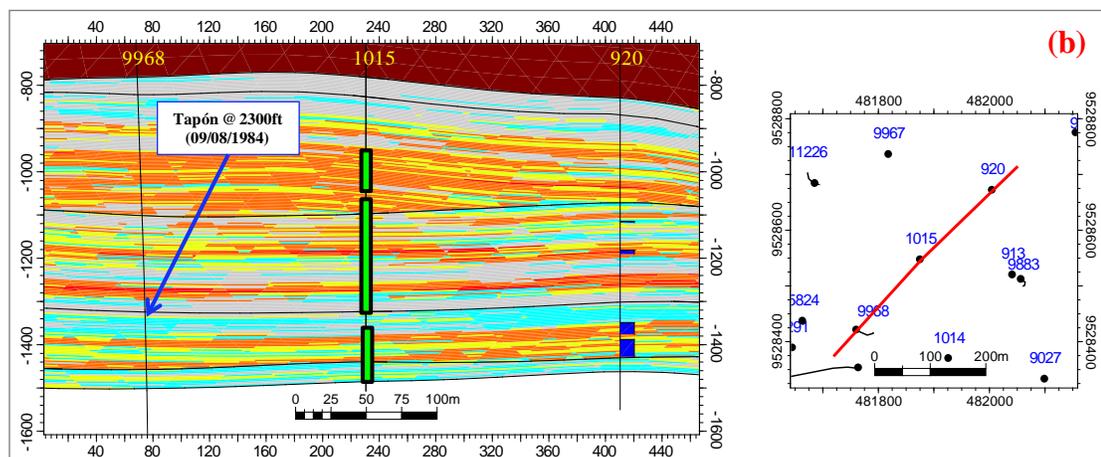
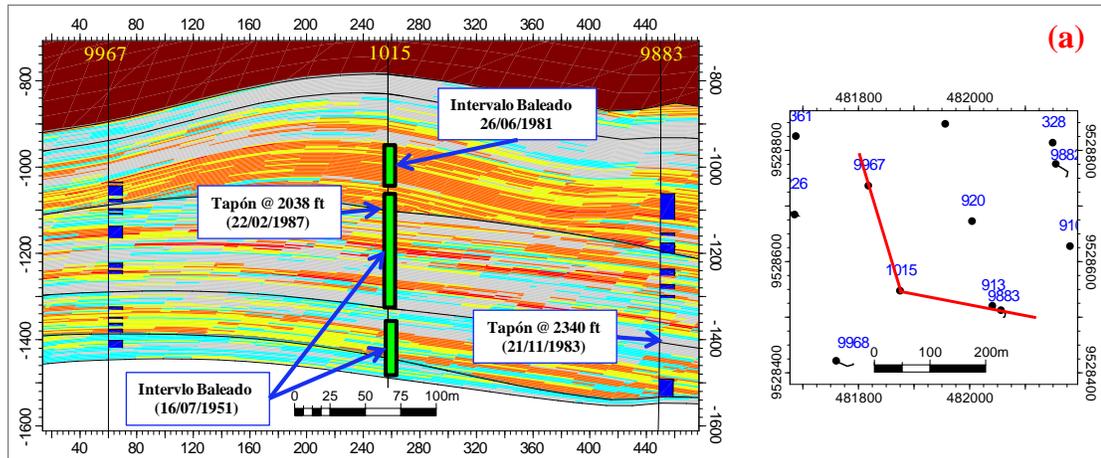


Figura 10.15. (a) y (b) muestran secciones estructurales elaboradas en el modelo de facies con mapas de secciones donde se aprecia la continuidad y conectividad de las facies. Los intervalos de admisión de agua fueron generados en base a los perfiles RTL.

10.5.3. CASO POZO 910

Este tercer caso comprende el análisis productivo del pozo productor EA910 ante la inyección de agua por medio de los pozos inyectoras EA9881, EA9882, EA9883, y EA920 durante los periodos de abril de 1981 hasta diciembre de 1997.

El mapa de la figura 10.16 muestra la configuración de los pozos inyectoras con respecto al pozo EA910 durante el periodo de tiempo analizado, así como los eventos más resaltantes ocurridos en los pozos. Los pozos EA908, EA909, EA913, y EA918 no forman parte de este análisis.

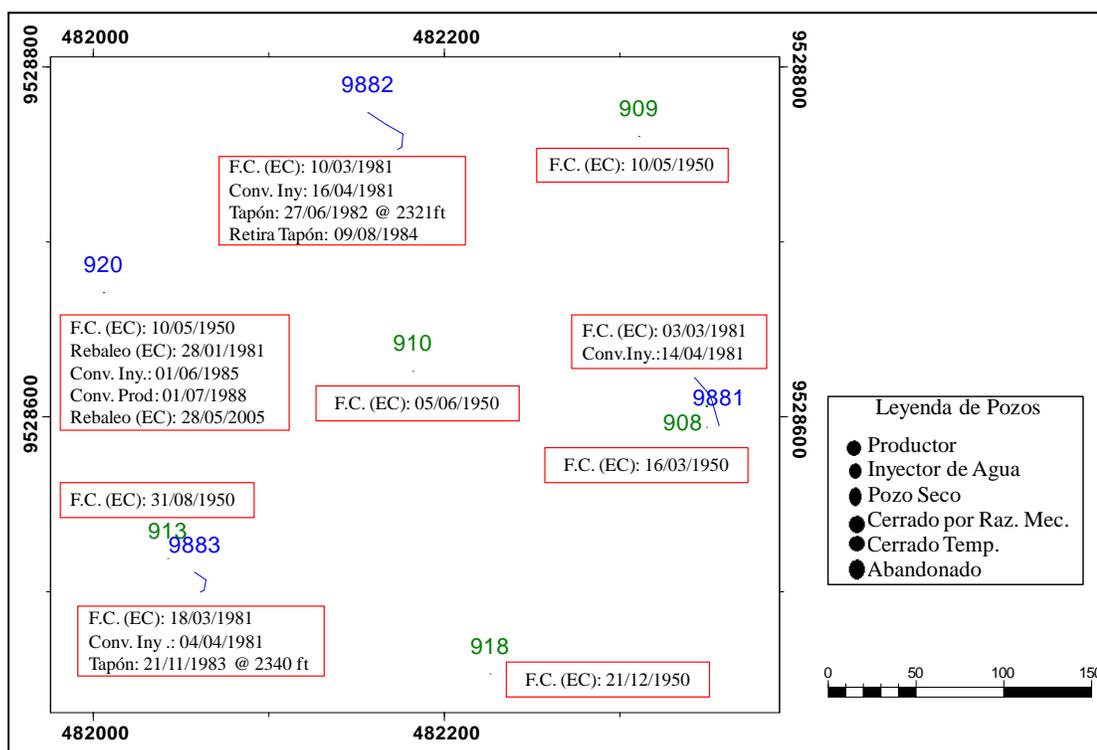


Figura 10.16. Configuración de los pozos durante el periodo Abril 1981-Diciembre 1997. En los cuadros de borde rojo se muestra la fecha de completación (F.C.) y fecha de baleo o rebaleo en la unidad Echinocyamus (EC) ó Hélico (HL), fecha de conversión a inyector (Conv. Iny.), fecha de conversión a productor (Conv. Prod.), y profundidad de tapones.

El pozo EA910 se perforó en el año 1950, completándose con forros (*casing*) ranurados. Los intervalos completados en el pozo corresponden a la unidad Echinocyamus. En la figura 10.15 se muestra el comportamiento productivo del pozo productor EA910. Es claro notar en (a) que el pozo produjo solamente petróleo con excepción de (b) donde el corte agua registrado está relacionado con el fracturamiento hidráulico de la unidad Echinocyamus. Con el inicio de los proyectos de inyección, el pozo EA910 empieza a aumentar su producción y luego de unos meses empieza a tener cortes de agua hasta la actualidad como se muestra en (c).

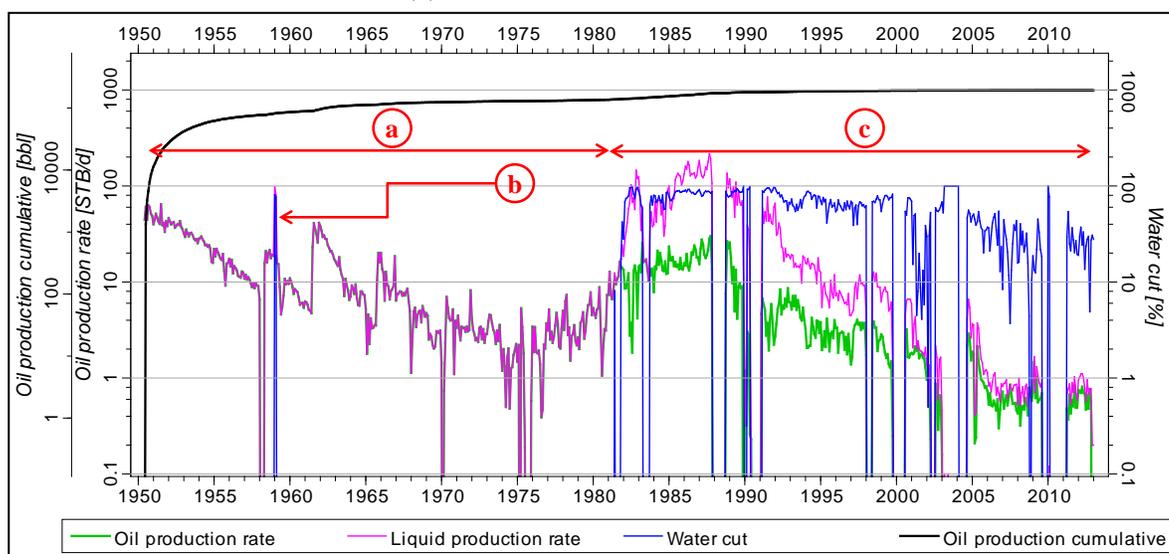


Figura 10.17. Comportamiento productivo del pozo EA910. (a) Declinación de la curva de producción. (b) Cortes de agua asociados a trabajos de fracturamiento hidráulico. (c) Producción de agua en el pozo asociada con agua de inyección

Al igual que los dos casos anteriores, el pozo EA910 solo produce de la unidad Echinocyamus durante este periodo de análisis, de la misma manera la inyección de agua por medio de los pozos inyectora afecta solo a esta unidad como se puede apreciar en los datos de completación de los pozos en el mapa de la figura 10.18.

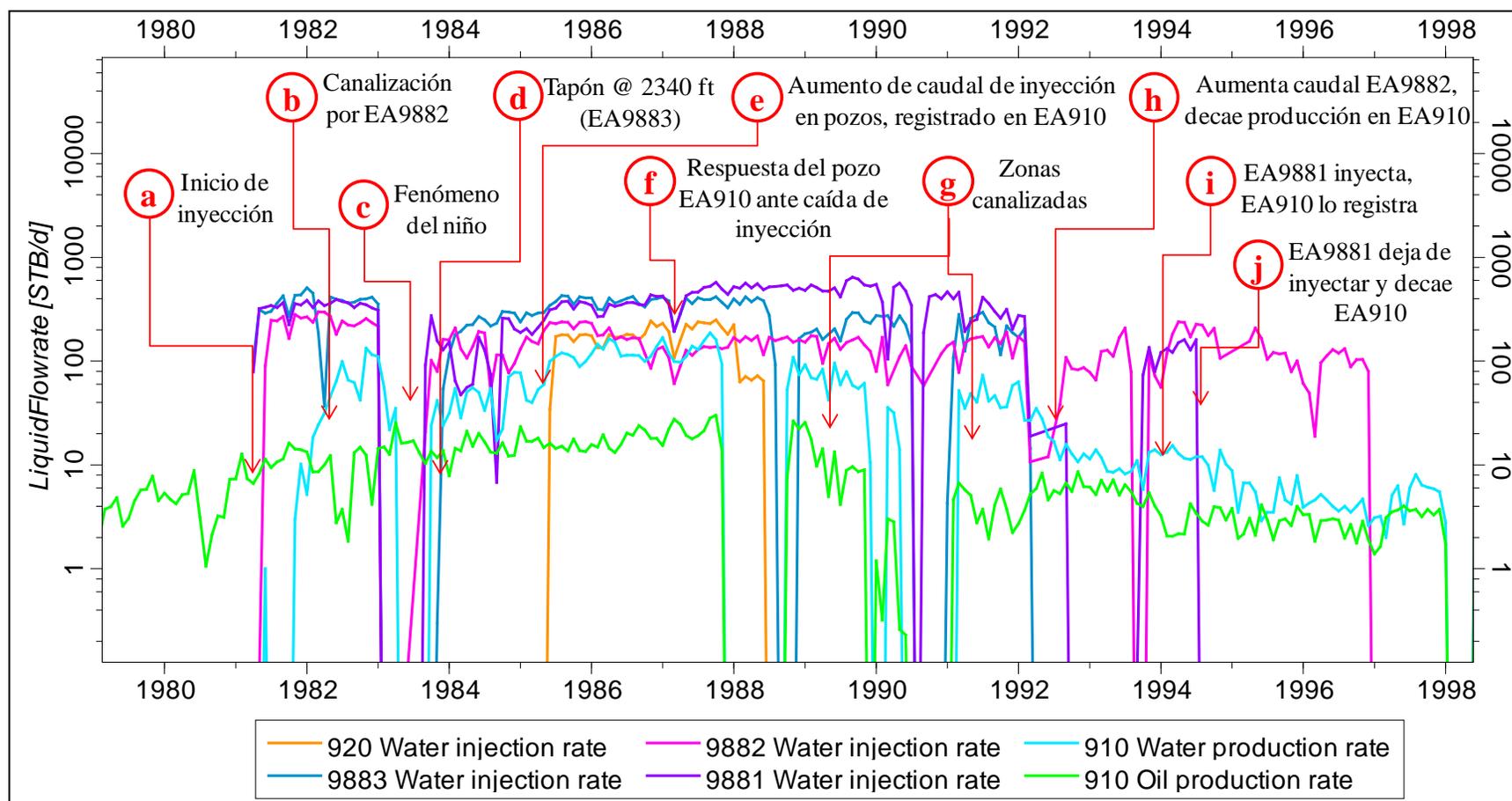


Figura 10.18. Curvas de producción de agua y petróleo del pozo EA910 asociadas a la inyección de agua de mar de los pozos inyectores EA9881-EA9882-EA9883-EA920, durante el periodo Abril de 1981 hasta Noviembre de 1997.

Los eventos más importantes involucrados en el análisis inyector-productor se muestran en la figura 10.18 desde (a) hasta (j) y son descritos a continuación:

(a). La inyección de agua por los pozos inyectores inicia en abril de 1981 donde se puede apreciar un incremento en la producción del pozo EA910.

(b). A finales de 1981 y durante todo 1982 se observa una canalización del reservorio, esto sigue conectividad entre los pozos inyectores EA9881, EA9882 y EA9883, así mismo podemos afirmar que los dos últimos inundan el reservorio por medio de las facies reservorio de la zona EC2, pues estos pozos presentan altos porcentajes de admisión en esta zona como se puede ver en las figuras 10.4 y 10.6, por el contrario no podemos afirmar nada con respecto al pozo EA9881 pues no se dispone de perfiles RTL que nos definan los intervalos de admisión, sin embargo no se descarta la conectividad de las facies reservorio por la buena correlación estratigráfica existente entre estos pozos.

(c). A comienzos del año 1983 se paraliza la inyección por efectos del fenómeno del niño.

(d) En agosto de 1983 se reactiva la inyección, y a finales de ese año se coloca un tapón en el pozo inyector EA9883 aislando la zona EC1 y EC2 de manera permanente para este periodo de análisis.

(e). Desde mayo de 1985 el caudal de inyección empieza a aumentar, lo que también genera un aumento en la producción de agua en el pozo EA910, sin embargo la curva de

producción de petróleo se mantiene constante y decrece levemente en este Pozo. Esto podría indicar una eficiencia de barrido deficiente en ciertas zonas, lo que se comprueba con los perfiles RTL de los pozos EA920, EA9882, y EA9883, que muestran la baja eficiencia de admisión en las unidades EC3 y EC4. Por otra parte, podemos decir que este efecto podría estar asociado con la temprana irrupción de agua en el pozo EA910 mediante las facies reservorio de la zona EC2, que no permite generar un barrido eficiente en las otras zonas.

(f). Se registra una caída de inyección la cual es registrada en el pozo EA910, lo que comprueba una vez más la conectividad entre las facies reservorio existentes entre estos pozos.

(g). En estos dos intervalos de tiempo se puede apreciar una vez más la canalización de los reservorios asociada como ya mencionamos a la alta eficiencia de admisión de la zona EC2.

(h)- (i)-(j). Se puede apreciar que el caudal de inyección aumenta en el pozo EA9882, sin embargo la producción de agua y petróleo decrece levemente en el pozo productor EA910, luego el pozo EA9881 empieza a inyectar y el pozo EA910 obtiene respuesta, más adelante el pozo EA9881 deja de aportar agua al reservorio y ocurre un descenso en la producción del pozo EA910. Esto podría indicarnos que existe una mejor conectividad del reservorio entre el pozo EA9882 que el pozo EA9881.

A partir del modelo de facies generamos dos secciones estructurales (figuras 10.19a y 10.19b) que involucran al pozo EA910 y a los pozos inyector donde se representa de una manera confiable la conectividad y continuidad de las facies reservorio de la unidad Echinocyamus pues fue ajustado con el análisis de pozo inyector-productor de este caso.

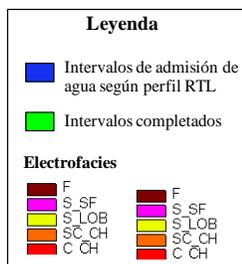
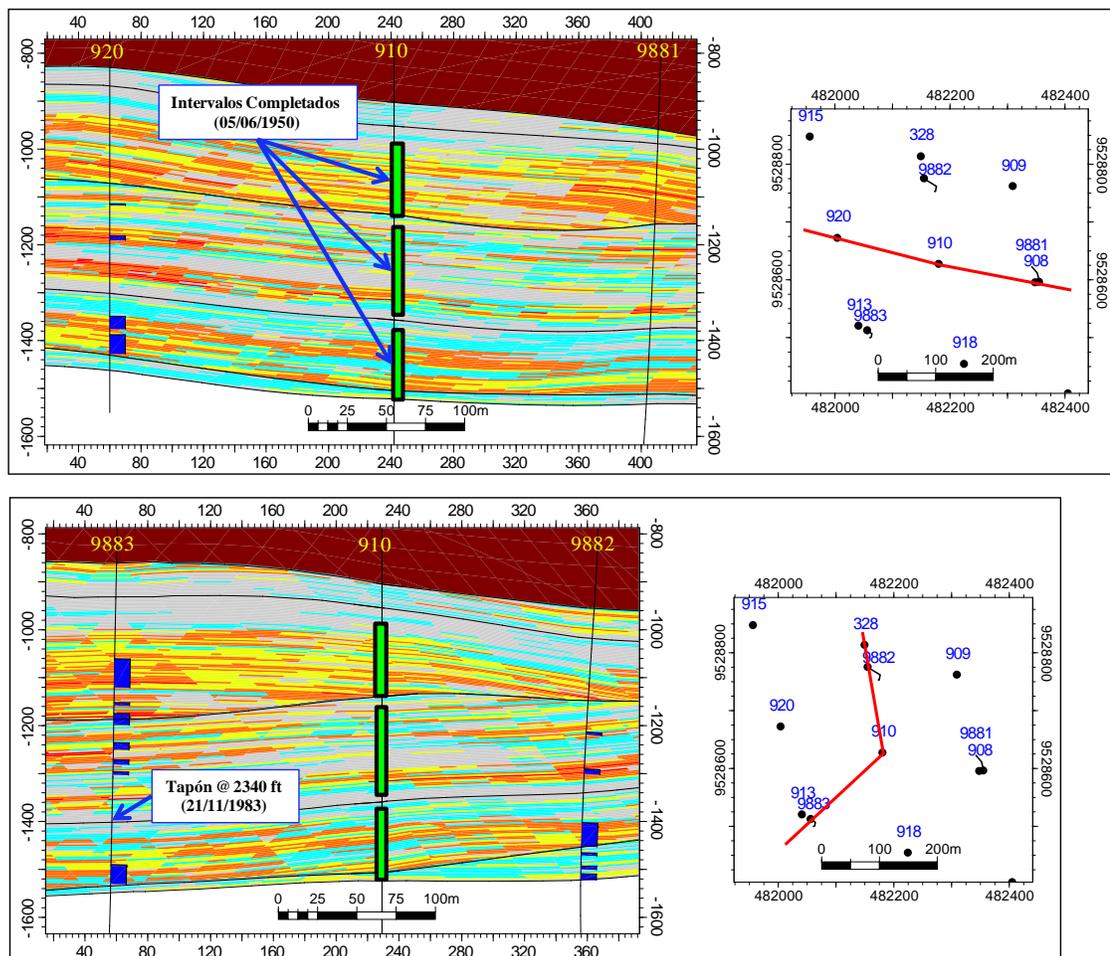


Figura 10.19. (a) y (b) muestran secciones estructurales elaboradas en el modelo de facies con mapas de secciones donde se aprecia la continuidad y conectividad de las facies. Los intervalos de admisión de agua fueron generados en base a los perfiles RTL.

10.6. MAPAS DE CONECTIVIDAD

El análisis pozo inyector-productor realizado para cada caso fue de gran utilidad para la validación y/o ajuste del modelo geológico construido para el bloque A, lo que permitió la generación de mapas de conectividad de facies reservorios con un menor grado de incertidumbre para las principales zonas modeladas.

Los mapas de conectividad son una representación 2D de la conectividad, donde cada posición en el mapa corresponde a un valor de conectividad para una columna vertical en la grilla.

En las figuras 10.20 y 10.21 se muestran los mapas de conectividad para las zonas EC2 y EC4 respectivamente. Estos mapas muestran que la mejor conectividad tiene una dirección principal de suroeste a noreste, la cual es transversal al eje de depositación o progradación del sistema deltaico.

Adicionalmente se generó un mapa de conectividad para la zona de interés HL2 de la unidad Hélico (figura 10.22) construido a partir del modelo de facies, que muestra que la mayor conectividad de las facies reservorio de esta zona se encuentra principalmente en la parte suroeste del bloque. Esta tendencia de conectividad está en relación con el sistema canalizado interpretado a partir de los mapas de facies.

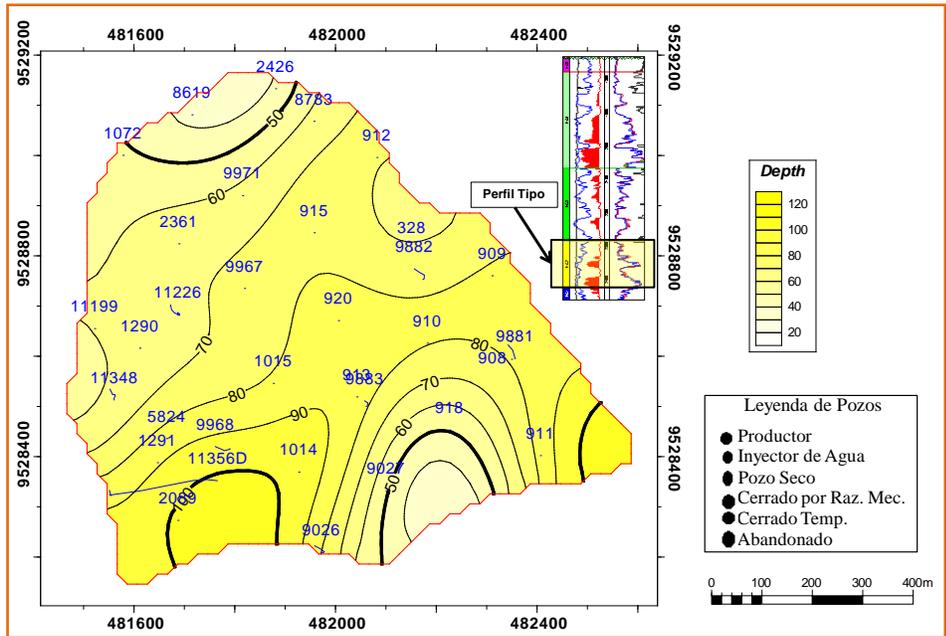


Figura 10.20. Mapa de conectividad de facies reservorios en la zona EC2. La dirección de conectividad es SW-NE y es transversal al eje de depositación. En la esquina superior derecha del mapa se muestra un perfil tipo de la unidad Echinocyamus que señala la zona EC2.

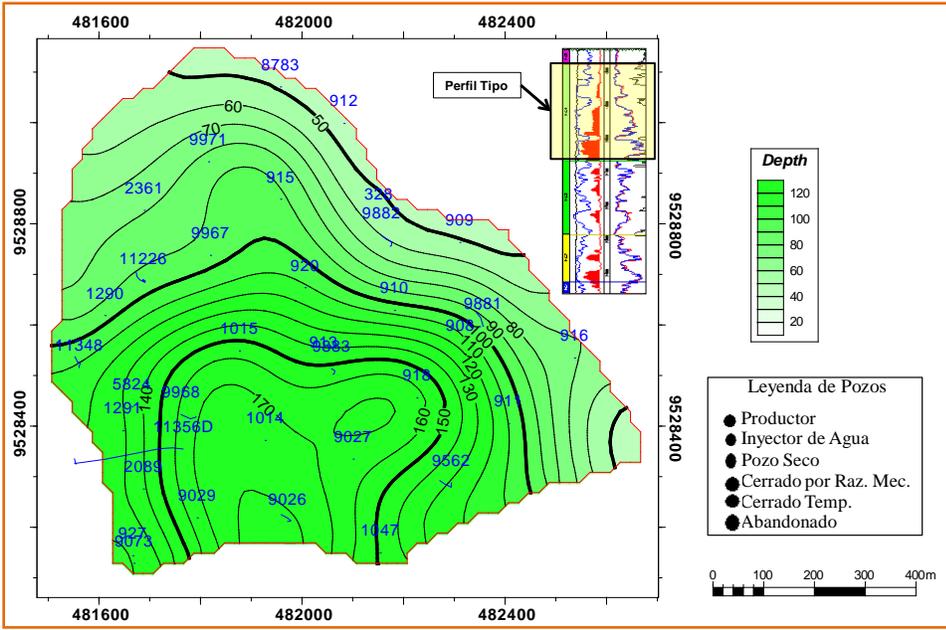


Figura 10.21. Mapa de conectividad de facies reservorios en la zona EC4. La dirección de conectividad es aproximadamente SW-NE y es transversal al eje de depositación. En la esquina superior derecha del mapa se muestra un perfil tipo de la unidad Echinocyamus que señala la zona EC4.

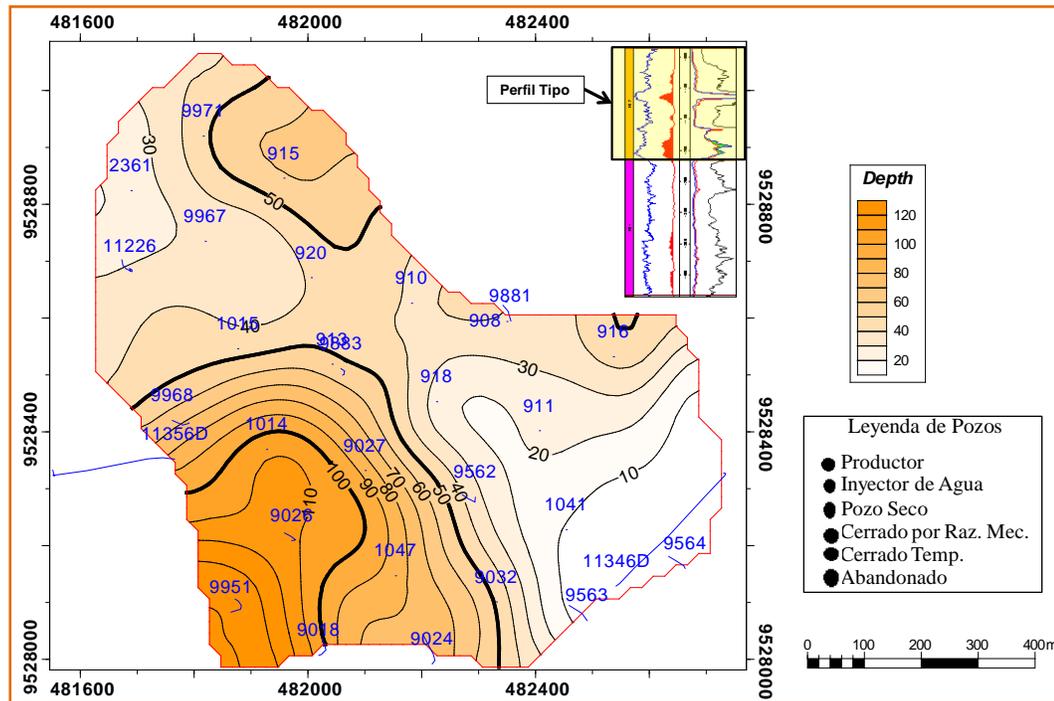


Figura 10.22. Mapa de conectividad de facies reservorios en la zona HL2. La tendencia de conectividad coincide con el eje del sistema canalizado. En la esquina superior derecha del mapa se muestra un perfil tipo de la unidad Hélico que señala la zona HL2.

Finalmente, podemos decir que la generación de los mapas de conectividad constituyen el resultado final de este trabajo y conforman herramientas de gran importancia en la redefinición del proyecto de recuperación secundaria en el Bloque A, pues son componente principal en la interpretación y predicción del flujo de fluidos dentro el reservorio

CONCLUSIONES

1. Las rocas más antiguas de la Cuenca Talara están representadas por un basamento metamórfico complejo, rocas pre-cambrianas y por rocas paleozoicas del grupo Amotape.
2. Las unidades sedimentarias que rellenan la Cuenca Talara van desde depósitos de fines del Cretáceo hasta el Paleógeno, donde las principales formaciones productoras de petróleo son de edades Eocénicas (Ypresiano – Lutetiano).
3. La Cuenca Talara pertenece a un modelo de cuenca de Antearco. Su posición coincide con la deflexión de Huancabamba, el cual se encuentra asociado a la mega estructura transcurrente de movimiento dextral conocida como Falla Dolores-Guayaquil.
4. El fallamiento en el área del Lote X es principalmente del tipo normal - lístrico, intenso a moderado, desplazamientos hasta de 8000 pies y con ángulos que varían de 30 a 60° generando numerosos bloques estructurales. Los sistemas de fallas más importantes presentan una dirección de SO-NE.
5. La unidad Echinocyamus está caracterizada por depósitos deltaicos organizados en tres secuencias de carácter progradante formados en un periodo de sistema de nivel alto, mientras que la unidad Hélico corresponde a depósitos turbidíticos formados en un periodo de sistema de nivel bajo a transgresivo.

6. La integración de la información sedimentológica y estratigráfica junto con la información de perfiles eléctricos de pozos permiten identificar las principales unidades genéticas y superficies estratigráficas en los pozos, para luego extrapolarlas a otros pozos mediante correlación eléctrica.
7. Para lograr representar la información sedimentológica en un modelo de facies es necesario agrupar las litofacies en electrofacies, lo cual involucra un análisis discriminante mediante el uso de variables cuantitativas como son los perfiles eléctricos.
8. Representar tridimensionalmente la distribución, extensión y continuidad de las heterogeneidades del reservorio involucra el uso de herramientas como la geoestadística, esto puede ser complementado con el uso de mapas de espesor de facies reservorio.
9. Las rocas reservorio de las unidades Hélico y Echinocyamus en el área de estudio presentan características petrofísicas muy favorables con valores de porosidad promedio de 11% y 9% respectivamente.
10. Es complejo definir la geometría y distribución precisa de los cuerpos reservorios en el bloque, pues el modelo de facies está basado en datos de perfiles de pozo y técnicas geoestadísticas que presentan un rango de incertidumbre.
11. La escala de heterogeneidad usada simplifica en gran medida la complejidad geológica existente en el bloque; sin embargo, se conservan las heterogeneidades que más impactan en el flujo de fluidos.

- 12.** La compartimentalización vertical en los reservorios estudiados viene dada principalmente por un intervalo arcilloso de gran continuidad en el área. Estos intervalos están asociados con superficies de máxima inundación.
- 13.** La integración de información de perfiles de pozos, perfiles de productividad, intervalos estimulados, intervenciones mecánicas, datos históricos de producción y presiones de inyección, permiten interpretar relaciones de conectividad de los cuerpos reservorios y confirmar la dirección del flujo de fluidos, lo que a su vez permite ajustar los modelos geológicos integrados.
- 14.** La identificación de canalizaciones dentro del reservorio junto con perfiles de trazadores radiactivos permiten establecer indirectamente continuidad y conectividad de las facies reservorio de un intervalo en particular.
- 15.** A partir del análisis pozo inyector-productor podemos concluir que la unidad Echinocyamus presenta mejor conectividad en una dirección transversal al eje depositacional, mientras que para la unidad Hélico coincide aparentemente con el eje del canal principal.

RECOMENDACIONES

1. Generar modelos geológicos integrados ajustados con el análisis pozo inyector-productor en otros bloques sometidos a inyección con la finalidad de optimizar los diseños de inyección, facilitar el manejo de los proyectos y obtener un mayor factor de recobro.
2. Utilizar la metodología usada en este trabajo para inferir conectividad de facies reservorios y poder predecir direcciones preferenciales asociadas con el flujo de fluidos.
3. Usar la escala de heterogeneidad depositacional usada en este trabajo para los modelos de simulación, pues permite conservar aún las heterogeneidades que más impactan en el flujo de fluidos.
4. Establecer una metodología de integración de modelos geológicos integrados y modelos dinámicos para plantear mejoras en los proyectos de inyección de agua mediante el reordenamiento de los arreglos de inyección o la disminución del espaciamiento mediante perforación o conversión de nuevos pozos inyectores.
5. Adicionalmente a los perfiles de trazadores radioactivos se recomienda adicionar información de inyección de trazadores químicos para definir o comprobar la dirección preferencial del flujo de fluidos en el reservorio.

BIBLIOGRAFÍA

Ainsworth, R. B., 2006. Sequence stratigraphic-based analysis of reservoir connectivity: influence of sealing faults – a case study from a marginal marine depositional setting. *Petroleum Geoscience*, p. 12, v. 127–141.

Allen, J.R.L., 1978. Studies in fluvial sedimentation: an exploratory quantitative model for the architecture of avulsion-controlled alluvial suites. *Sedimentary Geology*, v. 21, p. 129–147.

Allen, J. R. L., 1983. Studies in fluvial sedimentation: bars, bar-complexes, and sandstone sheets (low sinuosity braided streams) in the brownstones (L. devonian), welsh borders. *Sedimentary Geology*, Amsterdam, v. 33, p. 237-293.

Archer, J. S., and C. G. Wall., 1986. *Petroleum engineering principles and practice*: London, Graham & Trotman, 350 p.

Bhattacharya, J.P., 2010, Deltas, In: James, N.P., Dalrymple, R. W., (eds.) *Facies Model 4*, Canadian Society of Petroleum Geologists, Canadian Sedimentology research group, *Geotext 6*, p.233.

Brown, L. F. Jr., and Fisher, W. L., 1977. Seismic stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull apart basins. In *Seismic Stratigraphy–Applications to Hydrocarbon Exploration* (C. E. Payton, Ed.), pp. 213–248. American Association of Petroleum Geologists Memoir 26.

Carozzi, A. y Palomino, J., 1993. The Talara Forearc Basin, NW Perú Depositional Models of Oil-Producing Cenozoic Clastic Systems, *Journal of Petroleum Geology*, vol. 16 (1), p. 5-32.

Catuneanu, O., Galloway, W., Kendall, C., Miall, A., Posamentier, H., Strasser, A., Tucker, M., 2011. *Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature*. Special Issue 44/3. *Newsletters on Stratigraphy*.

Catuneanu, O., 2009. *Principles of sequence stratigraphy*. Department of earth and atmospheric sciences. University of Alberta. Edmonton, Alberta, Canada. Elsevier. First edition 2006.

Campion, K. M. A. R. Sprague, and M. D. Sullivan, 2005. Architecture and lithofacies of the Capistrano Formation (Miocen-Pliocen), San Clemente, California: *Pacific Section SEPM Field Trip Guide Book 100*, 42 p.

Collinson, J.D., 1969. The sedimentology of the Grindslow Shales and the Kinderscout Grit: a deltaic complex in the Namurian of Northern England. *Journal of Sedimentary Petrology* 39, 194-221.

Collinson, J.D., 1996. Alluvial Sediments. In: Reading, H.G. (Ed.) *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*. 3. ed Oxford: Blackwell Science, 688p. p.37-82. Chapter 3.

Cortez, M.M., 1996. Análise geoestatística da geometria externa dos reservatórios fluvial e eólico da formação água grande, área central da Bacia do Recôncavo. Campinas. 104p. Dissertação de mestrado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas.

Cross, T.A., and Lessenger, M.A., 1998. Sediment volume partitioning: rationale for stratigraphic model evaluation and high-resolution stratigraphic correlation. In *sequence stratigraphy-concepts and applications* (F. M. Gradstein, K. O. Sandvik and N.J.Milton, Eds.), pp. 171-195. Norwegian Petroleum Society (NPF), Special Publication 8.

Daudt, J., Scherer, C.M., 2006. Arquitetura de Fácies e Evolução Estratigráfica dos Reservatórios Flúvio-deltaicos da Formação Echinocyamus (Eoceno Inferior) na Area do Lote 10 (Bacia de Talara, Noroeste do Peru). *Boletim de Geociencias da Petrobras*, 14, 27-45.

Daudt, J., Stifano, P., Castillo, J, Savini, R y Ostos, M., 2001. Sequence Stratigraphy Approach in Talara Basin, NW Perú: Integrated Analysis of the Mogollón-Chira Cycle. 21st International Meeting of Sedimentologists, Davos, Suiza.

Daudt, J., 2004. Depositional Setting, Sedimentary Processes, and Pinch-out Geometries in a Fault Controlled Deep-water Turbidite System: An Example from the Verdún Formation, Laguna Field, Talara Basin, Northwest Peru. *Boletín de la Sociedad Geológica del Perú*, v.97, p.51-66.

Daudt, J., 2005. Revisión Conceptual sobre el Patrón Diagenético y Potencial de las Areniscas Volcanoclásticas como Reservorios de Petróleo, *Boletim de Sociedade Geológica do Perú*, v.100, p. 49-61.

Daudt, J., 2006. Formación Echinocyamus: Descripción de núcleos (Arquitectura de Facies Depositacionales) y Caracterización del Modelo Estratigráfico Secuencia de Alta Resolución. Reporte Interno, Petrobras Energía Peru, 167pp.

Daudt, J., Pozo, E., Torres, K., Leyva, J. 2009. Evolución estratigráfica, almacén estructural y potencial remanente de las unidades productoras de la Cuenca Talara (noroeste del Perú) en el área del Lote X. *Boletín de Geociencias Petrobras, Rio de Janeiro*, v. 18, n. , p. 69-95.

- Daudt, J., 2009. Genetic flow unit definition in siliciclastic reservoirs based on depositional and diagenetic heterogeneities: A case study in Echinocyamus Formation, Lower Eocene, Talara Basin, Perú. PhD Thesis at Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brazil, 220p.
- Dickinson, W., 1995. Capitulo 6: Forearc Basins. In: C.J. Busby & R.V. Ingersoll (eds). *Tectonics of Sedimentary Basins*, Blackwell-Sci Publication, p.221-262.
- Fildani, A.; Hanson, A.; Chen, Z.; Mondowan, J. M.; Graham, S. e Arriola, P. R., 2005. Geochemical characteristics of oil and source rocks and implications for petroleum systems, Talara Basin, northwestern Perú. *AAPG Bulletin*, v. 89, n. 11, p. 1519-1545.
- Duerichen, E.T., 2005. *Sedimentology and Architecture of Upper Eocene Deep-Water Deposits, Talara Basin, NW Peru*. PhD Thesis, Stanford University, p. 185.
- Folk, R. L., 1980. *The Petrology of Sedimentary Rocks*. Austin, Texas, Hemphill Publishing Company, 182pp.
- Galloway, W. E., 1989. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis, I. Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Vol. 73, pp. 125–142.
- Gonzales, G., 1973. Modelos Depositacionales en el Eoceno del Noroeste del Perú. II Congreso Latinoamericano de Geología. Caracas, Venezuela, PetroPerú.
- Hamilton, D.S.; Holtz, M.H.; Ryles, P.; Lonergan, T. & Hillyer, M., 1998. Approaches to identifying reservoir heterogeneity and reserve growth opportunities in a continental-scale bed-load fluvial system: Hutton Sandstone, Jackson Field, Australia. *AAPG Bull.*, 82 (12):2192-2219.
- Higley, D., 2004. The Talara basin province of northwestern Perú: Cretaceous-Tertiary total petroleum system: U.S. Geological Survey, Bulletin 2206a, 52 p.
- Hird, K.B. & Dubrule, O., 1998. Quantification of reservoir connectivity for reservoir description applications. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, v.1, p. 12–17.
- Hovadik, J. M., and D. K. Larue, 2007. Static characterizations of reservoirs: Refining the concepts of connectivity and continuity: *Petroleum Geoscience*, v. 13, p. 195–21.
- Hovadik, J. M., and D. K. Larue, 2010. Stratigraphic and structural connectivity: Geological Society, London, Special Publications, v. 347, p. 219-242.
- Hunt, D., Tucker, M. E., 1992. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall. *Sedimentary Geology* 81, 1–9.

Ingersoll, R.V. y Busby, C., 1995. Capítulo 1: Tectonics of Sedimentary Basins. In: Busby & Ingersoll (eds), Blackwell-Sci Publication, p. 1-51.

ISA (Informe de Situación Actual), 2005, Lote X, Cuenca Talara, Perú. Informe Interno Petrobras.

ISA (Informe de Situación Actual), 2007, Proyecto de Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central, Lote X, cuenca Talara, Perú. Informe Interno Petrobras.

Jervey, M.T., 1988. Quantitative geological modeling of siliciclastic rock sequences and their seismic expression. In: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G. St. C., Posamentier, H.W., Ross, C. A., Van Wagoner, J. C. (eds.), *Sea Level Changes – An Integrated Approach*. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM) Special Publication 42, 47–69.

King, P.R. 1990. The connectivity and conductivity of overlapping sand bodies: north sea oil and gas reservoirs-11. In: Buller, A.J. et al. (eds) *North Sea Oil and Gas Reservoirs II*. Graham & Trotman, London, p. 353–362.

Knox, P.R., Barton, M.D., 1999. Predicting interwell heterogeneity in fluvio-deltaic reservoirs: effects of progressive architecture variation through a depositional cycle from outcrop and subsurface observations. In: Schatzinger, R., Jordan, J. (Eds.). *Reservoir characterization: recent advances*. AAPG Memoir 71, pp.57-72.

Larue, D.K. & Legarre, H. 2004. Flow units, connectivity and reservoir characterization in a wave-dominated deltaic reservoir: Meren Reservoir, Nigeria. *AAPG Bulletin*, v. 88, p. 303–324.

Larue, D. K., and J. Hovadik, 2006, Connectivity of channelized reservoirs: A modeling approach: *Petroleum Geoscience*, v. 12, p. 291–308.

Lasseter, T.J.; Waggoner, J.R. & Lake, L.W., 1986. Reservoir heterogeneities and their influence on oil recovery. In: Lake, L.W & Carroll, H.B. (eds). *Reservoir Characterization*. Orlando, USA, Academic Press. p. 545-559.

Leeder, M., 1999. *Sedimentology and Sedimentary basins: from turbulence to tectonics*. Oxford, Blackwell Science, 592p.

Leyva, J., 1983. Correlación Estratigráfica del Miembro Peña Negra y La Fm Pariñas Inferior, Cuenca Talara- Perú Congreso Peruano de Geología.

Lowe, D., 1982. Sediment gravity flow II: depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of sedimentary Petrology*. Tulsa, Okla., v. 52, p. 279-297.

- Marchal, D., 2003. Asesoría Geología Estructural. Reporte Interno Petrobras Energia Perú S.A., p. 30.
- Miall, A.D., 1977. A review of the braided river depositional environment: *Earth-Science Reviews*, v. 13, p. 1-62.
- Miall, A.D., 1978. Facies types and vertical profile models in braided river deposits: a summary, in Miall A.D., ed., *Fluvial Sedimentology: Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 5*, p. 597-604
- Miall, A.D., 1985. Architectural-element analysis: a new method of facies analysis applied to fluvial deposits. *Earth Science Review*, v. 22, p. 261-308.
- Miall, A.D., 1988. Facies Architecture analysis in clastic sedimentary basins. In: Kleinspehn, K. L.; Paola, C. (Ed.). *New perspectives in basin analysis*. New York: Springer-Verlag. 453 p. p. 63-81.
- Miall, A. D., 1996. *The Geology of fluvial deposits: Sedimentary facies, basin analysis and petroleum geology*. Heidelberg, Springer-Verlag., 582 p.
- Mitchum, R. M., Jr., 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy. In *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration* (C. E. Payton, Ed.), pp. 205–212. American Association of Petroleum Geologists Memoir 26.
- Moraes, M.A. & Surdam, R.C., 1993. Diagenetic heterogeneity and reservoir quality: fluvial, deltaic, and turbiditic sandstone reservoirs, Potiguar and Recôncavo rift basins, Brazil. *AAPG Bull.*, 77 (7):1142-1158.
- Pindell, J. y Tabbutt, K., 1995. Mesozoic-Cenozoic Andean paleogeography and regional controls on hydrocarbon systems, in Tankard, A.J., Suarez Soruco, R., and Welsink, H.J., *Petroleum basins of South America: American Association of Petroleum Geologists Memoir 62*, p. 101–128.
- Picarelli, A., Daudt, J. y Savini, R., 2001. Sand-transport Paths and Sand-body Geometry for the Eocene Verdún Formation, Talara Basin, NW Peru. SPODDS Annual Meeting, Stanford University
- Posamentier, H. W., Jervey, M. T., and Vial, P. R., 1988. Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual framework. In *Sea level changes – An integrated approach* (C. K. Wilgus, B. S. Hastings, C. G. St. C. Kendall, H. W. Posamentier, C. A. Ross and J. Van wagner, Eds.), pp. 110-124. SEPM Special Publication 42.

Pozo, G., 2002. Bioestratigrafía de Alta Resolución y su Aplicación en la Identificación de Secuencias Cronoestratigráficas de Tercer Orden en el Paleógeno del Lote X – Cuenca Talara, Peru. Congreso Peruano de Geología.

Raez Lurquin, M.A., 1999. Tectónica en la cuenca Talara costa afuera, nor-oeste Peru Exploration and exploitation of petroleum and gas: Lima, Peru, Ingepet '99 seminar, Oct. 26–29, p.19.

Raja Gabaglia, G.P., Rodrigues, E.B., Magalhaes, A.J.C., Arregui, C.D., Savini, R.R., 2006. Criteria to recognize sequence orders and tectonic imprint in cyclic siliciclastic record: a key to high-resolution stratigraphy. In 17th IAS International Congress, Fukuoka, Japan. Abstracts.

Reading, H.G. & Levell, B.K., 1996. Controls on the sedimentary rock record. In: Reading, H.G. (ed.). Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy. Oxford, Blackwell Science. p. 5-36.

Schlumberger, 2008. Desarrollo del modelo 3D estático de las Formaciones intermedias en el área del proyecto ETANCO del Lote X, Reporte Interno Petrobras Energía, p. 12-41.

Serrane M., 1987b. Evolution tectono-sedimentaire du Bassin de Talara (nordouest du Perou). Bulletin Institut Français d'Etudes Andines, XVI : p. 103-125.

Serrane, M., 1987a. Informe Geológico sobre la Evolución Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara, IFEA/Petroperú, Lima, Perú. p. 73.

Shepherd, M., 2009. Reservoir Modeling and Geostatistics, Volumetrics, in M. Shepherd, Oil Field Production Geology (G. M. Gillis, Ed.). American Association of Petroleum Geologists Memoir 91, p. 189 -193.

Slatt, R. & Galloway, W. 1992. Reservoir heterogeneity: part 6, geological methods. In: Morton-Thompson, D. & Woods, A.M. (eds). Development geology reference manual. Tulsa, Oklahoma, AAPG. p. 278-281 (AAPG Special Publication Methods in Exploration, n. 10).

Tankard, A., 2002. Tectonic Framework of Basin Evolution in Peru. Relatório Público publicado por Perupetro, p. 29.

Torres, K., 2012. Caracterización geológica y simulación de flujo para el bloque XX, unidad Hélico, yacimiento Carrizo, Lote X, Reporte Interno Petrobras.

Torres, K., Pozo, E., Chipana, J., Bustamante, E., 2012. Estratigrafía secuencial de alta resolución aplicada a reservorios maduros: Propuesta de correlación de secuencias

genéticas de 5to orden para la definición de unidades de flujo - Fm. Echinocyamus, Eoceno - Ypresiano, Lote X, Cuenca Talara, Perú. XVI congreso peruano de geología.

Tyler, N. & Finley, R.J., 1991. Architectural controls on the recovery of hydrocarbons from Sandstone Reservoir. In: Miall, A.D. & Tyler, N. (eds.). The three dimensional facies architecture of terrigenous clastics sediments and its implications for hydrocarbon discovery and recovery. Tulsa, Oklahoma, SEPM Geology. p. 1-5 (SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology, v. 3).

Van Wagoner, J.C., 1995. Sequence stratigraphy and marine to nonmarine facies architecture of foreland basin strata. In: Van Wagoner, J.C. & Bertram, G.T. (eds) Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits. AAPG Memoir, v. 64, p. 137-224.

Van Wagoner, J.C., Mitchum, R.M., Campion, K.M. & Rahmanian, V.D., 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs cores and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. American Association of Petroleum Geologists Methods, Exploration Series, 7.

Walker, R., 1992. Facies, facies models and modern stratigraphic concepts. In: Walker, R., James, N. (Eds.), Facies models: response to sea-level changes. Geological Association of Canada, p.1-14.

Weber, K.J., 1986. How heterogeneity affects oil recovery. In: Lake, L.W & Carroll, H.B. (eds.). Reservoir Characterization. Orlando, USA, Academic Press. p. 487-544.

Zunñiga-Rivero, F., Keeling, J., and Hay-Roe, H., 1998a. Peru's coastal basins: Peru Onshore Deep-water Basin Should Have Large Potential: Oil & Gas Journal, v. 96 (Septiembre 7, 1998), no. 36, p. 88-95.