

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



**“MODELO GEOLÓGICO INTEGRADO 3D  
DE LA FORMACIÓN VERDÚN EN EL  
YACIMIENTO LAGUNA - LOTE X  
CUENCA TALARA – PERÚ”**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

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

**ELABORADO:  
JORGE SARMIENTO TAPIA**

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

**2012**

*A mis queridos padres y a mi amada esposa  
a quienes agradezco su apoyo, consejos y enseñanzas...*

## **AGRADECIMIENTOS**

El desarrollo de este estudio es resultado del aporte técnico de diferentes geólogos y petrofísicos, cabe mencionar de manera muy especial al Ing. Gerardo Pozo por sus aportes técnicos basados en su reconocida experiencia de trabajo, al Dr. José Daudt por su aporte en el modelo sedimentario, a Carmen Canales por su apoyo en la interpretación petrofísica y al Ing. José Luis Álvarez por el apoyo brindado para llevar adelante este estudio dentro de la Gerencia de Reservas y Reservorios - Petrobras Energía Perú S.A. y por permitirme presentar este trabajo.

Es importante mencionar que este informe ha sido enriquecido gracias al aporte de mi asesor el Ing. Marco Antonio Duque Sandoval por todas sus sugerencias y al especialista asignado Dr. Ing. Víctor Raúl Sanz Parra con sus acertados consejos. Ambos profesionales muy involucrados y de una reconocida trayectoria en el sector.

## RESUMEN

Este trabajo muestra la metodología seguida en la elaboración del modelo geológico integrado 3D de la Formación Verdún del proyecto de inyección de agua en el yacimiento Laguna, ubicado en el Lote X en la cuenca Talara en el Noroeste del Perú. Actualmente el Lote X viene siendo operado por la Compañía Petrobras Energía Perú S.A.

En los primeros capítulos se hace una breve descripción de la geología regional y local, mencionando características de los modelos sedimentológico – estratigráfico, estructural y petrofísico. Luego se profundiza los aspectos relacionados con la generación del modelo geológico integrado 3D, describiéndose la metodología seguida paso a paso: Carga y control de calidad de la información, generación de litofacies, elaboración del modelo tridimensional estructural y estratigráfico, escalamiento de litofacies y perfiles de pozo, análisis geoestadísticos de datos, generación del modelo tridimensional de litofacies, de propiedades petrofísicas y su respectivo control de calidad. Así mismo, se menciona el modelo de saturación de agua y el factor de volumen de formación del petróleo adoptado para el cálculo del petróleo original *in situ*.

Este trabajo no pretende establecer una única metodología en la caracterización estática de reservorios de hidrocarburos y por ende, una única forma de generar modelos geológicos, sólo muestra la metodología seguida particularmente teniendo en cuenta los recursos tecnológicos y de información que se disponían. Cabe mencionar que toda interpretación geológica puede ser enriquecida o mejorada con el aporte técnico de especialistas y con la adquisición de nueva información.

## **ABSTRACT**

This work shows the methodology followed in the development of integrated 3D geological model of Verdun Formation in the water injection project in Laguna field, located in Block X in the Talara Basin in Northwest Peru. Block X is currently being operated by the Company Petrobras Energía Perú S.A.

In the opening chapters a brief description of regional and local geology is mentioning the characteristics of the sedimentological - stratigraphic, structural and petrophysical models. Aspects related to the generation of integrated 3D geological model was then deepened, describing the methodology followed step by step: Loading and quality control information, lithofacies generation, structural and stratigraphy three-dimensional model generation, scaled up lithofacies and well logs, geostatistical analysis, generation of three-dimensional model of lithofacies and petrophysical properties and their respective quality control. Likewise, the water saturation and formation volume factor of oil models taken for the calculation of original oil in place is mentioned.

This work is not intended to establish a single methodology in the static characterization of hydrocarbon reservoirs and therefore a unique way to generate geological models, only shows the methodology followed particularly with the technological and information resources available to them. All geological interpretation can be enhanced or improved with technical input from experts and the acquisition of new information.

## INDICE

<b>CAPITULO I – INTRODUCCIÓN</b>	16
1.1 Objetivos	16
1.2 Ubicación Geográfica	16
1.3 Accesibilidad	18
1.4 Método de Trabajo	19
<b>CAPITULO II – MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA TALARA</b>	21
2.1 Generalidades	21
2.2 Marco Geológico Regional	21
2.2.1 Cuenca Talara – Ubicación Regional	21
2.2.2 Estratigrafía	22
2.2.2.1 Litoestratigrafía	23
2.2.2.2 Estratigrafía Secuencial	26
2.2.3 Aspectos Estructurales Regionales	30
2.3 Marco Geológico Local	34
2.3.1 Ubicación del Área de Estudio	34
2.3.2 Estratigrafía	34
2.3.3 Aspectos Estructurales Locales	35
<b>CAPITULO III – SISTEMA PETROLERO</b>	42
3.1 Generalidades	42
3.2 Roca Generadora	42

3.3	Maduración y Migración	45
3.4	Roca Reservorio	46
3.5	Roca Sello	48
3.6	Sobrecarga	48

## **CAPITULO IV – MODELO GEOLÓGICO EN EL ÁREA DE ESTUDIO**

	<b>FORMACIÓN VERDÚN</b>	<b>50</b>
4.1	Generalidades	50
4.2	Base de Datos	50
4.3	Modelo Sedimentológico – Estratigráfico	51
4.3.1	Interpretación Paleoambiental	54
4.3.1.1	Asociación de Facies	55
4.3.2	Información de Afloramientos	58
4.4	Modelo Estructural	61
4.5	Modelo Petrofísico	69
4.5.1	Relación entre Litología y Parámetros Petrofísicos en la Formación Verdún	69
4.5.1.1	Litología	69
4.5.1.2	Distribución de Arcillas	76
4.5.2	Cálculo de Parámetros Petrofísicos	76
4.5.2.1	Presión de Sobrecarga	76
4.5.2.2	Cálculo de la Resistividad de Agua de Formación (Rw)	79
4.5.2.3	Cálculo del Exponente de Saturación (n)	79
4.5.2.4	Cálculo del Exponente de Cementación (m)	81

4.5.2.5	Parámetros para el Cálculo de la Porosidad	83
4.5.2.6	Parámetros de Matriz	89
4.5.2.7	Permeabilidad	94
4.5.3	Cálculo de los Delimitadores ( <i>Cut-Off</i> ) de Volumen de Arcilla, Porosidad y Saturación de Agua	97
4.5.3.1	Delimitadores ( <i>Cut-Off</i> ) del Volumen de Arcilla	97
4.5.3.2	Delimitadores ( <i>Cut-Off</i> ) de Porosidad	98
4.5.3.3	Delimitadores ( <i>Cut-Off</i> ) de Saturación de Agua ( $S_w$ )	99
4.5.4	Interpretación Petrofísica	99
4.5.4.1	Cálculo del Volumen de Arcilla ( $V_{cl}$ )	99
4.5.4.2	Cálculo de la Porosidad Total y Porosidad Efectiva ( $Phie$ )	99
4.5.4.3	Cálculo de la Saturación de Agua ( $S_w$ )	100
4.5.4.4	Evaluación de Perfiles	101
<b>CAPITULO V – MODELO GEOLÓGICO INTEGRADO 3D FORMACIÓN VERDÚN</b>		<b>103</b>
5.1	Generalidades	103
5.2	Metodología	104
5.3	Carga de Información y Control de Calidad	106
5.4	Generación de Litofacies para la Formación Verdún	106
5.5	Modelo Estructural Tridimensional de la Formación Verdún	108
5.6	Modelo Estratigráfico Tridimensional de la Formación Verdún	112
5.7	Escalamiento ( <i>Scale Up</i> ) de Litofacies y de Perfiles de Pozos Interpretados	119
5.8	Análisis Geoestadístico de Datos	121

5.8.1	Creación de Curvas de Proporción Vertical de Facies, Transformaciones y Generación de Variogramas	121
5.9	Modelo Tridimensional de Litofacies	125
5.10	Modelo Tridimensional de Propiedades Petrofísicas	127
5.11	Control de Calidad de las Grillas de Porosidad y Permeabilidad	129
5.12	Modelo de Saturación de Agua (Sw)	131
5.13	Factor de Volumen de Formación del Petróleo a Condiciones Iniciales (Boi)	131
5.14	Cálculo del Petróleo Original " <i>In Situ</i> " (POIS) – Volumétrico	131
5.15	Exportación de la Grilla para el Simulador Numérico	133
	<b>CONCLUSIONES</b>	134
	<b>RECOMENDACIONES</b>	136
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	137
	<b>ABREVIATURAS</b>	142

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ubicación Cuencas Sedimentarias Norte Perú - Cuenca Talara (ISA 2005).	17
Figura 2 - Ubicación del área de estudio, Yacimiento Laguna - Lote X.	18
Figura 3 - Ubicación Cuenca Talara y cuencas adyacentes, Noroeste del Perú (ISA 2005).	22
Figura 4 - Columna Estratigráfica - Cuenca Talara. (Modificada por Pozo - ISA 2008).	25
Figura 5 - Secuencias Cronoestratigráficas de Tercer Orden del Eoceno - Lote X - Cuenca Talara (Pozo - ISA 2008).	29
Figura 6 - Relación Estructura - Yacimientos - Cuenca Talara (ISA 2005).	31
Figura 7 - Sección transversal Sur-Norte. Cuencas Salaverry, Sechura, Talara y Progreso (ISA 2005).	32
Figura 8 - Sección transversal Sur-Norte de la zona <i>offshore</i> de la Cuenca Talara y el sur de la Cuenca Progreso (modificado por Ruez Lurquin, 1990).	33
Figura 9 - Principales Rasgos Estructurales del Lote X (ISA 2005).	38
Figura 10 - Sección Estructural Suroeste-Noreste - Lote X (P. Manrique, 2009).	39
Figura 11 - Sección Estructural Noroeste-Sureste - Lote X (P. Manrique, 2009).	40
Figura 12 - Mapa Estructural base Formación Verdún en la zona del Proyecto de Inyección de Agua - Yacimiento Laguna, Lote X.	41
Figura 13 - Columna estratigráfica comparativa Talara Norte-Sur - Secuencias estratigráficas definidas por Serrane (1987), ISA 2005.	44
Figura 14 - Diagrama de Índice de Hidrógeno/Índice de Oxígeno para muestras del Cretáceo en el zócalo continental y en tierra, Cuenca Talara (ISA 2005).	45
Figura 15 - Columna Estratigráfica del Eoceno donde se puede apreciar la ubicación de la Formación Verdún (ISA 2005).	52

Figura 16 - Bloque diagrama esquemático mostrando la configuración geométrica del paleorelieve (según Daudt, 2003).	53
Figura 17 - Sección esquemática Oeste-Este, mostrando el patrón de apilamiento regional de la Fm. Verdún (según Daudt, 2003).	54
Figura 18 - Interpretación ilustrativa de las facies de uno de los núcleos convencionales de la Formación Verdún en el área del proyecto (Pozo EA 8004).	57
Figura 19 - Afloramientos de la Formación Verdún (Daudt, 2003)	58
Figura 20 - Perfil tipo para la Formación Verdún. Pozo EA 8004.	59
Figura 21 - Sección de correlación SO-NE. Fm. Verdún en el yacimiento Laguna.	60
Figura 22 - Sección estructural SO-NE. Fm. Verdún en el yacimiento Laguna.	62
Figura 23 - Mapa estructural de la superficie VD-1_unc. Formación Verdún.	63
Figura 24 - Mapa estructural de la superficie VD-2_unc. Formación Verdún.	64
Figura 25 - Mapa estructural de la superficie VD-3_unc. Formación Verdún.	65
Figura 26 - Mapa estructural de la superficie VD-4_unc. Formación Verdún.	66
Figura 27 - Mapa estructural de la superficie VD-5_unc. Formación Verdún.	67
Figura 28 - Mapa estructural de la superficie VD-6_lito. Formación Verdún.	68
Figura 29 - Ubicación de los intervalos con núcleos en los perfiles de los pozos: EA8004, EA8034 y EA8039.	71
Figura 30 - Relación porosidad ( $\phi$ ) - permeabilidad (k) para las litofacies de areniscas y conglomerados.	71
Figura 31 - Relación porosidad ( $\phi$ ) - permeabilidad (k) para la litofacie arenisca de la unidad VD-C del pozo EA8004.	72
Figura 32 - Relación porosidad ( $\phi$ ) - permeabilidad (k) para la litofacie arenisca conglomerádica de la unidad VD-C del pozo EA8004.	73
Figura 33 - Relación porosidad ( $\phi$ ) - permeabilidad (k) para la litofacie arenisca de la unidad VD-B del pozo EA8004.	74
Figura 34 - Relación porosidad ( $\phi$ ) - permeabilidad (k) para la litofacie conglomerado de la unidad VD-B del pozo EA8004.	75

Figura 35 - Cálculo de la presión de sobrecarga: Relación exponencial para expresar la variación de la porosidad con la profundidad.	77
Figura 36 - Valores de exponente de saturación para las areniscas y conglomerados. Formación Verdún – Yacimiento Laguna.	80
Figura 37 - Valor general de exponente de saturación. Formación Verdún – Yacimiento Laguna.	81
Figura 38 - Valores de exponente de cementación para las areniscas y conglomerados de la Formación Verdún – Yacimiento Laguna.	82
Figura 39 - Valor general de exponente de saturación. Formación Verdún – Yacimiento Laguna.	83
Figura 40 - Histograma de porosidades para las areniscas de la Unidad VD-C. Datos del pozo EA8004.	85
Figura 41 - Histograma de porosidades para las areniscas conglomerádicas de la Unidad VD-C. Datos del pozo EA8004.	86
Figura 42 - Histograma de porosidades para las areniscas conglomerádicas de la Unidad VD-B. Datos de los pozos EA8004 y EA8034.	87
Figura 43 - Histograma de porosidades para los conglomerados de la Unidad VD-B. Datos de los pozos EA8004 y EA8039.	88
Figura 44 - Valor de densidad de matriz aparente (valor promedio).	90
Figura 45 - Porcentaje de cuarzo y de arcillosidad en núcleos.	92
Figura 46 - Resultado del análisis por difracción de rayos X.	93
Figura 47 - Histograma de permeabilidades para las areniscas de la Unidad VD-C. Datos del pozo EA8004.	95
Figura 48 - Histograma de permeabilidades para las areniscas conglomerádicas de la Unidad VD-C. Datos del pozo EA8004.	95
Figura 49 - Histograma de permeabilidades para las areniscas de la Unidad VD-B. Datos de los pozos EA8004 y EA8034.	96
Figura 50 - Histograma de permeabilidades para los conglomerados de la Unidad VD-B. Datos de los pozos EA8004 y EA8039.	96

Figura 51 - Determinación del <i>cut-off</i> del Volumen de arcilla (Vcl) de la Fm. Verdún.	97
Figura 52 - Interpretación petrofísica del pozo tipo EA8004 de la Fm. Verdún.	102
Figura 53 - Diagrama esquemático de la metodología seguida en el modelado estático 3D para la Formación Verdún, yacimiento Laguna - Lote X.	105
Figura 54 - Visualización 3D de perfiles de pozos en software Petrel™.	106
Figura 55 - Perfil discreto de litofacies.	107
Figura 56 - Integración roca-perfil de la Fm. Verdún.	108
Figura 57 - Modelo estructural tridimensional de la Formación Verdún.	109
Figura 58 - Construcción de la grilla a través del proceso de <i>Pillar Gridding</i> .	110
Figura 59 - Visualización tridimensional de celdas en el tope, centro y base de la grilla, construidas en el proceso de <i>Pillar Gridding</i> .	111
Figura 60 - Disposición final de la grilla y fallas para el modelo estático 3D de la Formación Verdún.	111
Figura 61 - Superficies generadas a partir de topes de estratigrafía secuencial.	112
Figura 62 - Vista tridimensional desde el Oeste del modelo de horizontes.	113
Figura 63 - Modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún. 1er. evento ( <i>mud debris-flow</i> ). Unidad VD-A.	114
Figura 64 - Modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún. 2do. evento (sistema de canales turbidíticos). Unidad VD-B.	115
Figura 65 - Modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún. 3er. evento (sistema de canales turbidíticos). Unidad VD-C.	116
Figura 66 - Modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún. 4to. evento (sistema de canales turbidíticos). Unidad VD-D.	117
Figura 67 - Modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún. 5to. evento (sistema de canales turbidíticos). Unidad VD-E.	118
Figura 68 - Modelo estratigráfico de la Fm. Verdún. Grilla 3D final, mostrando las diversas unidades generadas y las capas que las conforman.	119

Figura 69 - Perfil tipo (pozo EA8004) donde se puede apreciar el registro discreto de litofacies y el <i>scale up</i> ("Most of"). También se observa el perfil interpretado de porosidad efectiva ( $\Phi$ ) y el <i>scale up</i> de dicho perfil.	120
Figura 70 - Curvas de proporción vertical de litofacies de la unidad VD-C, Formación Verdún.	122
Figura 71 - Variograma horizontal en la dirección de mayor correlación para la litofacie conglomerado en la unidad VD-C.	122
Figura 72 - Transformaciones realizadas sobre la variable porosidad, para la litofacie arenisca (SD) de la unidad VD-C.	123
Figura 73 - Variograma vertical y horizontal para la propiedad porosidad (litofacie arenisca) en la unidad VD-C.	124
Figura 74 - Modelo tridimensional de litofacies para la Formación Verdún.	125
Figura 75 - Sección estructural SO-NE. Se aprecia la continuidad de las litofacies modeladas tridimensionalmente.	126
Figura 76 - Ventana de generación del modelo tridimensional de propiedades petrofísicas. Ejemplo de construcción de las grillas de porosidad y permeabilidad para la litofacie arenisca de la unidad VD-C.	128
Figura 77 - Vista de planta de la capa 54 de la unidad VD-B. Se aprecian los modelos tridimensionales de porosidad y permeabilidad.	129
Figura 78 - Histogramas de la propiedad de porosidad efectiva para la litofacie arenisca arcillosa (SD-SH) y para la litofacie arenisca (SD).	130
Figura 79 - Histograma de la propiedad de porosidad efectiva de la unidad VD-C. Comparativa entre registros de pozos, escalamiento ( <i>scale up</i> ) y modelo final tridimensional.	130
Figura 80 - Vista de planta de la capa 54 de la unidad VD-B. Se aprecia el modelo de la propiedad "Net to Gross" (NTG).	132

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 - Resistividades de muestras de agua de la Formación Verdún.	79
Tabla 2 - Estadística descriptiva de las porosidades de las Unidades VD-C y VD-B.	84
Tabla 3 - Estadística descriptiva de las permeabilidades (mD) de las Unidades VD-C y VD-B.	94
Tabla 4 - Resumen de la petrofísica promedio de las unidades de la Fm. Verdún.	101
Tabla 5 - Delimitadores ( <i>cut-off</i> ) usados para la determinación de litofacies para la Formación Verdún.	107
Tabla 6 - Número variable de capas por unidad, Fm. Verdún.	113
Tabla 7 - Porcentajes de litofacies para las unidades de la Formación Verdún.	126
Tabla 8 - Modelo de saturación de agua por unidad de la Formación Verdún.	131
Tabla 9 - POIS por litofacie para cada unidad de la Formación Verdún.	132

## CAPITULO I

### INTRODUCCIÓN

#### 1.1 Objetivos

El presente trabajo tiene como objetivos principales:

- La generación del modelo geológico integrado 3D de la Formación Verdún en el área del proyecto de inyección de agua del yacimiento Laguna en el Lote X.
- Mostrar la metodología de elaboración del modelo geológico integrado 3D de la Formación Verdún, en el bloque de Inyección de agua a partir de información de núcleos, afloramientos y registros eléctricos de pozos.
- Presentarlo y exponerlo al jurado como tema de competencia profesional en la obtención del título profesional de Ingeniero Geólogo.

#### 1.2 Ubicación Geográfica

La Cuenca Talara esta 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 300 Km. y transversal de unos 50 Km., ocupando una superficie alrededor de 15000 Km<sup>2</sup> de los cuales 2/3 están ubicados costa afuera (Figura 1).

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. El área



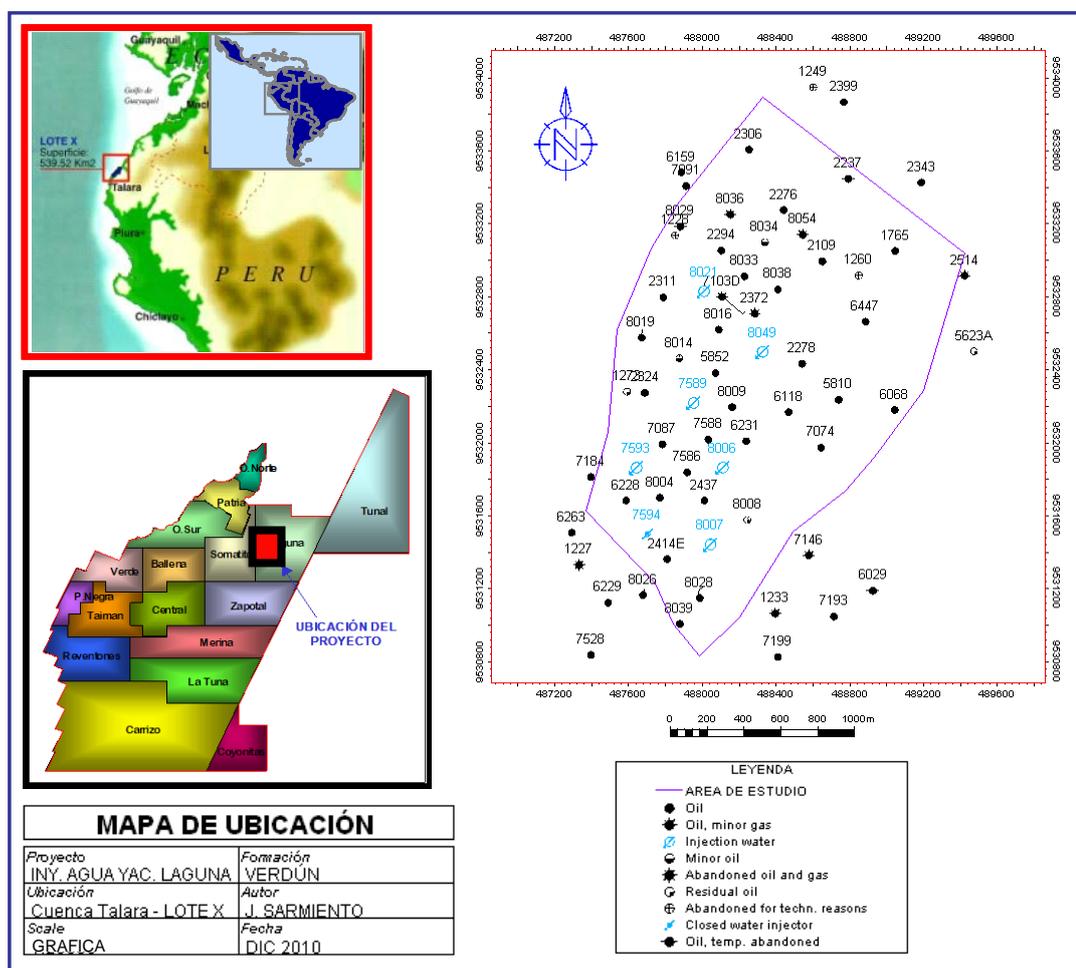


Figura 2 – Ubicación del área de estudio, Yacimiento Laguna – Lote X.

### 1.3 Accesibilidad

Las principales rutas de acceso son terrestres y marítimas, con la carretera Panamericana que comunica en un tramo de la carretera a la ciudad de Lima con Tarma ubicada a 1150 Km. al norte y es considerado centro industrial principal de la cuenca petrolífera de Tarma, y el puerto de Tarma uno de los mas importantes centros para el transporte de hidrocarburos usado en la comercialización del sector de energético.

El acceso por vía aérea se realiza por aviones de empresas comerciales que actualmente mantienen seis vuelos diarios a la ciudad de Piura e interdiario a la ciudad de Tarma.

#### 1.4 Método de Trabajo

La metodología seguida consiste en un flujo de procesos que parte de la recopilación de toda la información existente entre la que destaca: Datos de pozo, registros eléctricos, información de núcleos convencionales, descripción de afloramientos e informes de geología y petrofísica. Una vez ordenada y validada la información se genera el modelo sedimentológico y estratigráfico a partir de la descripción sedimentológica de núcleos y afloramientos, definiendo las facies y superficies de estratigrafía a identificar con registros eléctricos en los demás pozos que carecen de información de núcleos mediante una previa correlación roca-perfil. Una vez realizada la correlación estratigráfica en todos los pozos de la zona, se realiza la interpretación estructural identificándose las fallas atravesadas por los pozos y que limitan los reservorios en la horizontal, generándose mapas estructurales. Una vez definido el marco geológico se realiza la interpretación petrofísica que consiste principalmente en la determinación de los parámetros petrofísicos con la información de núcleos (petrofísica básica y análisis especiales) y con ello realizar la interpretación petrofísica en la cual se calculan las propiedades de reservorio como espesor neto con hidrocarburo, porosidad efectiva y saturación de agua. Seguidamente se calcula el índice de hidrocarburo por reservorio.

Todo lo anteriormente descrito es utilizado como data de entrada para la generación del modelo geológico integrado 3D. En este caso particular el *software* utilizado fue Petrel™. En el cual se construyeron los siguientes modelos:

- Modelo estratigráfico, cargando los datos de topes definiéndose 5 zonas o unidades.
- Modelo estructural, utilizando los modelos estructurales 2D como dato de entrada (trazas de fallas y contornos estructurales) se generó los planos de fallas en 3D, lo cual nos produjo una compartimentalización estructural del reservorio.
- Modelo de Facies, en este caso se identificaron 6 litofacies con ayuda de delimitadores de registros eléctricos previamente determinados en la correlación

roca-perfil.

- Se creó la grilla base y se dividió en la vertical cada zona o unidad en diferentes números celdas tratando de mantener la heterogeneidad del reservorio y con ello se realizó el escalamiento de todos los registros utilizando diferentes métodos de ponderación. Se realizó el análisis geoestadístico de la información de litofacies y propiedades petrofísicas generando el modelo de litofacies y usando este para elaborar el modelo 3D de las propiedades petrofísicas (espesor neto con hidrocarburo, porosidad efectiva, saturación de agua, permeabilidad y la relación espesor neto con hidrocarburo y espesor total).

Finalmente se realizó el control de calidad de todo el modelo 3D y se procedió a realizar el cálculo volumétrico del petróleo original *In situ* (POIS).

Es importante destacar que aunque se ha tenido en cuenta la mayor cantidad de información se encontraron algunas limitantes, como por ejemplo: La escasez de sísmica adecuada que permitiera definir aún mejor el marco estructural y estratigráfico, así como ayudarnos a establecer algunas tendencias relacionadas a propiedades de reservorio mediante el uso de atributos sísmicos. La falta de núcleos convencionales de la totalidad del espesor del reservorio, lo cual nos hubiese dado mayor información desde el punto de vista sedimentológico y de la heterogeneidad del reservorio en la vertical. Otra limitante fue la diferente fecha de adquisición de los registros eléctricos, lo cual involucra diferentes tecnologías y tipos de curvas; con lecturas afectadas por los cambios de saturación de fluidos en el tiempo.

Pero a pesar de todo ello, se pudo realizar el modelo geológico 3D de una manera integrada, contemplando toda la información y teniendo como aspecto importante que el área cuenta con varios pozos con registros eléctricos básicos para la interpretación geológica.

## **CAPITULO II**

### **MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA TALARA**

#### 2.1 Generalidades

La Cuenca de Talara es una cuenca de tipo ante-arco con un complejo desarrollo estratigráfico y estructural. El Lote X está situado en un área proximal donde los eventos erosivos y el movimiento de sedimentos fueron constantes a lo largo de la evolución de la cuenca. Favorecido por una enorme cantidad de sedimentos y una subsidencia significativa, una potente secuencia fue depositada en la zona, especialmente durante el Ypresiano y Lutetiano. Fallas normales compartimentalizan los reservorios presentes en el Lote.

#### 2.2 Marco Geológico Regional

##### 2.2.1 Cuenca Talara – Ubicación Regional

Geográficamente la Cuenca Talara se encuentra localizada en el extremo más occidental de América del Sur, perpendicular al cambio de dirección de los Andes peruanos NO – SE con los Andes Ecuatorianos NE – SO en la llamada deflexión de Huancabamba. En el noroeste del Perú dentro de los departamentos de Piura y Tumbes, se estima 15,000 Km<sup>2</sup> de superficie de los cuales las 2/3 partes se encuentran costa afuera. Con una longitud aproximada de 300 Km. desde el distrito de Zorritos hasta Islas Lobos de Tierra en Sechura, transversalmente se aproxima 50 Km. desde la cadena montañosa de los Cerros Amotape hasta la zona de subducción de placas.

La Figura 3 muestra los límites estructurales de la cuenca: Por el Norte, la megafalla

Dolores–Guayaquil genera los altos de Zorritos que limitan la presencia de las unidades Eocénicas de Talara, por el Este y el Sur los alineamientos montañosos de las rocas paleozoicas del Grupo Amotape constituyen un límite estructural definido con la cuencas vecinas de Lancones y Sechura. Hacia el Sur de la cuenca, los altos estructurales de las rocas paleozoicas de los Cerros Illescas e Islas Lobos de Tierra y Lobos de Afuera definen el límite con la Cuenca Trujillo. Finalmente, hacia el Oeste, la cuenca tiene como límite la fosa continental o zona de subducción, límite aún inexplorado.

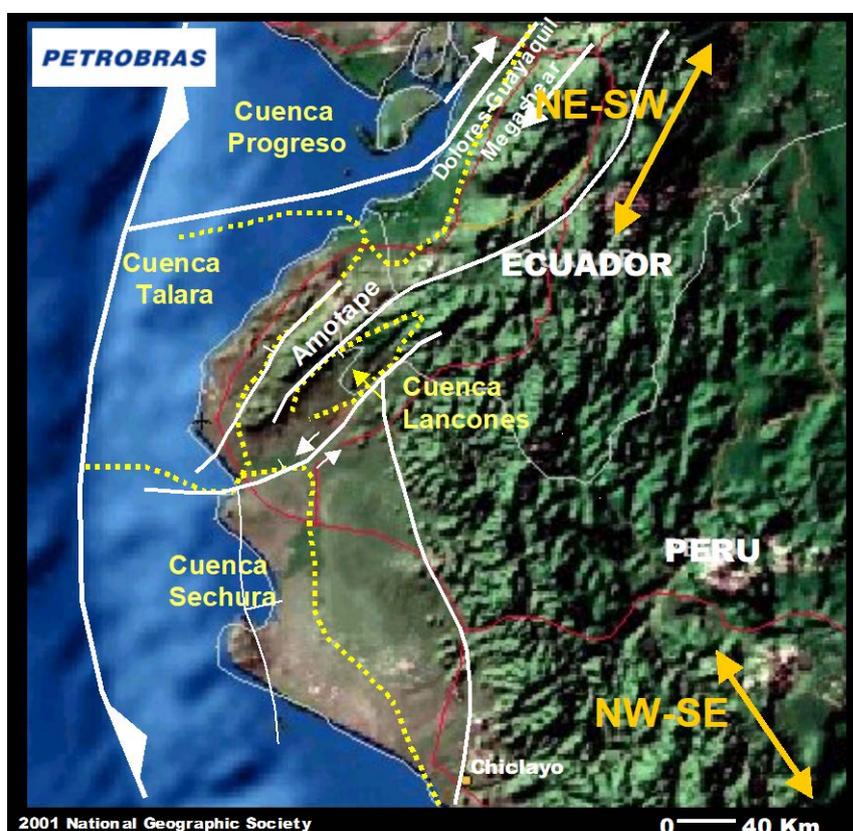


Figura 3 – Ubicación Cuenca Talara y cuencas adyacentes, Noroeste del Perú. (ISA 2005)

### 2.2.2 Estratigrafía

Las rocas metamórficas de origen sedimentario del Grupo Amotape de edad paleozoica, han sido identificadas como el basamento de la cuenca Talara. Las unidades sedimentarias que rellenan la cuenca van desde depósitos cretáceos hasta el Cuaternario, encontrando las principales formaciones productoras de petróleo en edades del Eoceno Inferior y Medio

(Ypresiano – Lutetiano), teniendo en total rocas sedimentarias con espesores aproximados de 8500 metros (Figura 4).

#### 2.2.2.1 Litoestratigrafía

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

El basamento de la cuenca Talara es constituido por rocas Paleozoicas del Grupo Amotape (Devoniano - Pérmico) comprendiendo depósitos clásticos (Figura 4). Litológicamente esta constituido por cuarcitas, argilitas y pizarras. Localmente es intruída por granitos, los cuales producen un metamorfismo 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 abiertas y cerradas (rellenas principalmente con carbonato de calcio), subverticales y/o inclinadas. Como reservorio productivo se le encuentra produciendo petróleo a través de sus fracturas.

La sección Cretácica (Triásico y Jurásico están ausentes en Talara) es depositada en 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 4) (Seranne, 1987a; 1987b).

A inicios del Terciario empieza la separación de las cuencas Progreso, Talara y Sechura por levantamiento de pilares tectónicos, quedando hundida la Cuenca Talara donde se desarrollan depósitos de carácter silicoclástico, desde el Paleoceno con depósitos principalmente lutáceos (formaciones Mesa y Balcones) a Oligoceno con depósitos arenosos (formaciones Mirador y Carpitás). Los depósitos correspondientes, son interpretados como la sucesión de sedimentos gruesos y canalizados de valles de incisión (Formación Basal Salina), fluvio-deltaicos (Formación Mogollón), de plataforma somera (Formación Ostrea, Miembro Peña Negra), intensamente diagenizados en algunos niveles,

fluvio-deltaicos (Formación Echinocyamus) (Daudt, 2005). Depósitos turbidíticos también son reconocidos a partir del Eoceno Medio (Miembro Hélico, Formación Verdún) (Daudt, 2004), a partir de un evento de profundización de la cuenca correlacionable con eventos macro de tectónica andina (Pindell y Tabutt, 1995).

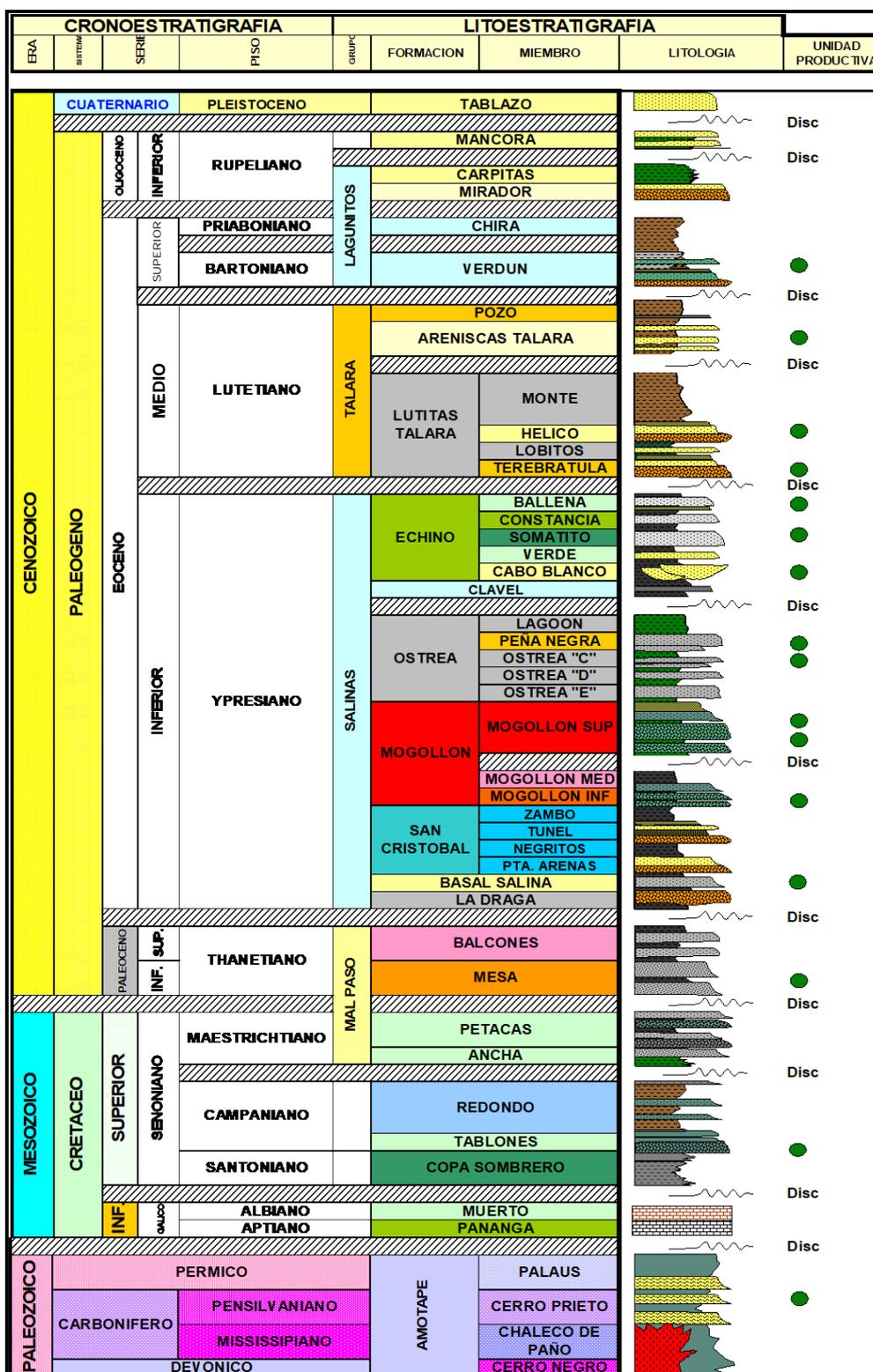


Figura 4 – Columna Estratigráfica – Cuenca Talara (Modificada por Pozo – ISA 2008).

#### 2.2.2.2 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. A continuación se presenta la interpretación secuencial producto de la integración antes mencionada (Figura 5).

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

El Terciario se desarrolla durante periodos regresivos, inicialmente con sedimentos gruesos y canalizados típicos de valles de incisión, referidos como Formación Basal Salina. Estas unidades son gradualmente transgredidas por el sistema marino de la Formación San Cristóbal, hasta su máxima inundación (alrededor del Miembro Zambo, según Pozo, 2002) (Figura 5). El estadio siguiente, claramente progradante y regresivo, comprende depósitos marinos de plataforma 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 deposición 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, sigue una nueva etapa transgresiva seguida por otro régimen de nivel de mar alto referido como Formación Ostrea en la parte Norte de la cuenca. En la parte Sur, para el mismo periodo, se identifica una serie de depósitos lutáceos referidos como Formación Palegreda (deposición lateral o distal del sistema arenoso de la Formación Ostrea).

Por efecto de una nueva caída del nivel de base, se inicia un nuevo sistema de valles de incisión correspondientes al Miembro Peña Negra de la Formación Ostrea en el área Norte, referidos en la zona Central-Sur como Formación Pariñas Inferior, (Leyva et al, 1983). El sistema Pariñas Inferior se hace mucho más arcilloso al Sur de los yacimientos Lobitos-Jabonillal, siendo denominado como Formación Palegreda.

González (1973) identifica una discordancia importante en el tope del ciclo Salina-Palegreda que representa el inicio del Ciclo Chacra. Este ciclo 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 Clavel. Los depósitos suprayacentes de la Formación Echinocyamus son de características deltaicas en la base y fluviales a nivel superior, que pasan lateralmente a depósitos marinos marginales denominados 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 profundas propicias a la deposición 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 de 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 el sistema turbidítico compuesto por depósitos conglomerádicos y arenosos cuya dirección principal de aporte es Norte- Noreste a Sur-Suroeste (Picarelli et al, 2001; Daudt, 2004; Duerichen, 2005). Los paquetes de lutitas marinas profundas que se encuentran sobreyaciendo los depósitos de Verdún, son denominados Formación Chira. Posteriormente, una importante caída del nivel de base origina la ocurrencia de depósitos de plataforma somera de la Formación Mirador, durante el Oligoceno (Pozo, 2002). A continuación, se desarrollan potentes paquetes de lutitas marinas profundas en la zona costa afuera (Formación Heath, no encontrada en el distrito de El Alto).

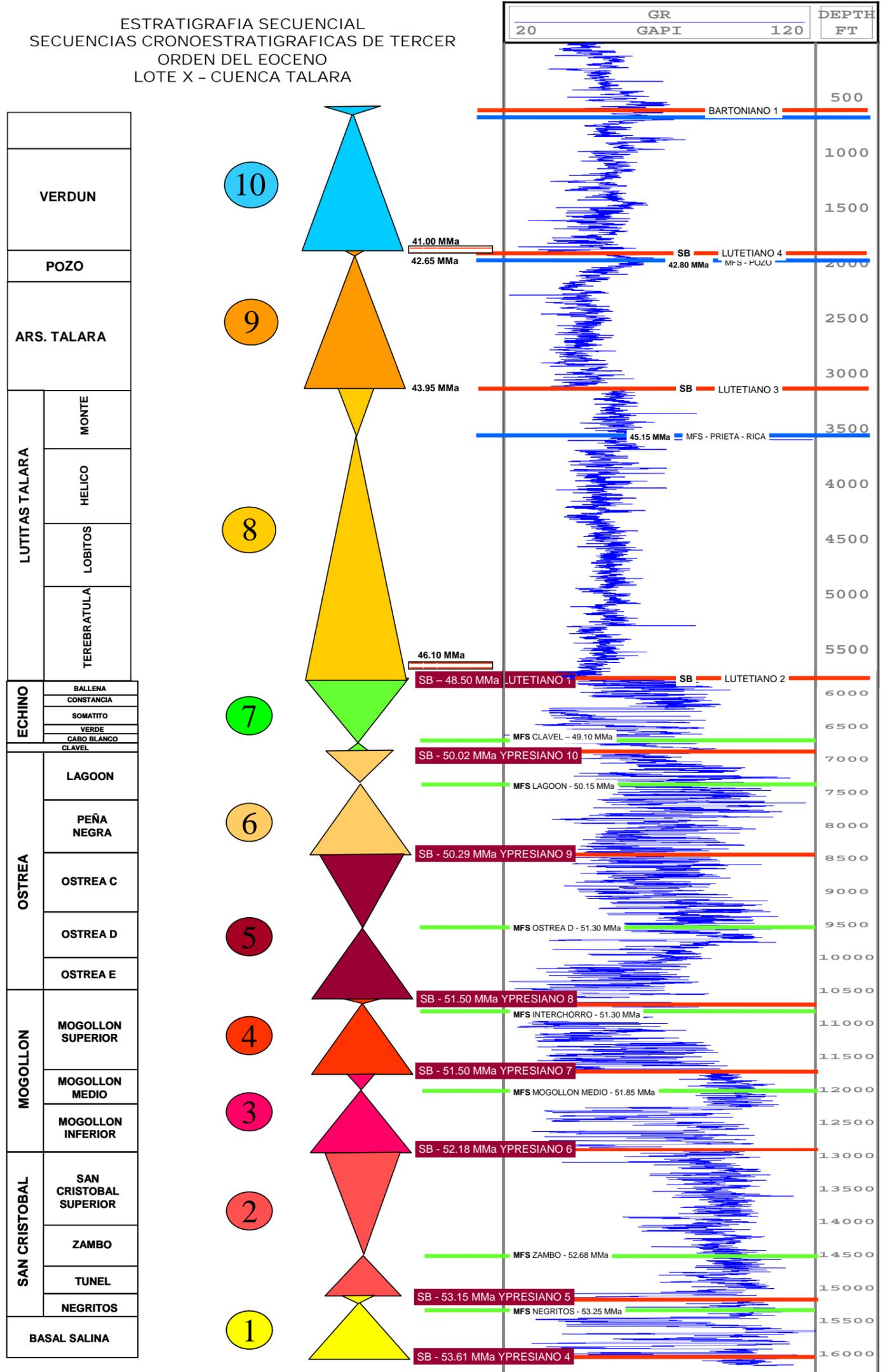


Figura 5 - Secuencias Cronoestratigráficas de Tercer Orden del Eoceno – Lote X – Cuenca Talara (Pozo - ISA 2008)

### 2.2.3 Aspectos Estructurales Regionales

La cuenca Talara fue generada por el proceso de subducción de la corteza oceánica bajo la placa continental sudamericana. 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 Terciaria, donde los sedimentos han sido depositados con una dirección regional NE-SO, presentando los estratos un buzamiento promedio de 25° al Sur-Este. 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, que varía de intenso a moderado con desplazamientos hasta de 8000 pies, con ángulos que varían de 30 a 60° generando numerosos bloques que presentan buzamientos que varían de 10 a 25° al SE.

El fallamiento es el resultado de varios periodos de tectónica contemporáneo con la sedimentación, que han favorecido a la acumulación de más de 24000 pies de sedimentos clásticos.

El límite estructural de la cuenca hacia el Este, es la cadena paleozoica de los Cerros de Amotape-La Brea que tiene una dirección NE-SO y marca el límite este de la mayoría de las formaciones terciarias; hacia el oeste de esta estructura positiva se desarrollan fallas regionales escalonadas con dirección NE-SO, paralelas entre si, con desplazamientos hacia el eje de la cuenca que han influenciado considerablemente en su historia depositacional (Figura 3).

Otro sistema de fallas importantes con dirección regional E-O a NE-SO con buzamientos

hacia el norte y sur, ha 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 6). 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.

Las fosas estructurales o artesas se encuentran limitadas por altos estructurales, estas han sido depocentros favoreciendo una mayor preservación de sedimentos que alcanzan hasta 25000 pies en espesor, como ejemplos podemos mencionar: Lagunitos, Malacas, Siches, etc. (Figura 5 y Figura 6). De manera muy local se presentan fallas de bajo ángulo que han provocado la repetición de estratos en el subsuelo, por citar algunos ejemplos, las formaciones Echinocyamus y Lutitas Talara al Oeste del Lote X y la formación Mogollón al Este del Lote X.

La mayor intensidad de fallamiento esta relacionado principalmente con formaciones más antiguas, observándose que las formaciones más jóvenes presentan un fallamiento de menor intensidad.

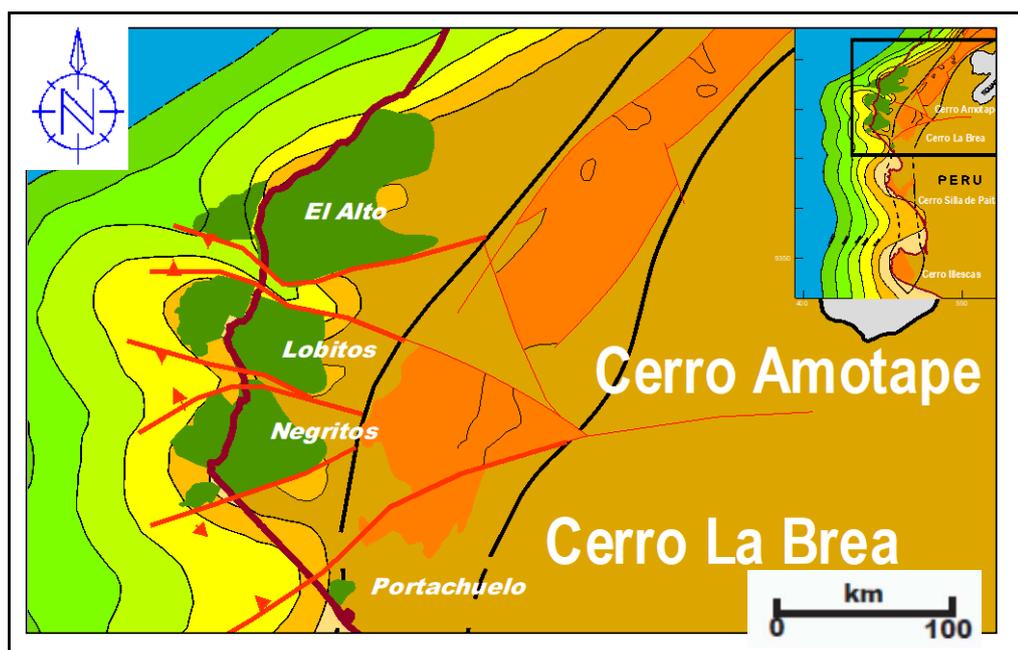


Figura 6 – Relación Estructura - Yacimientos – Cuenca Talara (ISA 2005).

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 dentro de una tectónica 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 7).

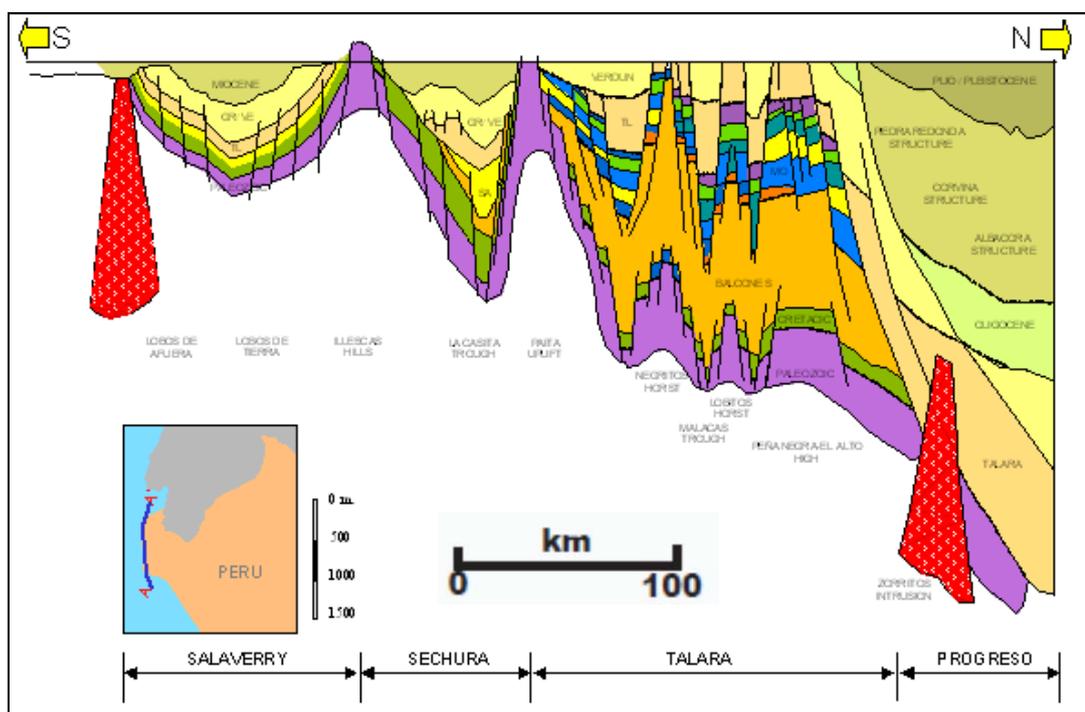


Figura 7 - Sección Transversal S-N. Sistemas de fallamiento normal generando altos y bajos estructurales limitados por sistemas mayores de fallas normales de orientación NE-SO y E-O. Cuencas Salaverry, Sechura, Talara y Progreso (ISA 2005).

En una sección transversal Sur-Norte (Figura 8) 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, Terciarias que sobreyacen las rocas metamórficas paleozoicas del Grupo Amotape.

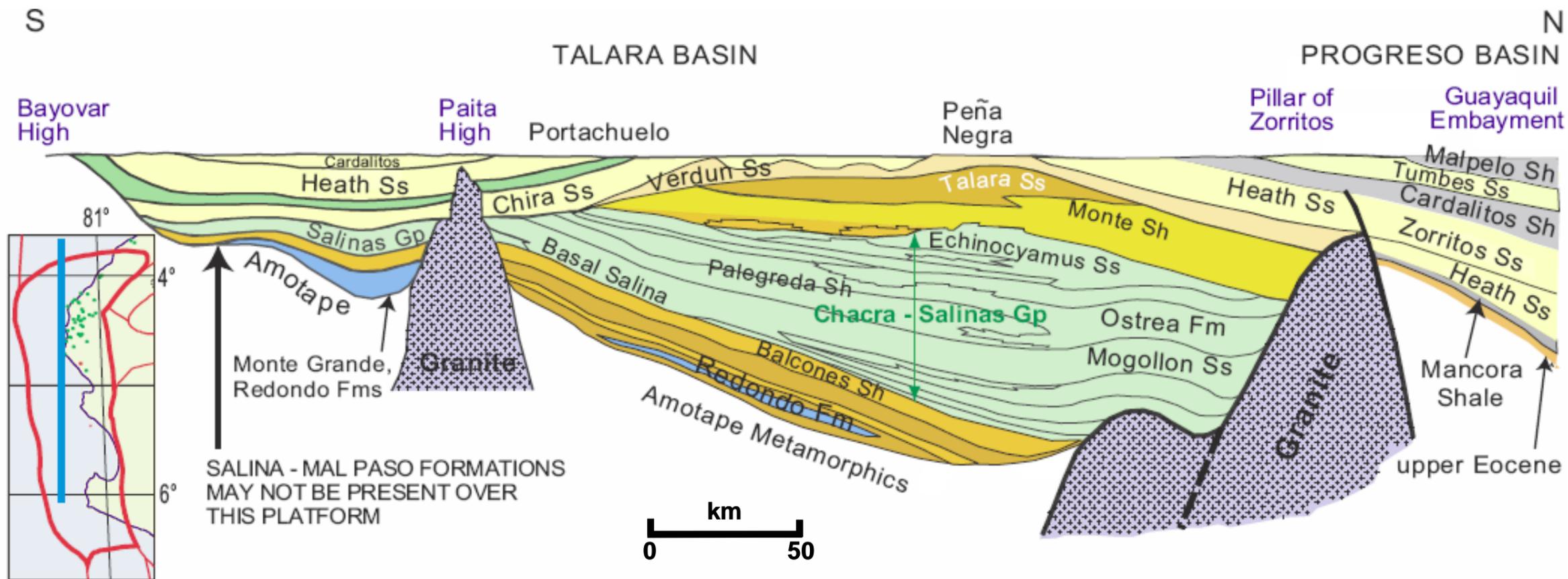


Figura 8 - Sección transversal Sur-Norte de la zona *offshore* de la Cuenca Talara y el sur de la Cuenca Progreso (modificado por Ruez Lurquin, 1990).

Línea aproximada de la sección es mostrada como una línea azul en el mapa de la izquierda. No todas las formaciones están indicadas.

## 2.3 Marco Geológico Local

### 2.3.1 Ubicación del Área de Estudio

La Cuenca petrolífera de Talara, tiene como principal centro industrial la ciudad de Talara ubicada 1150 Km. al noroeste de la ciudad de Lima. 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. El área de estudio se ubica en el yacimiento de Laguna a 12.5 Km. al Este del Distrito de El Alto (Figura 9) y abarca un área aproximada de 3.5 Km<sup>2</sup>.

Los puntos que delimitan el área de estudio están dentro de las siguientes coordenadas:

Punto 1: N: 9533896 m. E: 488330 m.

Punto 2: N: 9533038 m. E: 489425 m.

Punto 3: N: 9530831 m. E: 487985 m.

Punto 4: N: 9531624 m. E: 487367 m.

### 2.3.2 Estratigrafía

El registro sedimentario preservado aproximadamente de 9000 m. en la zona de estudio comprende unidades que van desde el Paleozoico hasta el Cenozoico, encontrándose en este periodo principalmente Terciario, las unidades reservorios más importantes tal como se muestra en la Figura 4.

Debido a un marcado cambio en el régimen tectónico y sedimentario de la cuenca, la sucesión superior de la columna esta caracterizada por sedimentación marina profunda 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 8). 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 sedimentario.

### 2.3.3 Aspectos Estructurales Locales

La complejidad tectónica del Lote X, es visible en el mapa que muestra los rasgos estructurales mas importantes del área evaluada (Figura 9) y en los cortes estructurales esquemáticos que abarca varios yacimientos del Lote X. (Figura 10 y 11). En todos ellos, se observa un intenso fallamiento normal, que compartimentaliza los reservorios en bloques de diferentes dimensiones. El resultado de las etapas tectónicas ocurridas después de la depositación de los sedimentos, caracteriza los rasgos estructurales más sobresalientes del Lote X, formando altos y bajos generados a partir de esta tectónica (Figura 9).

Los sistemas de fallas más importantes, están orientados en dirección Noreste Suroeste y siempre acompañadas de fallas menores de carácter sintético y antitético y con rumbos paralelos entre si (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 10 y Figura 11).

Las principales fallas son:

Falla Carrizo Norte: Con rumbo NNE-SSO y buzamiento NO, produce un desplazamiento vertical de aproximadamente 500 m. (1640 pies), variando debido a la presencia de una componente rotacional en el fallamiento. Esta falla afecta a los Yacimientos de Carrizo, Merina, y La Tuna (Figura 9).

Falla de Siches: Tal vez la más importante del Lote X, presenta un rumbo prácticamente E-O y buzamiento Sur con desplazamientos verticales entre los 300 y 1000 m. (1000 - 3300 pies). Afecta a los Yacimientos de Reventones, Central, Merina y Zapotal. La Falla de Siches, en conjunto con la Falla de Carrizo Norte, conforma una depresión conocida como bajo de Siches (Figura 9).

Fallas Central y Taiman: Ambas de direcciones similares ENE-OSO y buzamientos opuestos, buzando al NO la primera y la segunda hacia el SE. Ambas fallas constituyen el sistema Taiman-Central, conformando una depresión de menor proporción que el bajo de Siches (Bajo Central) (Figura 9).

Falla de Restín: 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 9).

Hacia el Este del lote, se encuentra la Falla de Somatito, con rumbo NE-SO y buzamiento SE, produciendo 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 9).

En la costa del Lote X, entre los yacimientos de Peña Negra y Órganos Norte, las principales fallas profundas son directas y de rumbo NE-SO, buzando al NO (Figura 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 ocurrida en esta zona (espesores que superan los 12500 pies). Entre los altos más destacados se pueden citar el alto de Central, Taiman, Somatito, Peña Negra, La Tuna y Carrizo, todos con prospectividad por petróleo. Los principales bajos son las artesis de Siches, La Cruz, Talara y Lagunitos, los cuales no tienen desarrollo petrolero hasta la fecha (Figura 9).

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

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

En la zona de estudio, el modelo estructural de la Formación Verdún se caracteriza por presentar las siguientes fallas principales (Figura 12):

- El sistema de fallas Somatito, con rumbo NE-SO y buzamiento SE, generando un desplazamiento vertical entre bloques de alrededor de 700 pies. Este sistema de

fallas limita al bloque por el Oeste.

- La falla II que divide al área del proyecto en dos, con rumbo NO-SE y buzamiento al NE y desplazamiento vertical que varía entre 100-450 pies.
- La falla V, paralela a la falla II y con buzamiento similar, limita al bloque por el Sur. Posee un desplazamiento entre bloques alrededor de 150 pies.
- La falla III que limita al bloque por el Este, de rumbo NE-SO y buzamiento al SE con un desplazamiento vertical de 100 pies en promedio.



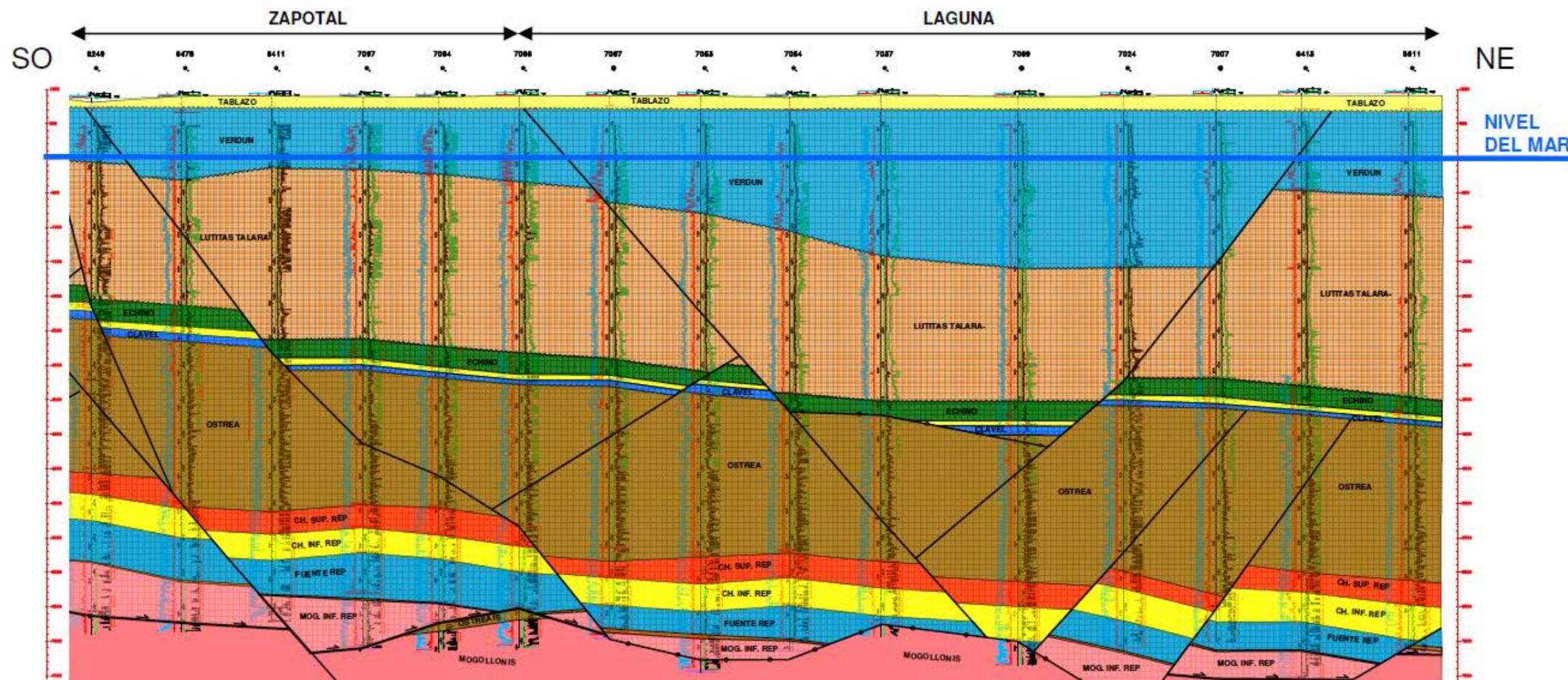


Figura 10 – Sección Estructural Suroeste-Noreste – Lote X.

Autor: P. Manrique, 2009

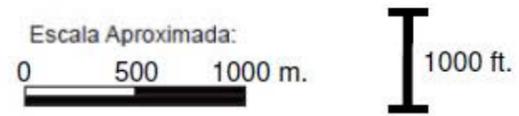
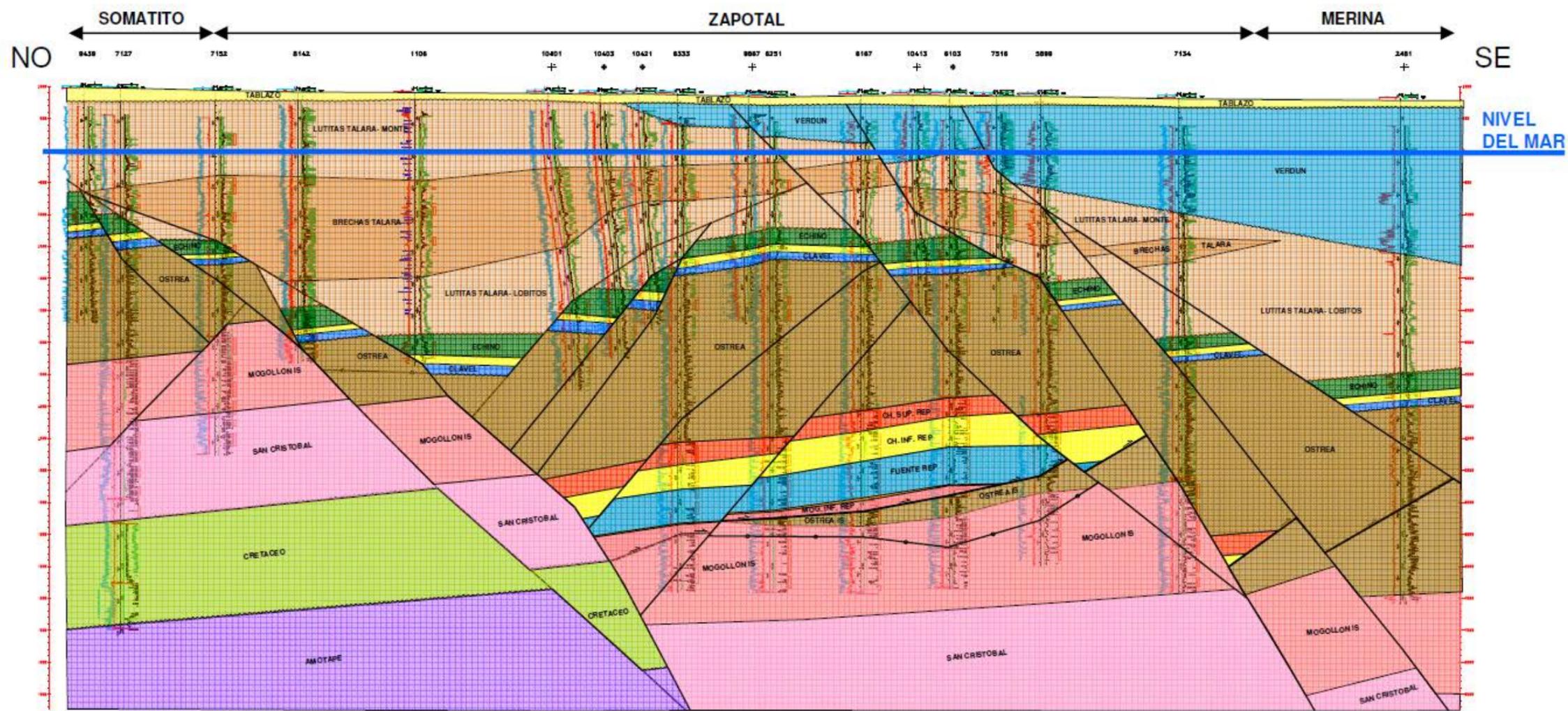


Figura 11 – Sección Estructural Noroeste-Sureste – Lote X.

Autor: P. Manrique, 2009

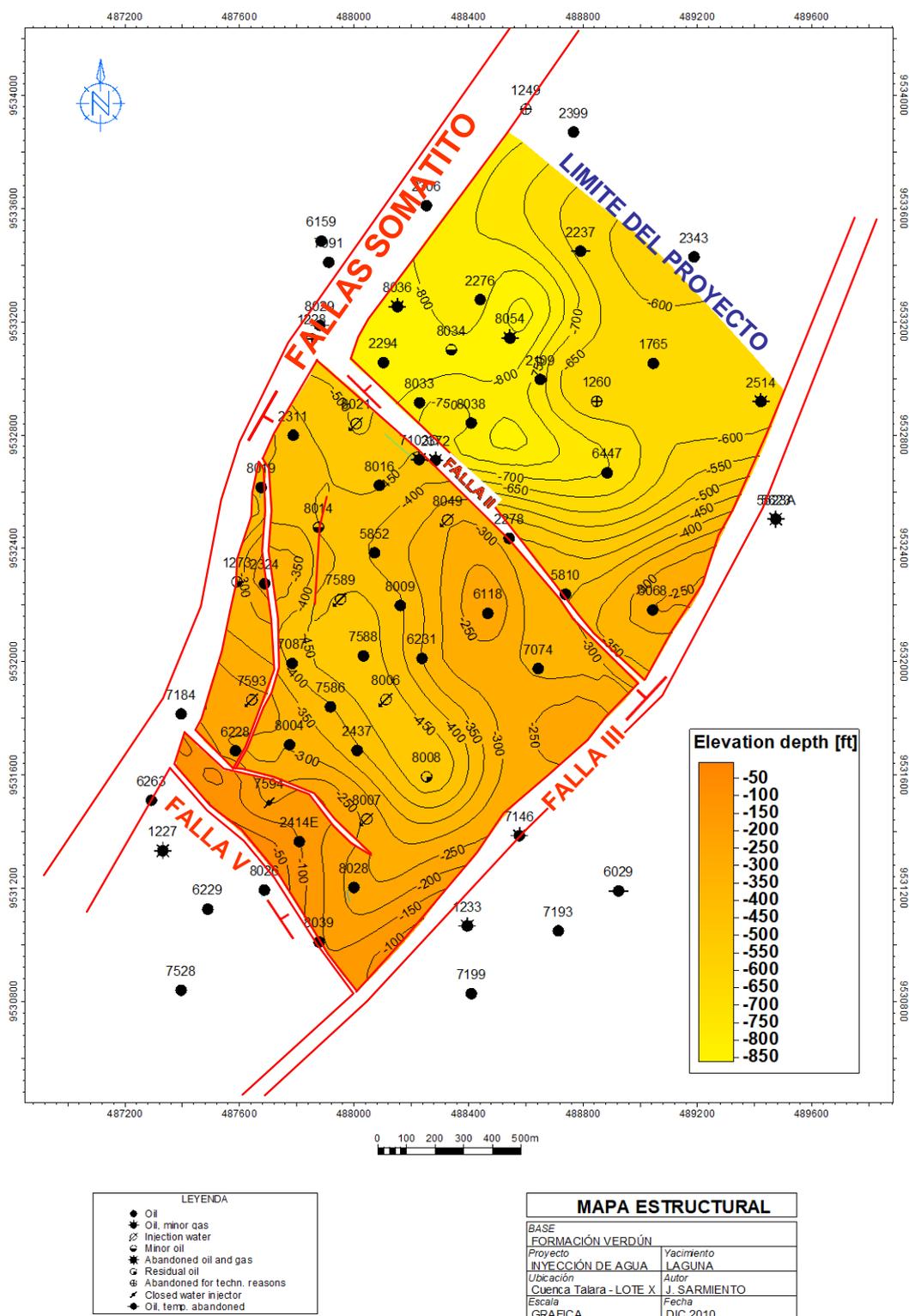


Figura 12 – Mapa Estructural base Formación Verdún en la zona del Proyecto de Inyección de Agua - Yacimiento Laguna, Lote X.

### **CAPITULO III**

#### **SISTEMA PETROLERO**

##### **3.1 Generalidades**

La Cuenca Talara con más de 100 años de explotación ha sido desarrollada con mayor intensidad en la segunda mitad del siglo pasado, habiendo alcanzado en el 2005 una producción acumulada de 1,400 MMBOE y 3.5 TCF de gas, lo que demuestra la ocurrencia de un sistema de petróleo altamente eficiente; este sistema tiene reservorios desde el Pensilvaniano, Cretácico y Terciario (Figura 13).

##### **3.2 Roca Generadora**

Varias son las referencias de estudios geoquímicos realizados para caracterizar la roca generadora de la Cuenca Talara. Estudios geoquímicos y de modelado de cuenca también fueron realizados por Álvarez et al (2001), con objetivos exploratorios. Como marco estratigráfico, fueron consideradas las 9 secuencias estratigráficas definidas por Serrane (1987) que pueden ser visualizadas en la Figura 13. En este estudio se concluyó que la roca generadora más favorable de la cuenca es la Formación Muerto. El inicio de generación de petróleo según este estudio, habría ocurrido aproximadamente hace unos 50 millones de años y la de gas hace unos 40 millones de años, haciendo posible la migración hace 40 a 35 millones de años.

En el mismo año de 2001, Perupetro divulga una extensa investigación sobre el potencial generador de las cuencas peruanas. En este trabajo, concluyeron que la mayor probabilidad de generación en la Cuenca Talara, se encuentra en el Cretáceo (Formación Muerto) compuesta por querógenos del tipo II y III (Figura 14).

Basado en las consideraciones anteriores, se puede considerar la existencia de un sistema de generación de petróleo de edad Cretácica con la Formación Muerto.

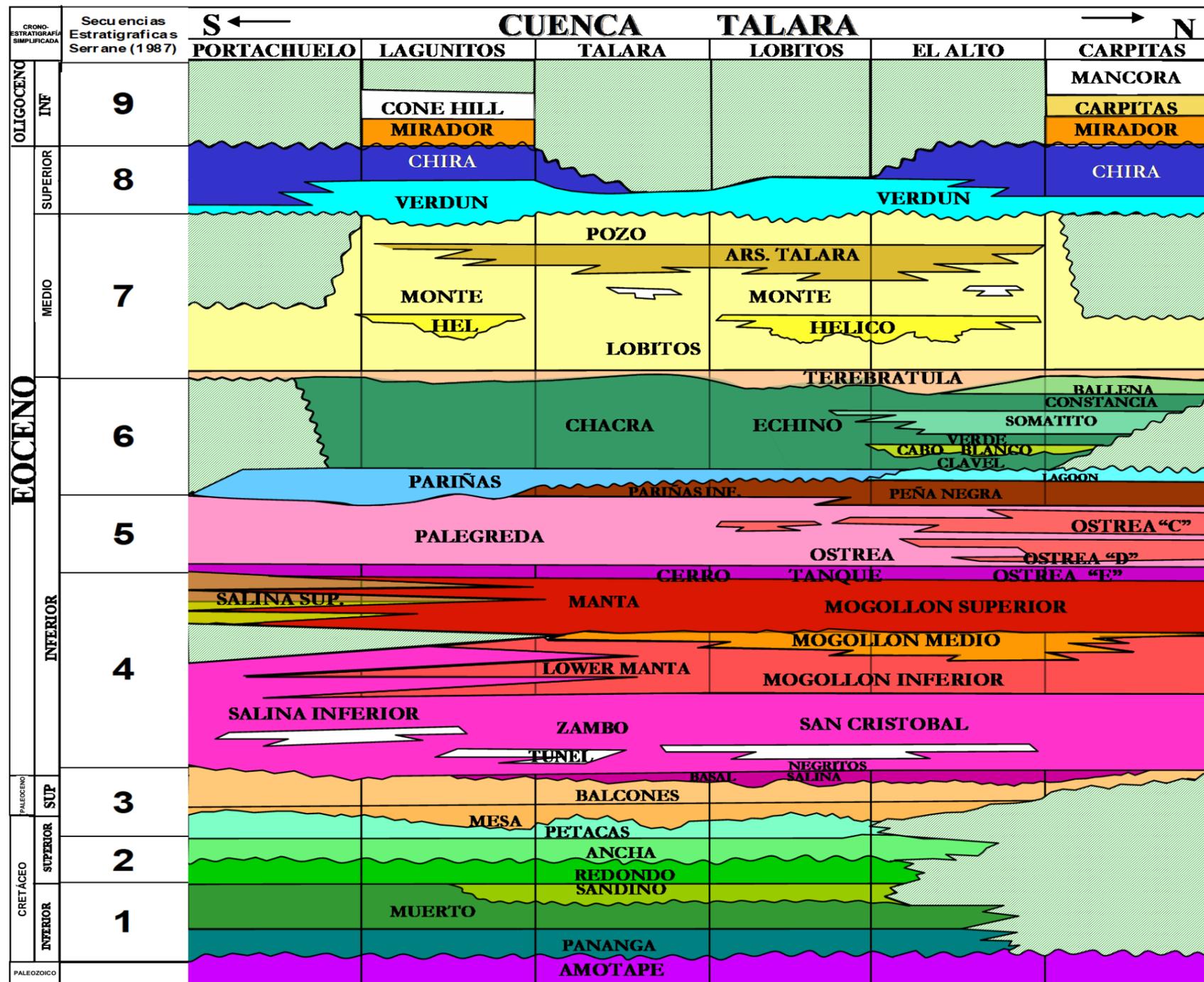


Figura 13 - Columna estratigráfica comparativa Talara Norte-Sur - Secuencias Estratigráficas definidas por Serrane (1987) que fueron utilizadas como marco para el modelo geoquímico de Álvarez et al (2001), ISA 2005.

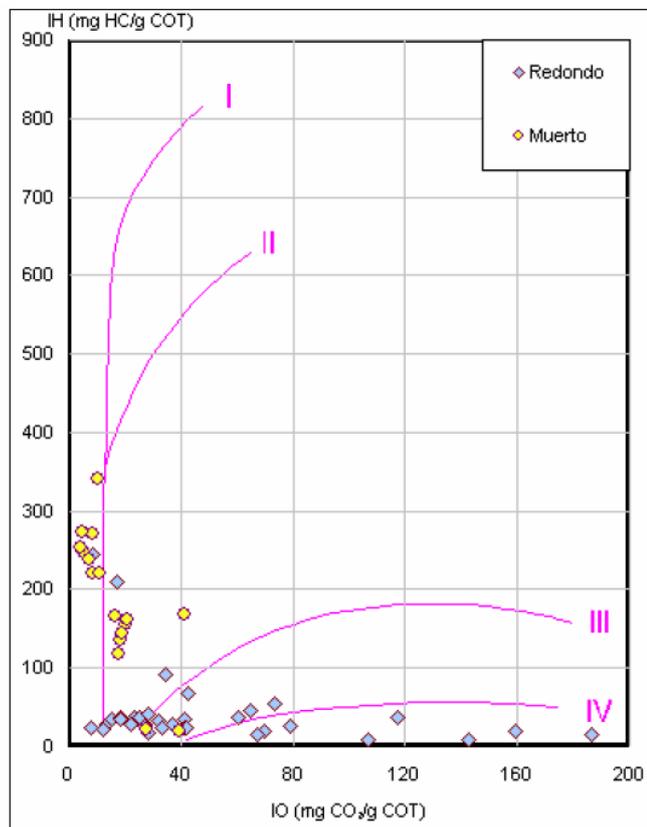


Figura 14 – Diagrama de Índice de Hidrógeno/Índice de Oxígeno para muestras del Cretáceo en el zócalo continental y en tierra, Cuenca Talara. (ISA 2005)

### 3.3 Maduración y Migración

La maduración de las rocas generadoras dentro de la columna estratigráfica probablemente comenzó durante el Mioceno, cuando los sedimentos en toda la cuenca de la provincia Talara, alcanzaron su máximo espesor. Kingston (1994), considera que la sección era lo suficientemente gruesa a fines del Eoceno, para la generación de hidrocarburo. El espesor de las rocas sedimentarias en la Cuenca Talara exceden los 9000 m. (29500 ft) desde carbonatos y areniscas del Cretáceo medio, combinados con conglomerados y arcillas del Paleoceno y Eoceno (Raez Lurquin, 1999).

El inicio de la migración y el emplazamiento, fue probablemente en el Mioceno. El

fallamiento y fracturamiento en toda la Cuenca Talara, han incrementado la migración vertical de hidrocarburos. Indicadores cromatográficos de gas Paleocénico en varios campos que se encuentran dispersos en toda la Cuenca, pueden dar pruebas de dos o más fases de migración. La información proporcionada después de los análisis espectrográficos gas-masa, adicional a la presencia de filtraciones a superficie, indican que una activa migración esta ocurriendo en la cuenca.

Es importante considerar la baja densidad del petróleo para mencionar su mayor facilidad en la migración por su baja viscosidad.

Zúñiga-Rivero et al (1998b) llegaron a la conclusión que: (1) gran parte o la totalidad de la migración de hidrocarburos, se produjo después de una fase de compresión leve, debido a que el área de distribución de petróleo y gas, muestra un entrapamiento estructural en forma de anticlinales o cierres en domos; y (2) el fallamiento normal modificando la estructura, permite la redistribución de los hidrocarburos y en cierta medida, la presencia de un segundo pulso de la migración.

Gonzáles y Alarcón (2002) indican, que basados en información magnética, gravimétrica, sísmica y geoquímica: (1) la migración de hidrocarburos fue principalmente desde rocas generadoras del Cretáceo de la cuenca, lateralmente hacia las fallas, 20 – 600 m. verticalmente a lo largo de las fallas en la mayoría de las trampas; (2) posterior migración vertical a lo largo de sistemas de fallas, y distancias de migración lateral, las cuales fueron 10 – 50 Km.; y (3) hubo varios periodos de la migración, basado en parte en biodegradación temprana de petróleo seguida de aceites no biodegradados.

#### 3.4 Roca Reservorio

Hay mas de 40 campos entre petróleo y gas en la Cuenca Talara, con nada menos que una docena de formaciones por pozo reportados como producción combinada (*commingled*) (Petroconsultants, 1996). Los principales reservorios, son areniscas de ambiente sedimentario marino y marino somero del Eoceno. Hay 3 campos que producen petróleo y gas de cuarcitas del Grupo Amotape (Pensilvaniano), también se tiene producción de petróleo desde el Eoceno y areniscas del Cretáceo; un cuarto campo, Campo Zorro, ahora

abandonado, produjo 100,000 barriles solo del Grupo Amotape. De igual manera un campo produce gas de la Formación Máncora (Oligoceno).

Los reservorios son principalmente areniscas en las formaciones siguientes:

- Cuarcitas fracturadas del Grupo Amotape (Pensilvaniano).
- Formaciones Ancha y Petacas (Cretáceo Superior), Grupo Mal Paso.
- Areniscas Paleocénicas de las formaciones Mesa y Balcones, Grupo Mal Paso Superior.
- Eoceno inferior y medio (Incluyendo formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Ostrea y Echinocyamus).
- Grupo Talara, Eoceno Medio y Superior (Incluyendo miembros Terebrátula, Hélico, y Formación Pozo (al Sur de la cuenca) y Yapato (al Norte)).
- Formación Verdún, Eoceno Superior del Grupo Lagunitos.
- Formación Máncora, Oligoceno.

La sección Terciaria de la Cuenca Talara presenta las mejores condiciones de reservorio, aunque efectos diagenéticos post depositacionales, hayan reducido la calidad de los mismos. La serie sedimentaria Paleocena, compuesta por areniscas de la Formación Mesa, constituye el primer nivel productivo del Terciario. Durante el Eoceno, se desarrollan varias unidades con características de roca reservorio, como por ejemplo: Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Ostrea, Echinocyamus, Terebrátula, Hélico, "Brechas Talara", Areniscas Talara y Verdún que representan los reservorios más importantes.

En términos de ambientes de depositación, la sección inferior (Grupo Salinas, Eoceno Inferior), esta constituida por una asociación de depósitos fluvio-deltaicos someros compuestos principalmente por areniscas y conglomerados. En el Grupo Talara, la sedimentación es predominantemente en ambientes marinos someros a profundos (Areniscas Talara) y los reservorios, son principalmente turbiditas con depósitos muy canalizados (Miembro Hélico, por ejemplo). La Formación Verdún (perteneciente al Grupo Lagunitos) representa depósitos turbidíticos de fuerte geometría canalizada encontrando las mejores tendencias productivas en el yacimiento de Laguna y Carrizo dentro del Lote X.

Con relación al potencial de cada reservorio, la presencia de fracturas naturales son elementos que incrementan la capacidad productiva del Grupo Amotape. Los reservorios de las formaciones Basal Salina y Mogollón, presentan una combinación entre fracturas naturales y porosidad matricial incrementando su capacidad de flujo y almacenamiento. Para los otros reservorios, la permeabilidad de la matriz asume un rol importante en el potencial productivo, aunque la contribución de fracturas naturales en algunas áreas, también puede ser significativa. Como patrón de estimulación, todos los reservorios son fracturados hidráulicamente como forma de incrementar su potencial productivo.

### 3.5 Roca Sello

El sello para las trampas de hidrocarburos, son mayormente definidos por la presencia de niveles lutáceos de diferentes espesores. Para el intervalo de la base del Terciario hasta el tope de Echinocyamus, los sellos son normalmente capas de lutitas de poco espesor (de 50 a 150 pies). Para el Grupo Talara, los horizontes lutáceos son de mayor espesor (de 200 a 500 pies), ya que toda la sección fue depositada predominantemente en régimen de baja tasa de sedimentación y alta decantación.

### 3.6 Sobrecarga

La posición de la Cuenca Talara y las condiciones paleofisiográficas de la misma, permitieron una alta tasa de sedimentación principalmente durante el Terciario. Espesos paquetes de sedimentos, fueron depositados en cortos espacios de tiempo proporcionando las condiciones ideales para la maduración de la materia orgánica.

Álvarez et al (2001) reconocen dos etapas principales de sedimentación: Una relacionada al Terciario Inferior (correspondiente al Grupo Salinas y Ostrea-Palegreda), donde la tasa de sedimentación alcanzó unos 1700 pies/millón de año; y la otra durante la depositación de los depósitos del Grupo Talara (aproximadamente Formación Pozo) y Grupo Lagunitos (formaciones Verdún y Carpitas), donde la tasa aproximada accede a 700 pies/millón de año. Al final del Eoceno, la Cuenca Talara tendría el espesor de sedimentos suficiente para la generación de hidrocarburos, según Kingston (1994).

El modelo de entrapamiento interpretado, está asociado a presencia de altos estructurales regionales y la presencia de compartimentalizaciones locales de menor escala por fallas normales. El petróleo tiende a concentrarse en estas zonas elevadas, normalmente contra las fallas (Leyva & Daudt, 2003). No se descarta la existencia de entrapamientos de menor magnitud, dentro de zonas estructuralmente deprimidas como el bajo de Siches. En este caso, las trampas podrían estar ubicadas en las rutas de migración de petróleo desde la cocina generadora hasta los altos productivos, pueden estar llenas hasta el punto de desborde. Esto incrementaría el potencial exploratorio en las artesas y sus bordes.

Trampas más sutiles, de carácter estratigráfico – estructural, también son posibles pero aún no se ha caracterizado con precisión, principalmente por la baja calidad de la data sísmica (Álvarez et al, 2001).

**CAPITULO IV**  
**MODELO GEOLÓGICO EN EL ÁREA DE ESTUDIO**  
**FORMACIÓN VERDÚN**

4.1 Generalidades

Con la información disponible se realizó un estudio geológico mas localizado y detallado, con el objetivo de identificar el área de estudio, dentro de un contexto geológico regional y realizar posteriormente el modelo geológico integrado 3D, el cual determine las características de rocas reservorios de la zona.

4.2 Base de Datos

Para el presente estudio, se utilizó la información de 52 pozos, de los cuales, 51 pozos poseen curvas de resistividad somera y profunda, 50 pozos con curvas de SP (Potencial espontáneo), 47 pozos con curvas de GR (*Gamma Ray*), 15 pozos con registro porosidad (Densidad). Además 3 pozos tienen núcleos convencionales, registros de buzamiento, análisis de petrofísica básica y petrofísica especial y registros de imágenes. Todos los pozos tienen información de muestras de canaleta (registros litológicos).

Se usó la información de 2 afloramientos de la Formación Verdún, que se tomaron en cuenta como análogos, debido a su lejanía de la zona de estudio. A su vez el Lote X cuenta con informes técnicos de bioestratigrafía.

#### 4.3 Modelo Sedimentológico - Estratigráfico

La Formación Verdún en el yacimiento de Laguna fue analizada usando datos sedimentológicos (afloramientos análogos, núcleos, muestras de canaleta y bioestratigrafía) y registros de pozos. La integración de toda esta información permitió definir facies sedimentarias (litofacies), superficies estratigráficas y finalmente el Modelo Sedimentario. Paso importante fue la integración roca-perfil en pozos con núcleos convencionales, lo cual permitió definir patrones de apilamiento e identificar las superficies estratigráficas en los demás pozos del área.

La Formación Verdún de época Eoceno Superior, que estratigráficamente se encuentra sobreyaciendo en discordancia paralela al Grupo Talara e infrayace en contacto normal a la Formación Chira (Figura 15), posee un ambiente depositacional marino formado por depósitos turbidíticos de textura conglomerádica y arenosa con alto grado de heterogeneidad, con un espesor promedio de 500 pies (152 m). Los sedimentos de esta formación rellenan un depresión en el sentido noreste-suroeste, de 4 km. de largo por 2 km. de ancho, está relacionada con eventos tectónicos que provocaron la reactivación de la falla normal "Somatito". Los límites interpretados para la sedimentación turbidítica en el campo son: Al Oeste el sistema de fallas Somatito (de rumbo Noreste-Suroeste y buzamiento sureste), y por paleorelieves de suave inclinación observados al Este y al Sur. El límite norte-noreste no es definido ya que el aporte sedimentario es proveniente de esta dirección. También se ha interpretado depósitos de flujo lodoso (*mud debris-flow*), en la parte inferior de la unidad que es ortogonal al sistema principal de aporte. Un bloque diagrama esquemático del modelo depositacional de la Formación Verdún en el área del proyecto se muestra en la Figura 16 y una sección esquemática más regional en la Figura 17.

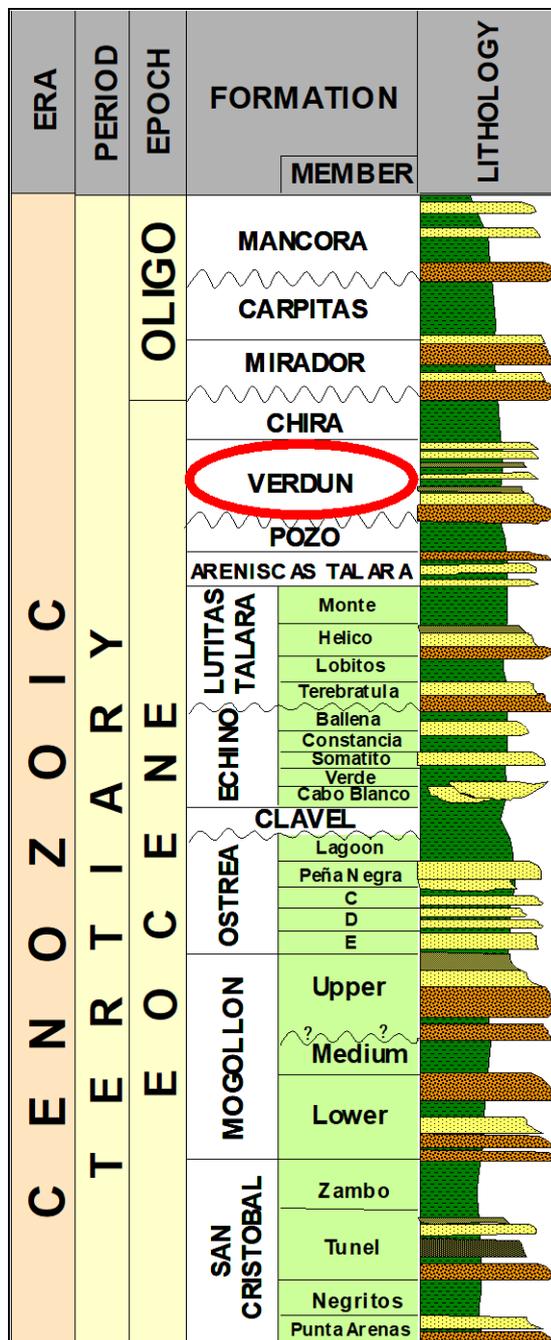


Figura 15 - Columna Estratigráfica del Eoceno donde se puede apreciar la ubicación de la Formación Verdún. (ISA 2005)

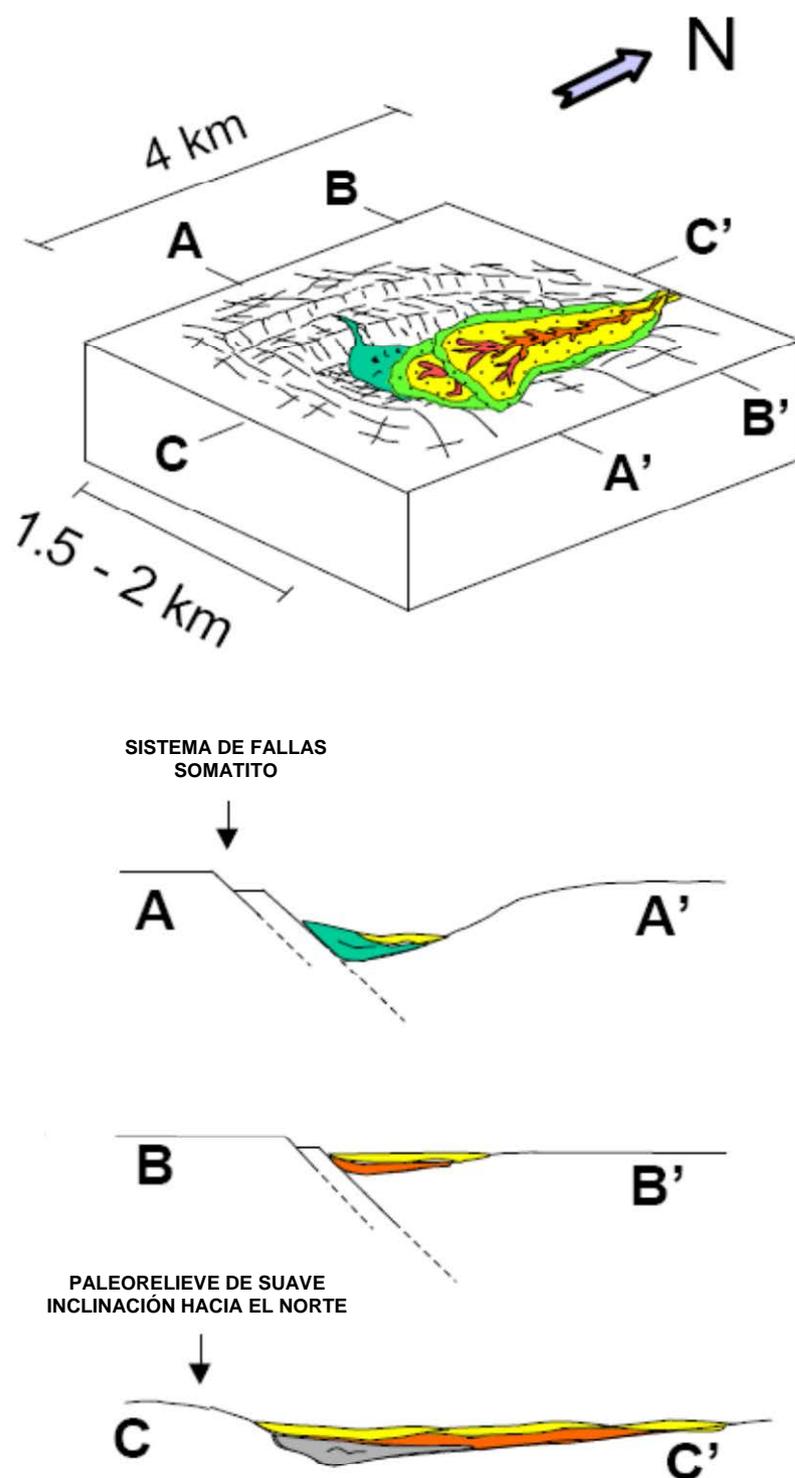


Figura 16 - Bloque diagrama esquemático mostrando la configuración geométrica del paleorelieve (según Daudt, 2003).

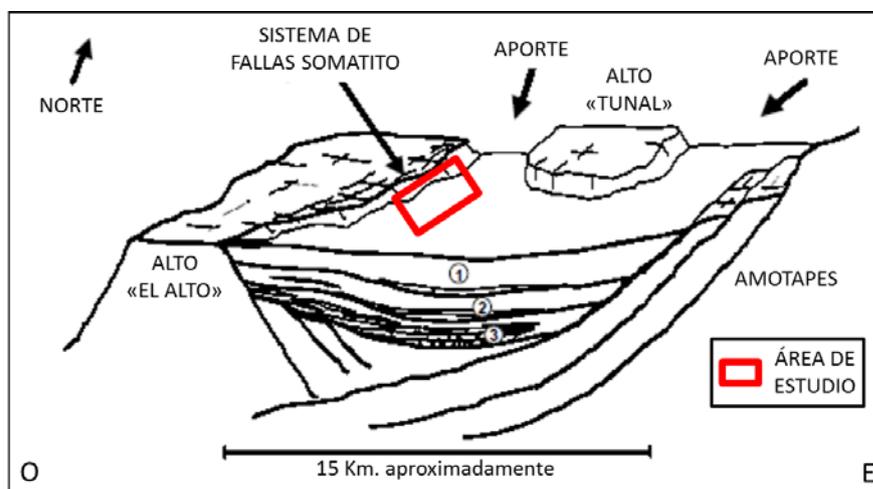


Figura 17 - Sección esquemática Oeste-Este, perpendicular a la dirección general de flujo, mostrando el patrón de apilamiento regional de la Fm. Verdún. Dos posibles aportes sedimentarios: Desde el Norte y del Noreste. El adelgazamiento en la dirección Oeste esta contra sucesivas fallas normales que forman parte del Sistema de Fallas Somatito que representan el límite este del alto «El Alto» (según Daudt, 2003).

#### 4.3.1 Interpretación Paleoambiental

La presente interpretación paleoambiental se sustenta en los estudios realizados sobre los núcleos de 3 pozos por el Laboratorio LCV del Perú en el año 1998.

Se interpreta un ambiente general depositacional del tipo somero submarino (turbiditas).

Los principales elementos que permiten interpretar como marino los abanicos, son la presencia de fauna característica de ambiente marino somero, tal como el foraminífero "*Lepidocyclina peruviana (Cushman)*", las evidencias de retrabajo de olas y la bioturbación. No fueron reconocidos paleosuelos. Se reconocieron distintas facies sedimentarias, sobre la base de la litología y las estructuras sedimentarias. Las mismas fueron agrupadas y el cual se detallan a continuación. Se interpretaron los procesos depositacionales que las generaron así como también su ubicación dentro del abanico.

#### 4.3.1.1 Asociación de Facies

##### Facies A:

Depósitos: Facies con predominio de conglomerados. Areniscas y lutitas subordinadas. Capas individuales de 4 a 6 pies. Gradación normal o inversa. Masivos. Clastos de variada composición (de la Formación Pananga, Cretáceo-Albiano, y de la Formación Ostrea, Eoceno inferior), redondeados a subredondeados. Tamaño máximo 15 pulgadas. Matriz arenosa. Cemento calcítico escaso.

Fósiles: Foraminíferos (*Lepidocyclina peruviana (Cushman)*), ostreas y gasterópodos. Otros retrabajados de la Formación Pananga, como *Nerinea cf.*

Procesos: Flujos de avalancha.

Interpretación: Abanico proximal.

##### Facies B:

Depósitos: Facies con predominio de areniscas. Lutitas subordinadas y conglomerados escasos a ausentes. Moderada a mala selección.

Bancos de areniscas de hasta 4 pies, con base y techo neto. Variedades con cemento calcítico, con clastos de arcilla, etc. Calcos de carga. Estructuras de escape de agua. Capas con estratificación cruzada de bajo ángulo. Gradación normal. Capas amalgamadas. Lutitas con estratificación lenticular, convoluta y deformación. Muy escasa bioturbación.

Fósiles: Lamelibranquios, equinodermos y foraminíferos (*Lepidocyclina peruviana (Cushman)*), restos de plantas carbonizadas.

Procesos: Flujos turbidíticos.

Interpretación: Abanico distal.

##### Facies C:

Depósitos: Facies con predominio de lutitas. Presentan laminación paralela. Subordinada estratificación lenticular, convoluta y deformación por carga. Areniscas en bancos de hasta 4 pulgadas con base y techo neto. Ocasionalmente bancos amalgamados. Fósiles: Foraminíferos (*Lepidocyclina peruviana (Cushman)*).

Procesos: Flujos turbidíticos distales y decantación. Depósitos de muy baja energía.

Interpretación: Abanico distal y cuenca.

El análisis vertical del intervalo estudiado en uno de los núcleos permite caracterizar el desarrollo de una secuencia que refleja, de tope a base, una tendencia general granodecreciente. La misma estaría generada posiblemente por un cambio en el aporte de los sedimentos y/o la modificación del relieve causada por el propio crecimiento del abanico.

En la Figura 18 se muestra de manera ilustrativa la interpretación de facies realizada para uno de los núcleos.



Figura 18 – Interpretación ilustrativa de las facies de uno de los núcleos convencionales de la Formación Verdún en el área del proyecto (Pozo EA 8004). Profundidad en pies.

#### 4.3.2 Información de Afloramientos

Como resumen de la información obtenida de afloramientos, se interpreta que en las secuencias inferiores (más conglomerádicas) hay una tendencia de mayor comunicación entre los canales, es característico un patrón de apilamiento retrogradacional. En las secuencias superiores, la conectividad de estos depósitos tiende a ser menor. Interpretación basada en criterios de afloramientos y en 3 núcleos (según Daudt, 2003). Figura 19.



Figura 19 - Afloramientos de la Formación Verdún: Izquierda: Afloramiento cerca al área de Máncora donde se aprecia los depósitos generados por corrientes de turbidez de alta densidad (facies conglomerádicas). Derecha: Afloramiento ubicado en el área de Lobitos. Facies de conglomerados y areniscas. Se observa en la parte inferior estructuras de tracción y en la parte superior, más arenosa, sugiere una depositación rápida por suspensión. (Daudt, 2003)

Con toda esta información antes mencionada, los depósitos fueron divididos en 5 secuencias genéticas de cuarto orden (Figura 20), correlacionadas en los pozos del proyecto usando sus superficies discordantes (Figura 21).

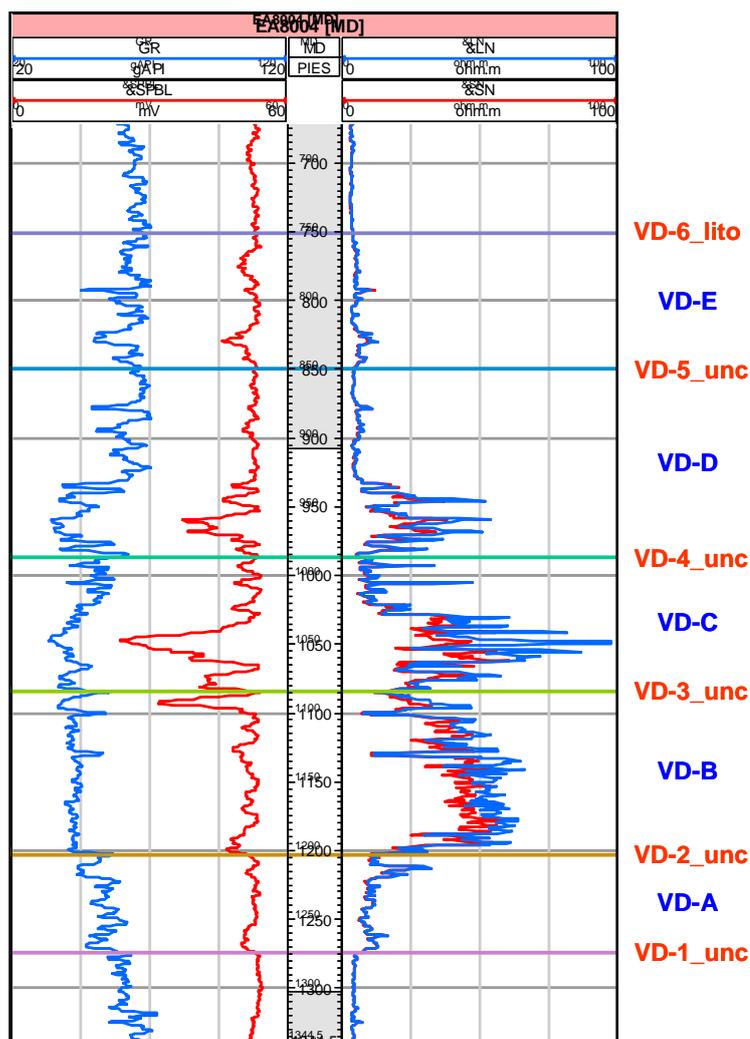


Figura 20 - Perfil tipo en el cual se aprecian los nombres de las superficies estratigráficas

(rojo) y los nombres de las unidades identificadas (azul) para la Formación Verdún.

Pozo EA 8004. *Unc*: Discordancia, *Lito*: Superficie litoestratigráfica. Registros: Gamma Ray (GR), Resistividad Profunda (&LN), Resistividad Somera (&SN) y Potencial Espontáneo con línea base en 54mV. (SPBL)

La unidad VD-A se caracteriza por tener una granulometría fina predominando litologías limolíticas y lutitas sobre areniscas muy finas. En las unidades VD-B, VD-C, VD-D y VD-E, predominan secuencias granodecrecientes con litologías que van desde conglomerados a lutitas.

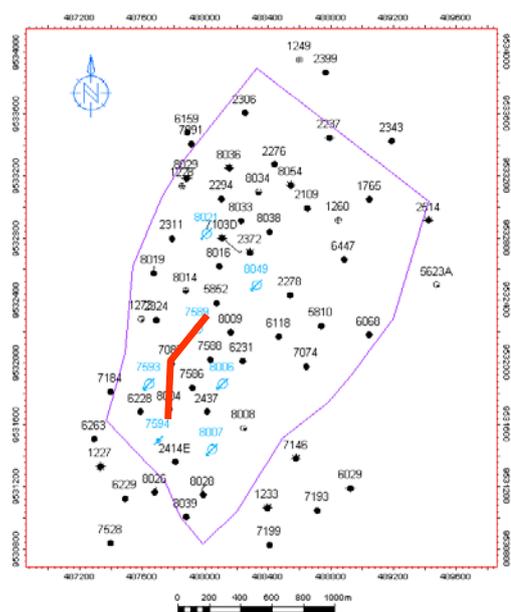
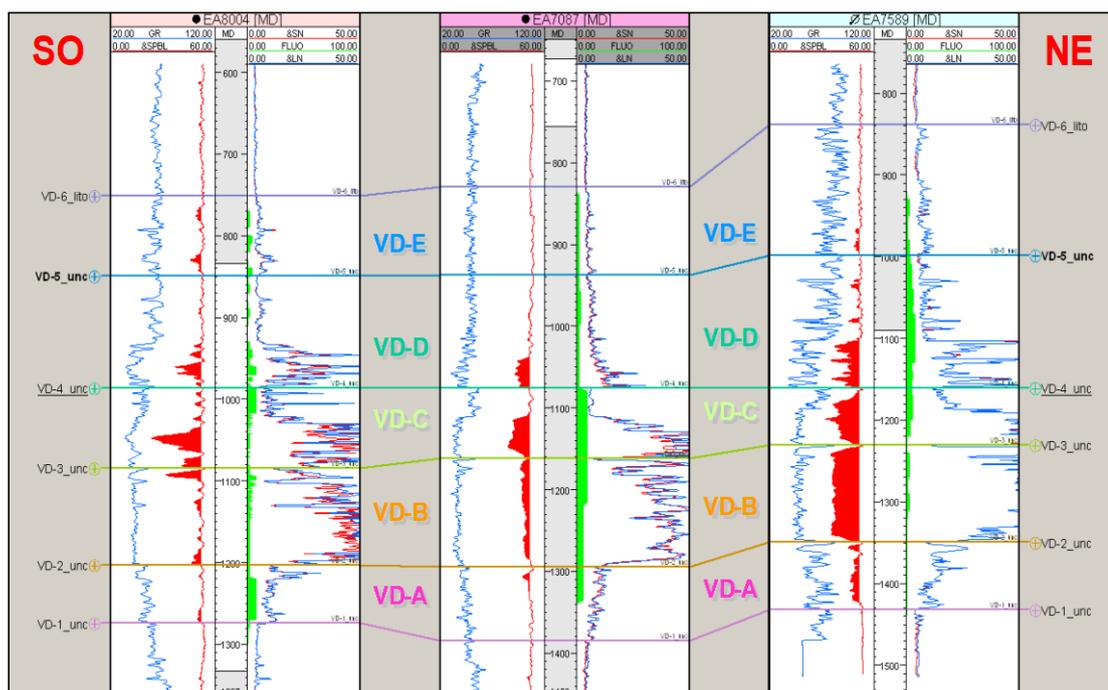


Figura 21 – Parte superior: Sección de correlación SO-NE donde se puede apreciar las superficies estratigráficas y unidades identificadas para la Formación Verdún en el yacimiento Laguna. Datum: Superficie VD-4\_unc. Profundidad en pies. Izquierda: Mapa de ubicación de la sección de correlación (línea roja).

#### 4.4 Modelo Estructural

La interpretación estructural se basó en registros eléctricos a hueco abierto, interpretando con ellos la correlación de las superficies estratigráficas y controles de fallas en los pozos del área de estudio. El modelo se encuentra en área de esfuerzos distensivos, generando un fallamiento normal pre y post depositación de los sedimentos. Esto a su vez, generó zonas de fracturamiento paralelo a las principales fallas, identificados en los registros de imágenes. El buzamiento de las capas en promedio es de 10° al NE.

Las principales fallas son: El sistema de fallas Somatito con rumbo NE-SO y buzamiento SE, generando un desplazamiento vertical entre bloques de alrededor de 700 pies. Este sistema de fallas limita al bloque principal por el Oeste. La falla II que divide al bloque en dos con rumbo NO-SE y buzamiento al NE y desplazamiento vertical que varía entre 100-450 pies. La falla V, paralela a la falla II y con buzamiento similar, limita al bloque por el Sur. Posee un desplazamiento entre bloques alrededor de 150 pies. La falla III que limita al bloque por el Este, de rumbo NE-SO y buza al SE con un desplazamiento vertical de 100 pies en promedio. Internamente el bloque posee fallas no sellantes paralelas a las principales, de menor desplazamiento vertical. Figura 22.

Con toda esta información se generaron los mapas estructurales de todas las superficies identificadas de la Formación Verdún. Ver Figuras 23, 24, 25, 26, 27 y 28.

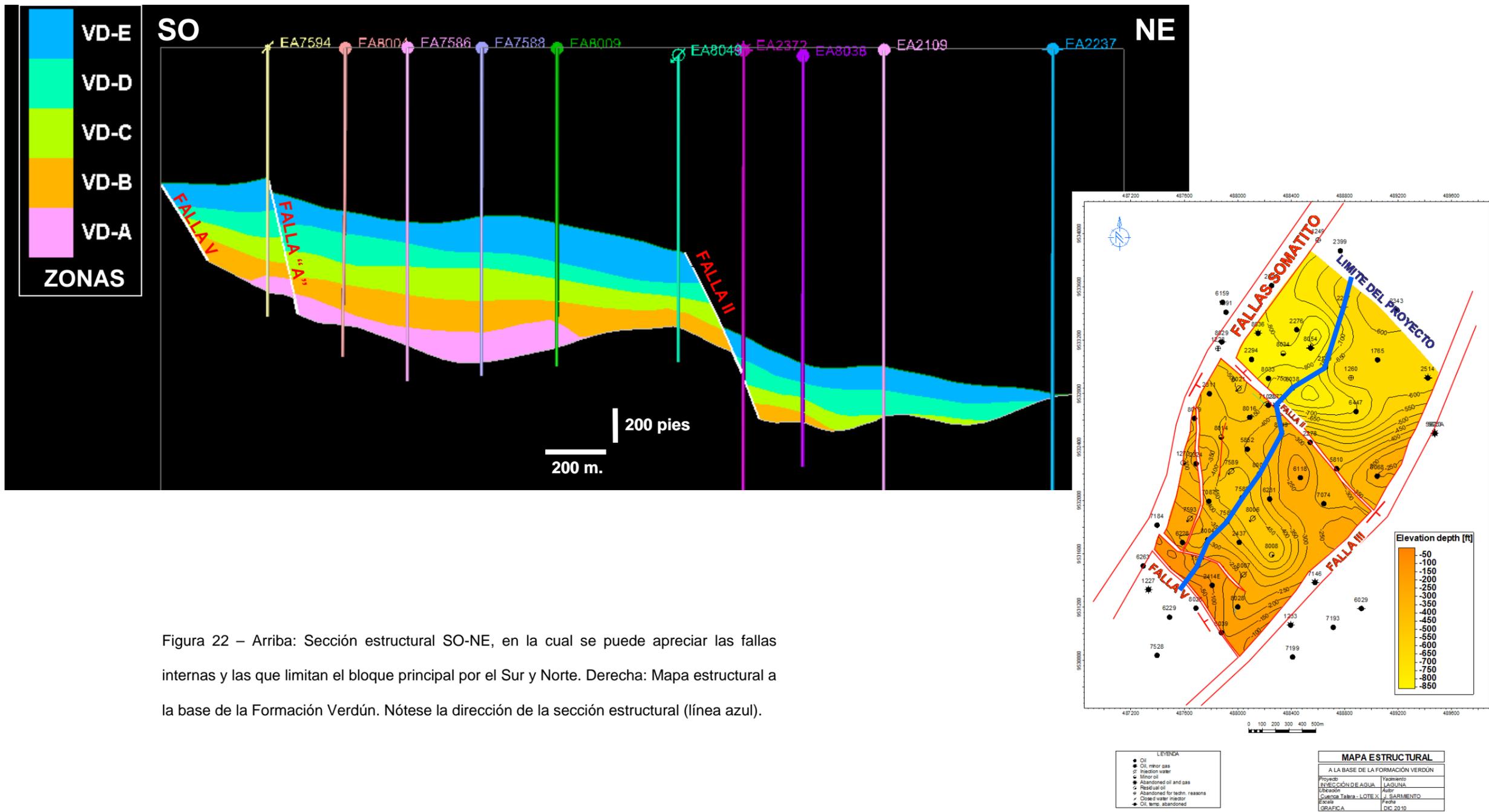
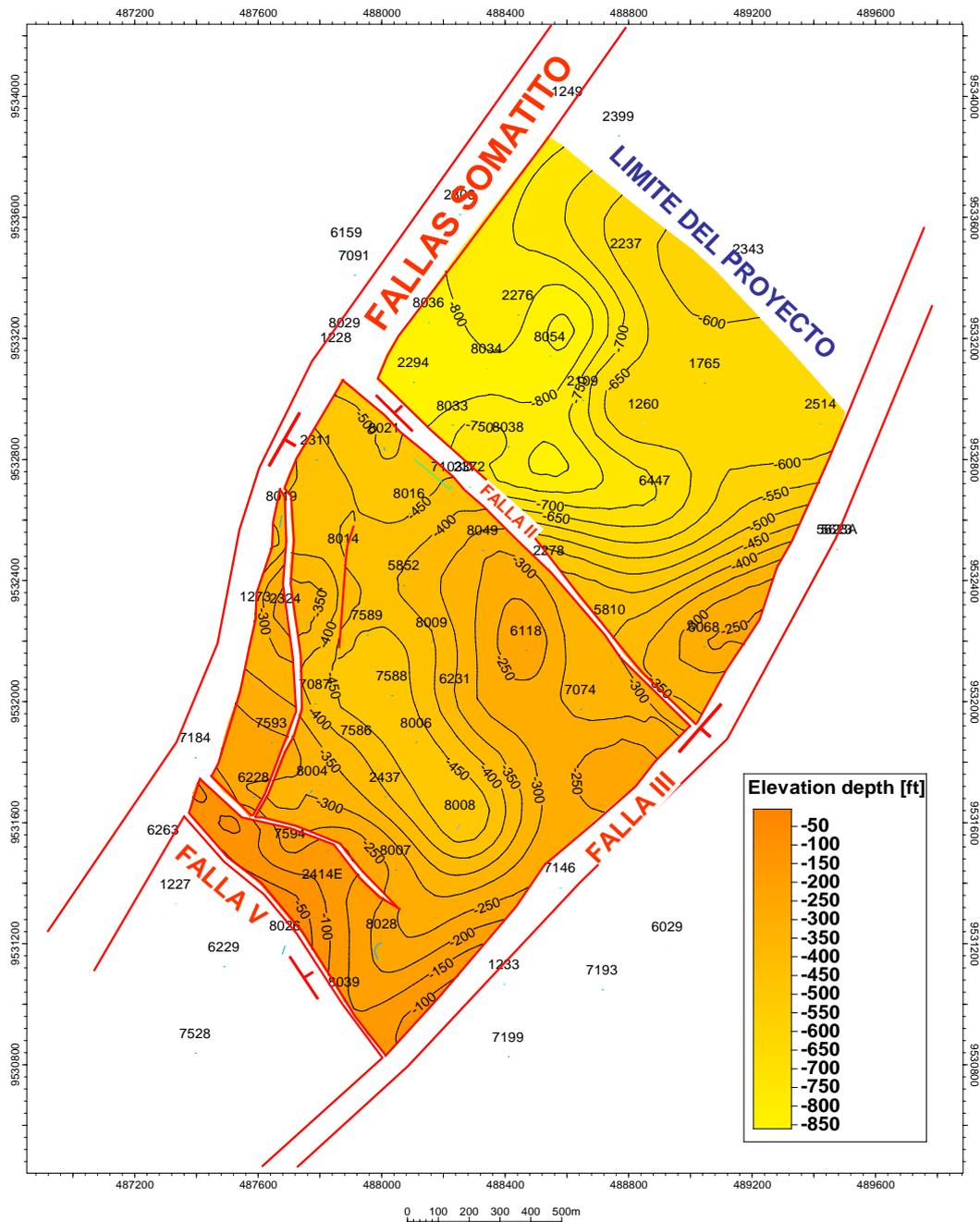


Figura 22 – Arriba: Sección estructural SO-NE, en la cual se puede apreciar las fallas internas y las que limitan el bloque principal por el Sur y Norte. Derecha: Mapa estructural a la base de la Formación Verdún. Nótese la dirección de la sección estructural (línea azul).



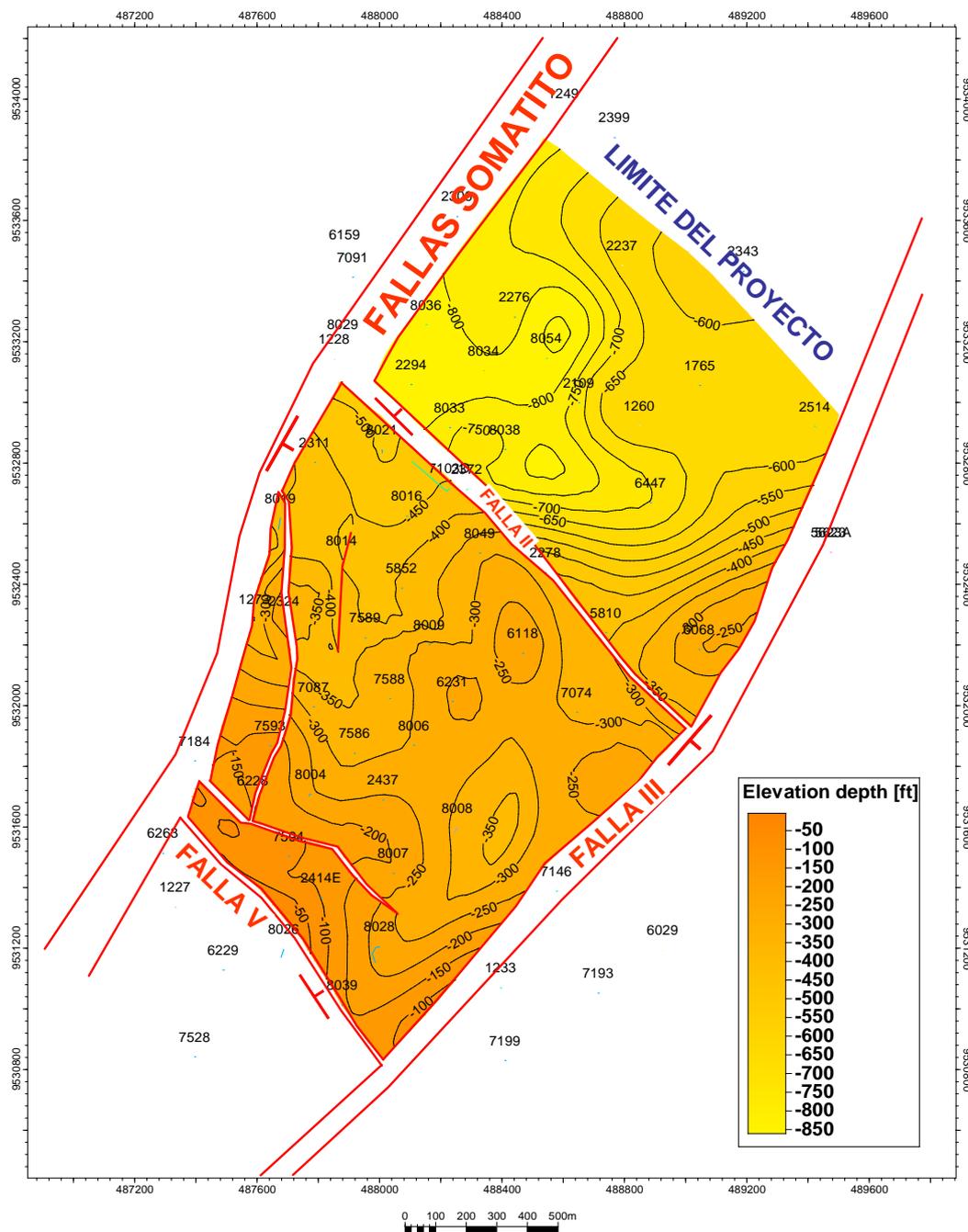
**LEYENDA**

- Oil
- Oil, minor gas
- Injection water
- Minor oil
- Abandoned oil and gas
- Residual oil
- Abandoned for techn. reasons
- Closed water injector
- Oil, temp. abandoned

**MAPA ESTRUCTURAL**

Superficie	Formación
VD-1_unc	VERDÚN
Proyecto	Yacimiento
INYECCIÓN DE AGUA	LAGUNA
Ubicación	Autor
Cuenca Talara - LOTE X	J. SARMIENTO
Escala	Fecha
GRAFICA	DIC 2010

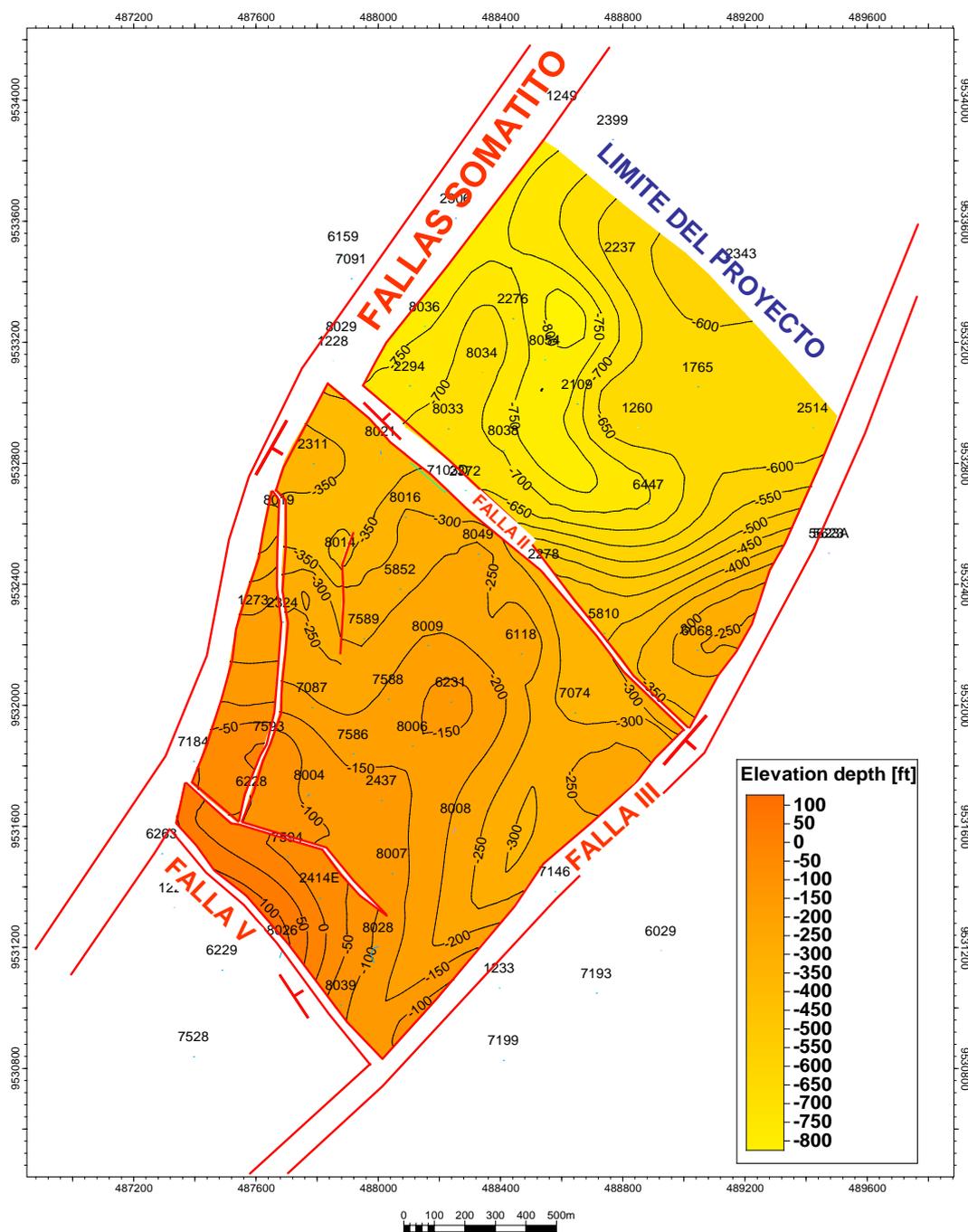
Figura 23 - Mapa estructural de la superficie VD-1\_unc. Formación Verdún.



LEYENDA	
Oil	
Oil, minor gas	
Injection water	
Minor oil	
Abandoned oil and gas	
Residual oil	
Abandoned for techn. reasons	
Closed water injector	
Oil, temp. abandoned	

MAPA ESTRUCTURAL	
Superficie	Formación
VD-2_ unc	VERDÚN
Proyecto	Yacimiento
INYECCIÓN DE AGUA	LAGUNA
Ubicación	Autor
Cuenca Talara - LOTE X	J. SARMIENTO
Escala	Fecha
GRÁFICA	DIC 2010

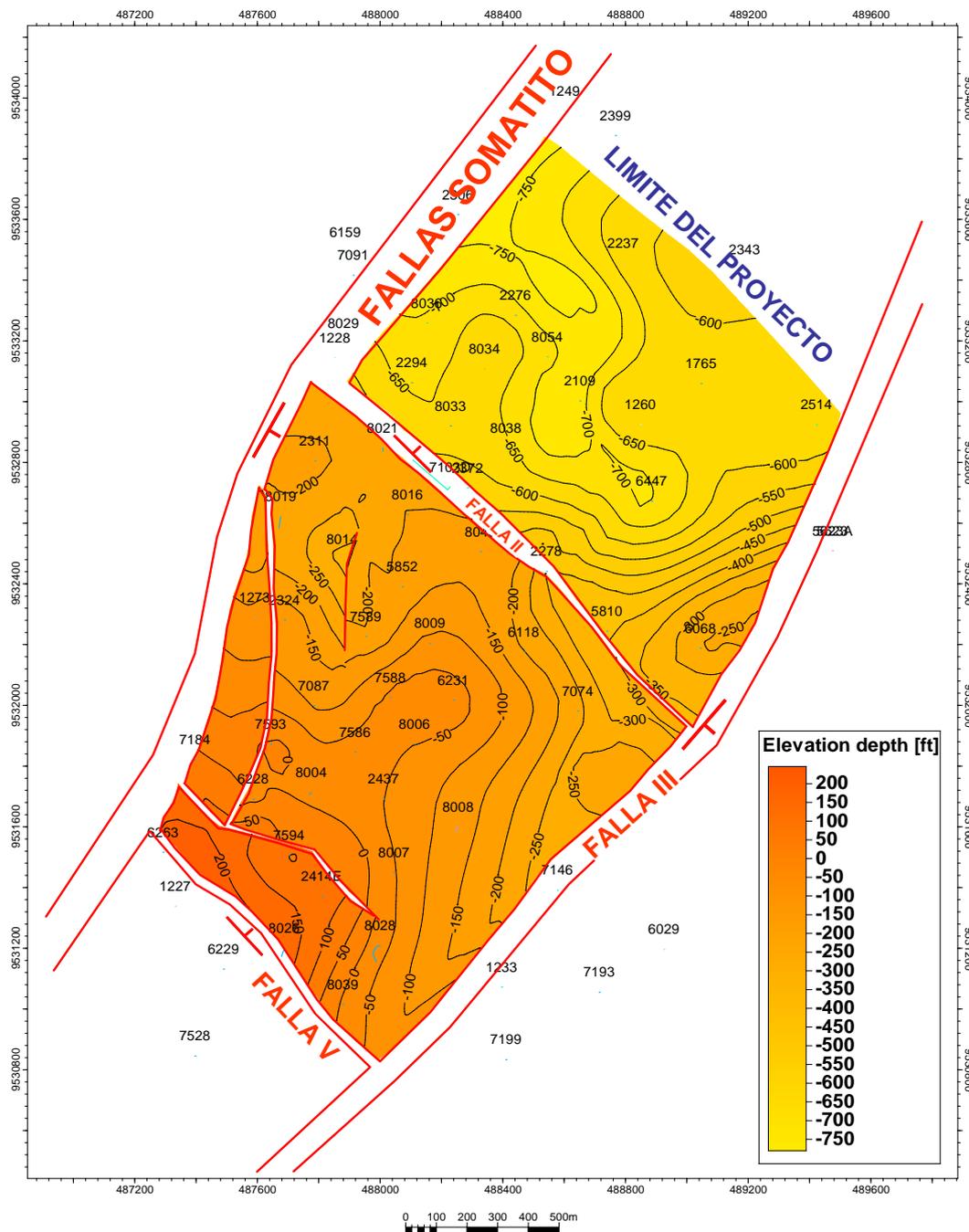
Figura 24 - Mapa estructural de la superficie VD-2\_ unc. Formación Verdún.



LEYENDA	
Oil	
Oil, minor gas	
Injection water	
Minor oil	
Abandoned oil and gas	
Residual oil	
Abandoned for techn. reasons	
Closed water injector	
Oil, temp. abandoned	

MAPA ESTRUCTURAL	
Superficie VD-3_unc	Formación VERDÚN
Proyecto INYECCIÓN DE AGUA	Yacimiento LAGUNA
Ubicación Cuenca Talara - LOTE X	Autor J. SARMIENTO
Escala GRAFICA	Fecha DIC 2010

Figura 25 - Mapa estructural de la superficie VD-3\_unc. Formación Verdún.



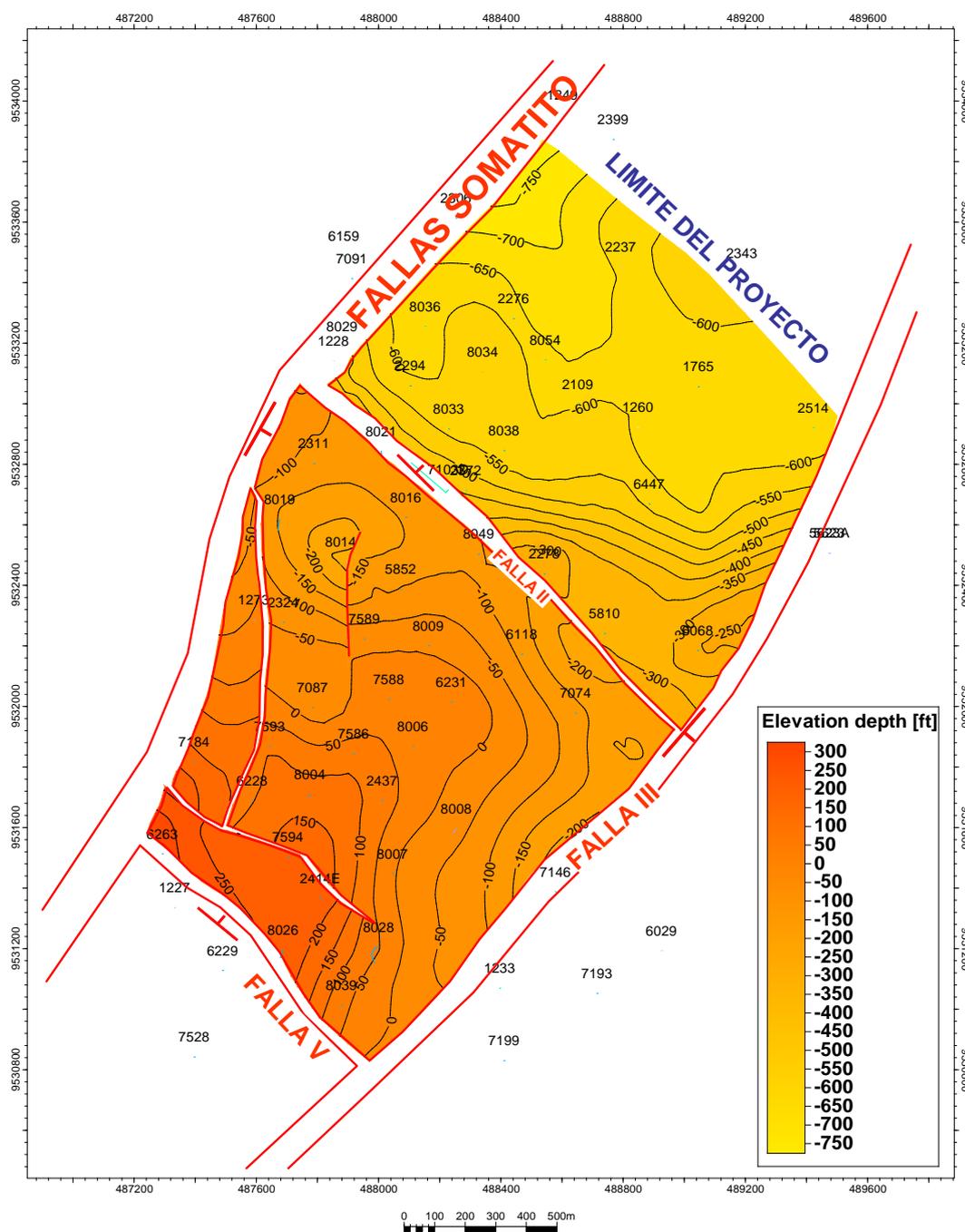
**LEYENDA**

- Oil
- Oil, minor gas
- Injection water
- Minor oil
- Abandoned oil and gas
- Residual oil
- Abandoned for techn. reasons
- Closed water injector
- Oil, temp. abandoned

**MAPA ESTRUCTURAL**

Superficie	Formación
VD-4_ unc	VERDÚN
Proyecto	Yacimiento
INYECCIÓN DE AGUA	LAGUNA
Ubicación	Autor
Cuenca Talara - LOTE X	J. SARMIENTO
Escala	Fecha
GRAFICA	DIC 2010

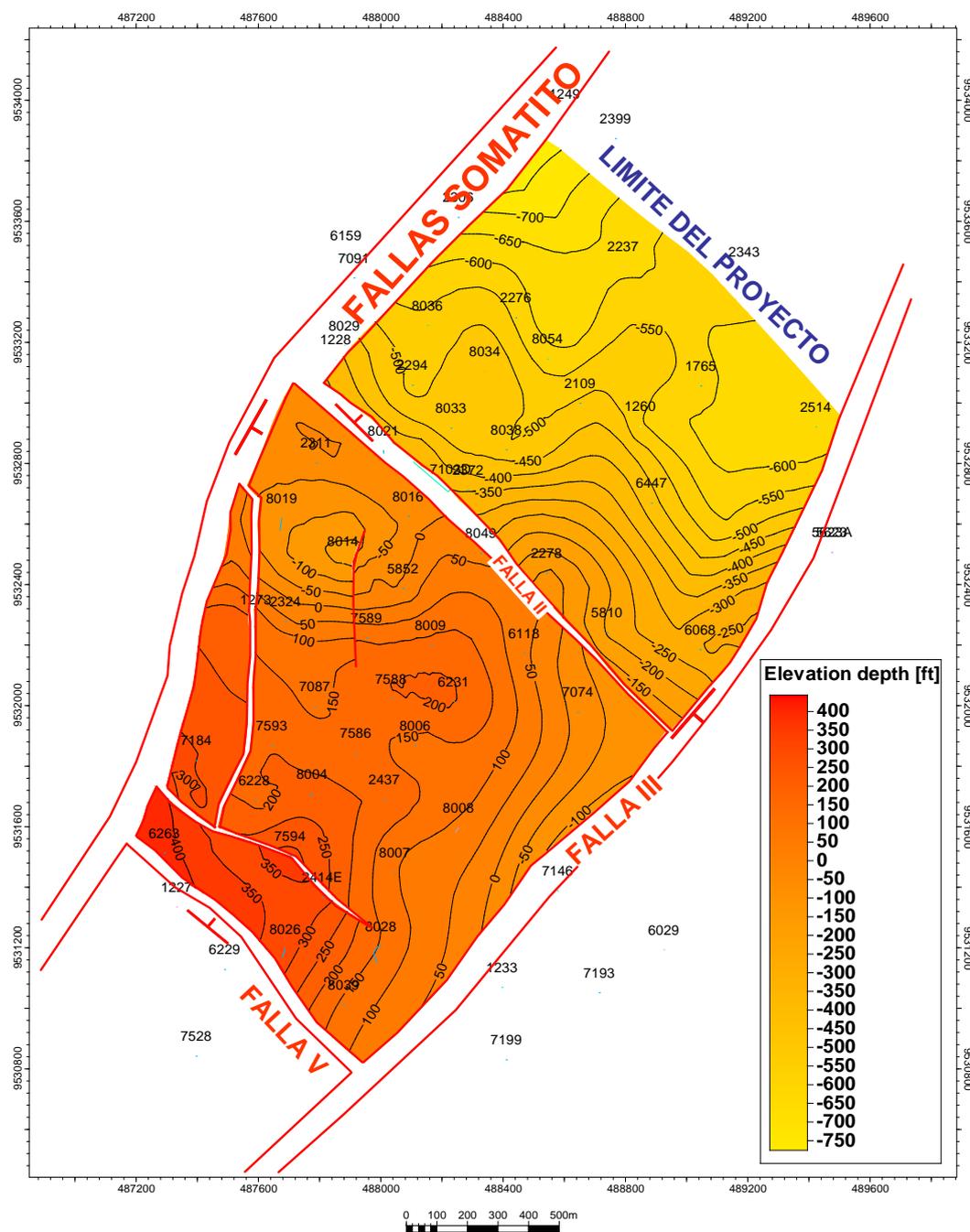
Figura 26 - Mapa estructural de la superficie VD-4\_ unc. Formación Verdún.



LEYENDA	
Oil	
Oil, minor gas	
Injection water	
Minor oil	
Abandoned oil and gas	
Residual oil	
Abandoned for techn. reasons	
Closed water injector	
Oil, temp. abandoned	

MAPA ESTRUCTURAL	
Superficie	Formación
VD-5_unc	VERDÚN
Proyecto	Yacimiento
INYECCIÓN DE AGUA	LAGUNA
Ubicación	Autor
Cuenca Talara - LOTE X	J. SARMIENTO
Escala	Fecha
GRAFICA	DIC 2010

Figura 27- Mapa estructural de la superficie VD-5\_unc. Formación Verdún.



**LEYENDA**

Oil
Oil, minor gas
Injection water
Minor oil
Abandoned oil and gas
Residual oil
Abandoned for techn. reasons
Closed water injector
Oil, temp. abandoned

**MAPA ESTRUCTURAL**

Superficie	Formación
VD-6_lito	VERDÚN
Proyecto	Yacimiento
INYECCIÓN DE AGUA	LAGUNA
Ubicación	Autor
Cuenca Talara - LOTE X	J. SARMIENTO
Escala	Fecha
GRÁFICA	DIC. 2010

Figura 28 - Mapa estructural de la superficie VD-6\_lito. Formación Verdún.

## 4.5 Modelo Petrofísico

### 4.5.1 Relación entre Litología y Parámetros Petrofísicos en la Formación Verdún

#### 4.5.1.1 Litología

La Formación Verdún está compuesta fundamentalmente por areniscas, conglomerados y areniscas conglomerádicas. A continuación se presenta las litofacies reservorios para las unidades principales VD-C y VD-B.

##### UNIDAD VD-C:

- Arenisca.
- Arenisca conglomerádica.

##### UNIDAD VD-B:

- Arenisca.
- Arenisca conglomerádica.
- Conglomerado.

Estas litologías estuvieron expuestas a compactación mecánica y posterior cementación, estos fenómenos redujeron la porosidad original, aunque estudios sobre núcleos reportan la presencia de porosidad secundaria producida por fracturamiento.

Como regla general, la porosidad, el tamaño poral y la permeabilidad dependen fundamentalmente de:

- 1) Tamaño de grano.
- 2) Selección.
- 3) Cantidad de cemento.
- 4) Grado de compactación.

Las areniscas y conglomerados de la Formación Verdún abarcan una amplia escala granulométrica y de selección dentro de la columna estudiada. Las primeras varían en selección de buena a regular y en granulometría, desde muy finas a muy gruesas. Los conglomerados, pobremente seleccionados, presentan variación en tamaño de los clastos desde gránulos hasta guijarros. De esta observación, se puede decir que el tamaño de grano y la selección son inversamente proporcionales. Las areniscas son las mejor seleccionadas, contrariamente a lo observado en las litofacies gruesas.

Esta Formación posee además del cemento: Sílice, calcita, siderita, etc., material arcilloso que rellena los poros.

Sobre la base anterior, se trató de obtener una ley representativa de porosidad-permeabilidad, se graficaron estos parámetros lográndose un ajuste aceptable para las areniscas y conglomerados.

Las expresiones obtenidas son:

**UBICACIÓN DE LOS INTERVALOS CON NÚCLEOS DE LOS 3 POZOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO**

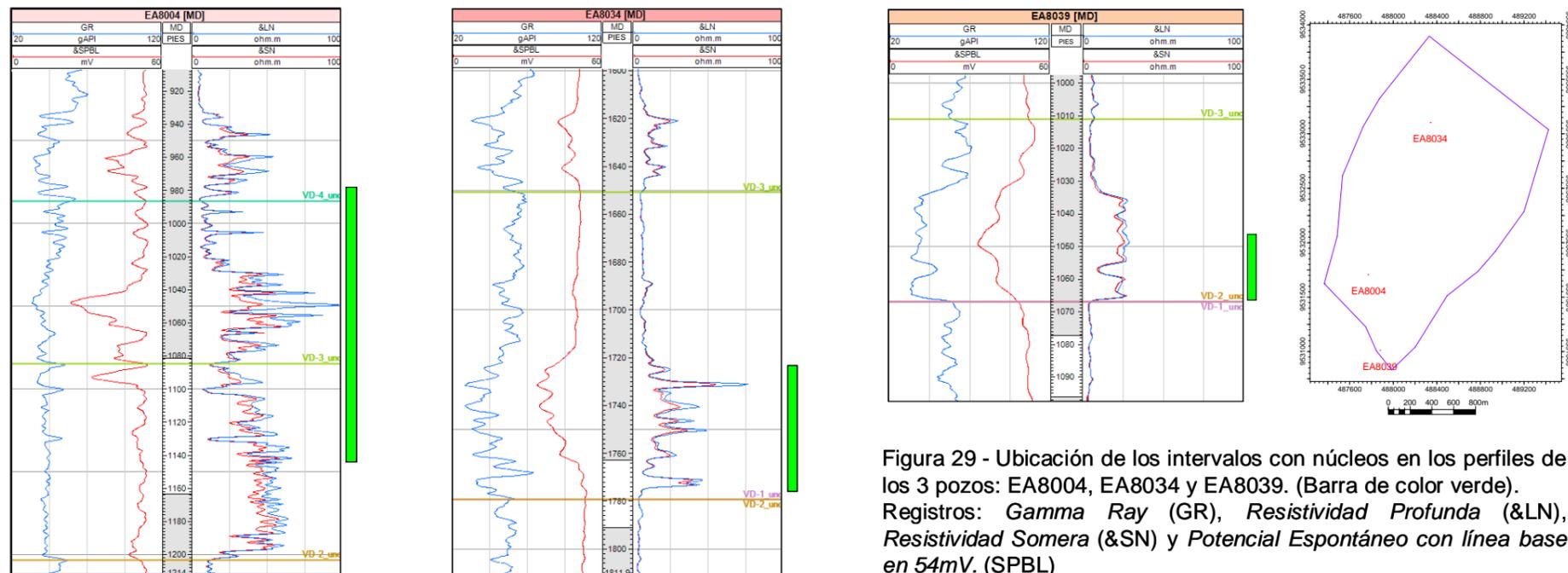


Figura 29 - Ubicación de los intervalos con núcleos en los perfiles de los 3 pozos: EA8004, EA8034 y EA8039. (Barra de color verde). Registros: *Gamma Ray (GR)*, *Resistividad Profunda (&LN)*, *Resistividad Somera (&SN)* y *Potencial Espontáneo con línea base en 54mV. (SPBL)*

**RELACIÓN POROSIDAD (Phi) – PERMEABILIDAD (K) PARA LAS LITOFACIES DE ARENISCAS Y CONGLOMERADOS**

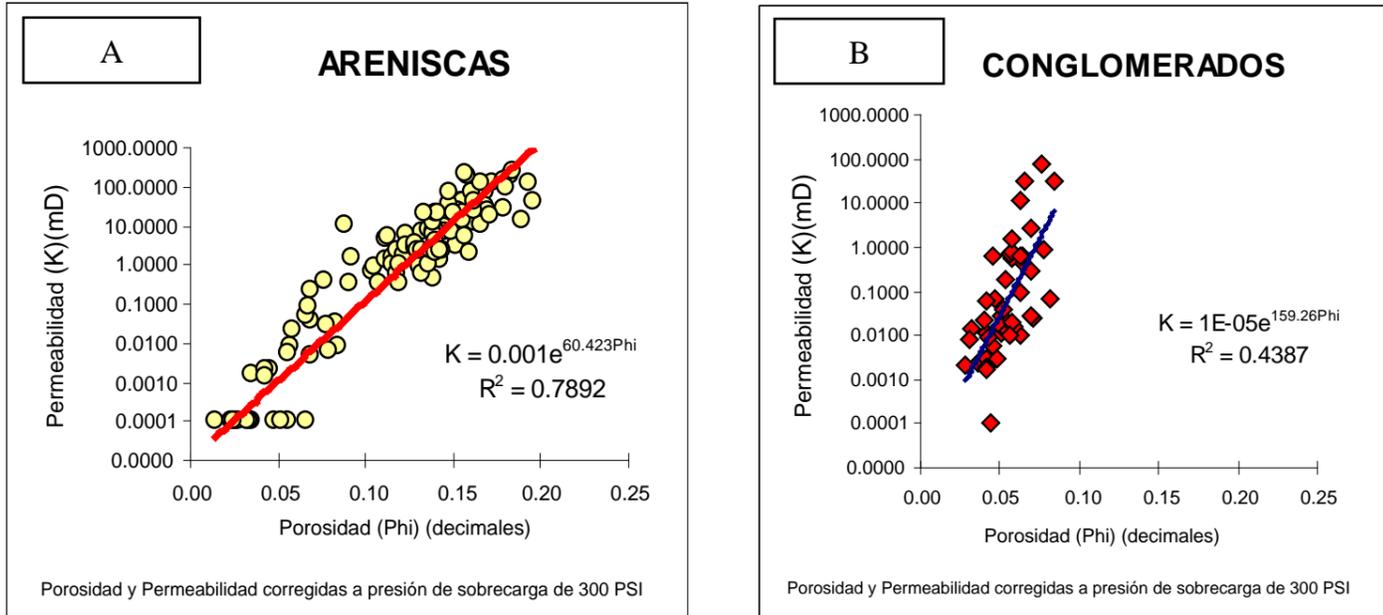
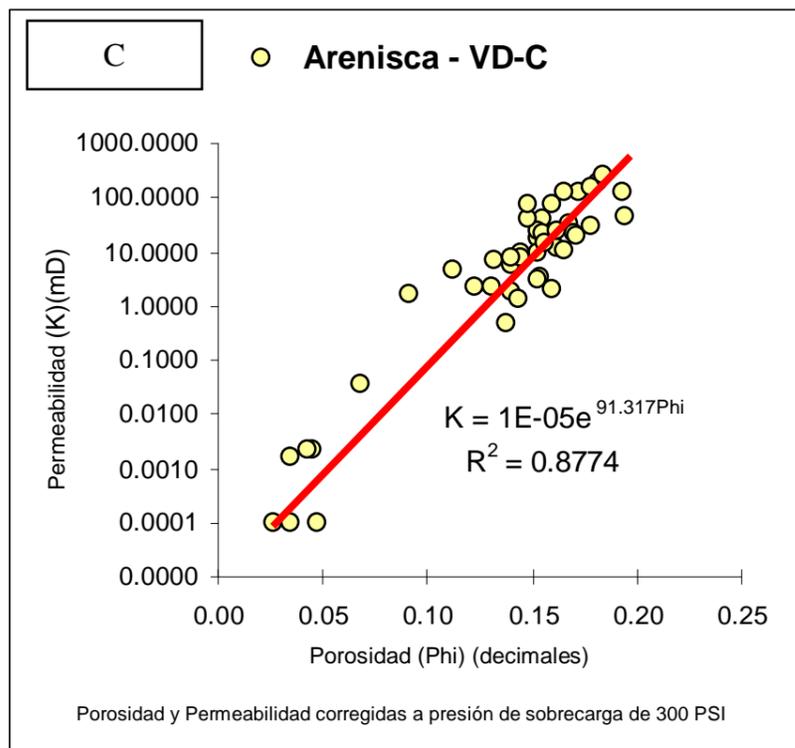
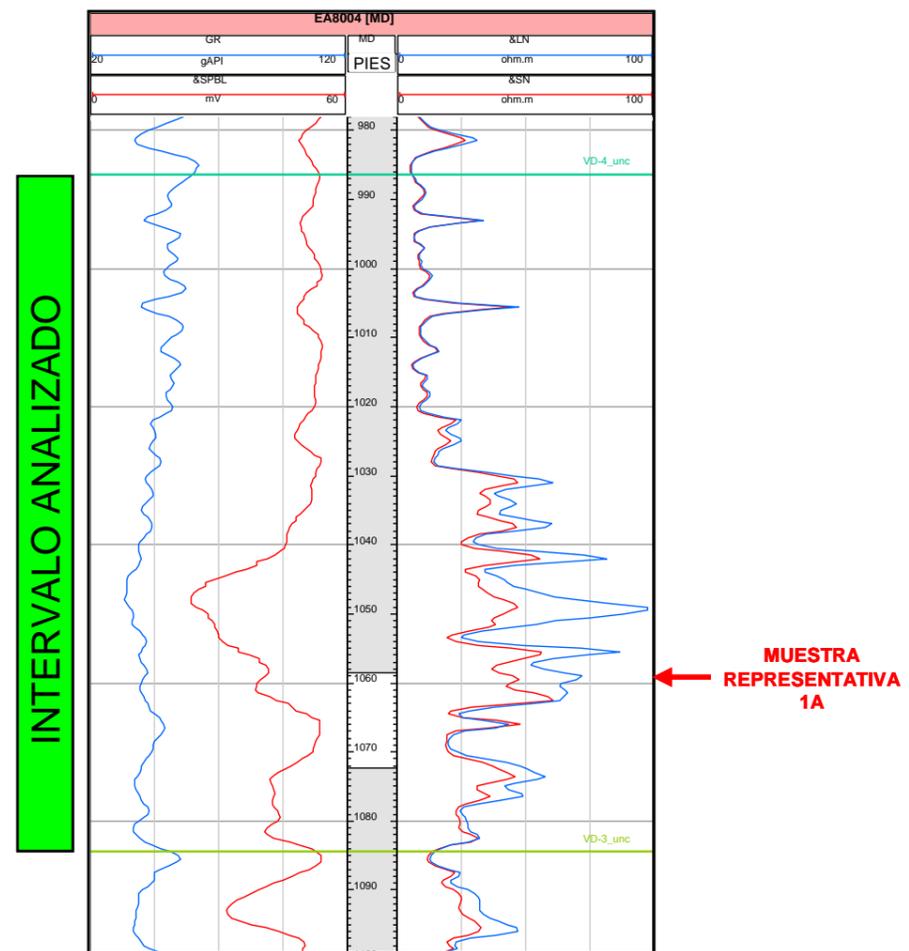


Figura 30 - En A y B, se presentan la Permeabilidad (mD) versus la Porosidad (decimales) ambas corregidas a presión de sobrecarga de 300 PSI, de las areniscas y conglomerados de los 3 pozos con núcleos. Se puede notar el buen grado de correlación existente entre las areniscas, lo que no sucede para los conglomerados. Si embargo cuando agrupamos ésta información por sus respectivas unidades estratigráficas (a continuación), observaremos la mejora de dichas correlaciones.



**UNIDAD VD-C: LITOFACIES DE ARENISCAS**



Se puede observar en C un coeficiente de correlación ( $R^2$ ) de 0.8774, entre la **Permeabilidad** y la **Porosidad** de las areniscas para la **Unidad Verdún C**.

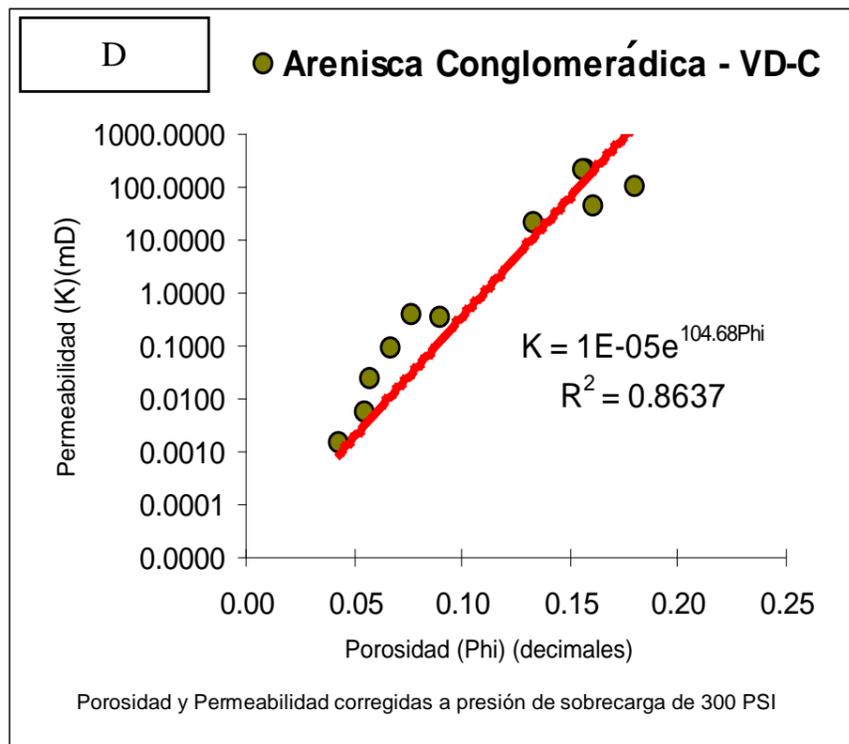
**Porosidad (Phi): 9.97%**  
**Permeabilidad (K): 1.471 mD.**

**Muestra representativa: 1A**

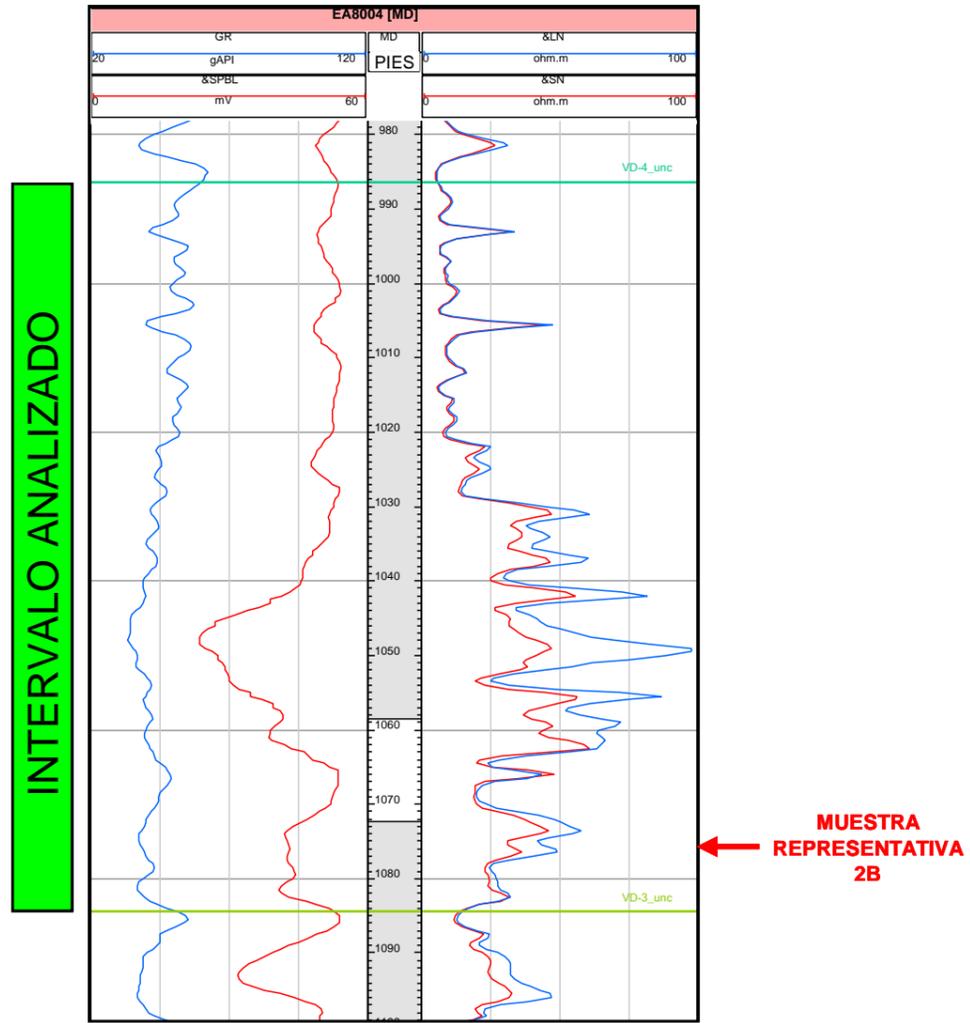
**Arenisca:** Grano fino a grueso, con presencia de clastos de lutitas de hasta 9 mm. Compuesta predominantemente de cuarzo, líticos y abundantes clastos de lutitas. Granos angulosos a sub-redondeados. Selección moderada. Porosidad baja. Al realizar el test de ácido clorhídrico (HCl) se manifiesta una fuerte distribución homogénea, lo cual nos indica un alto grado de cementación calcítica en la muestra.

**Descripción de facies:** Se observa estratos superpuestos de areniscas con laminación paralela suavemente inclinada. Conglomerados escasos. En el *plug* obtenido para esta profundidad los valores de porosidad y permeabilidad son: 9.97% y 1.471 mD. respectivamente. Estos valores bajos se interpretan como producidos por la cementación calcítica que rellena los poros intergranulares.

Figura 31 – Relación porosidad - permeabilidad para la litofacie arenisca de la unidad VD-C del pozo EA8004. Se observa foto del núcleo y ubicación en el registro.



**UNIDAD VD-C: LITOFACIES DE ARENISCAS CONGLOMERÁDICAS**



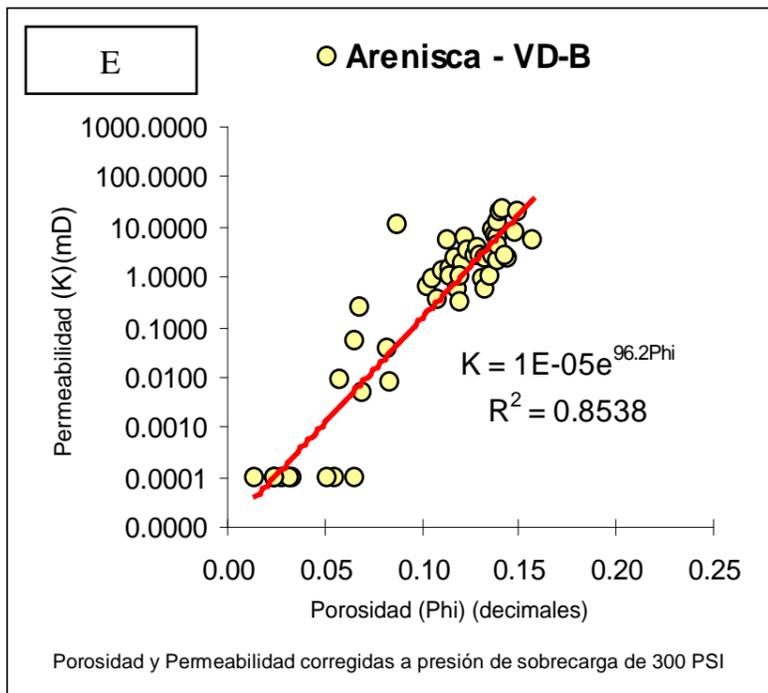
Se puede observar en D un coeficiente de correlación ( $R^2$ ) de 0.8637, entre la **Permeabilidad** y la **Porosidad** de las areniscas conglomerádicas para la **Unidad Verdún C.**

**Porosidad (Phi): 5.6%**  
**Permeabilidad (K): 0.006 mD.**

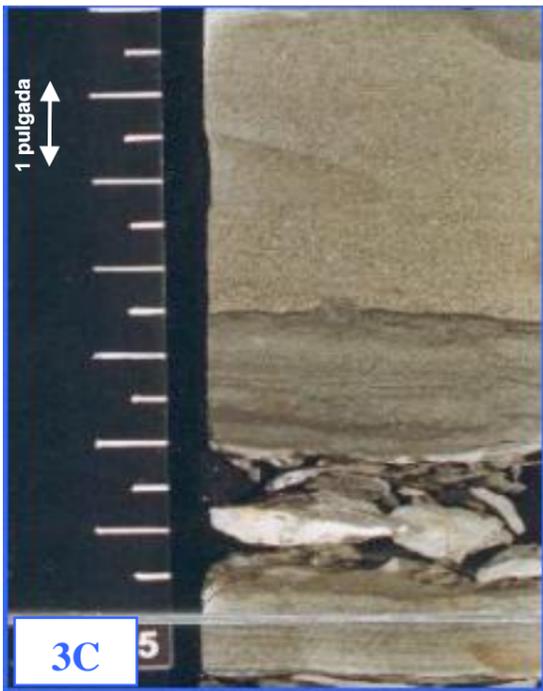
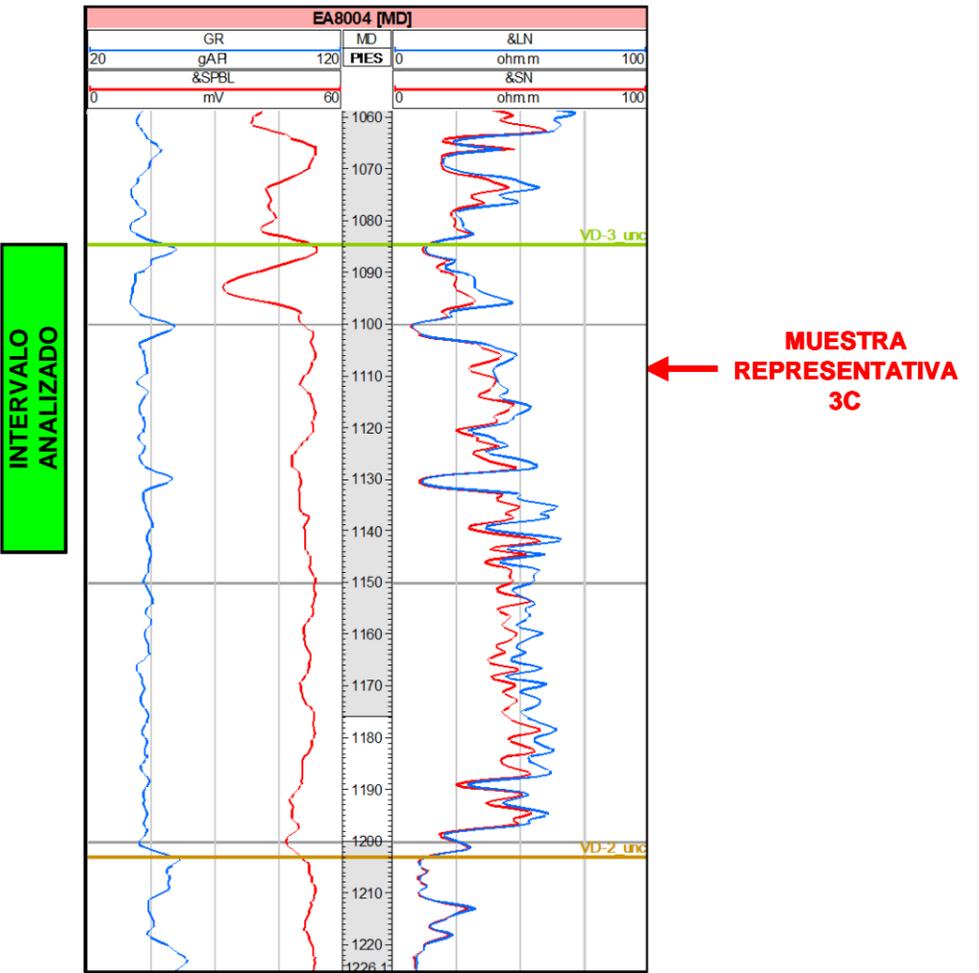
**Muestra representativa: 2B**

**Arenisca conglomerádica:** Predominantemente de grano fino a medio, con presencia de clastos conglomerádicos entre 2 y 10 mm. Composición: Predomina el cuarzo y algunos clastos líticos, restos carbonosos. Intensa cementación calcítica. Los granos son angulosos a sub-redondeados, presentan mala selección, la porosidad es baja. Test de ácido clorhídrico (HCl): Distribución homogénea.

Figura 32 – Relación porosidad - permeabilidad para la litofacie arenisca conglomerádica de la unidad VD-C del pozo EA8004. Se observa foto del núcleo y ubicación en el registro.



**UNIDAD VD-B: LITOFACIES DE ARENISCAS**



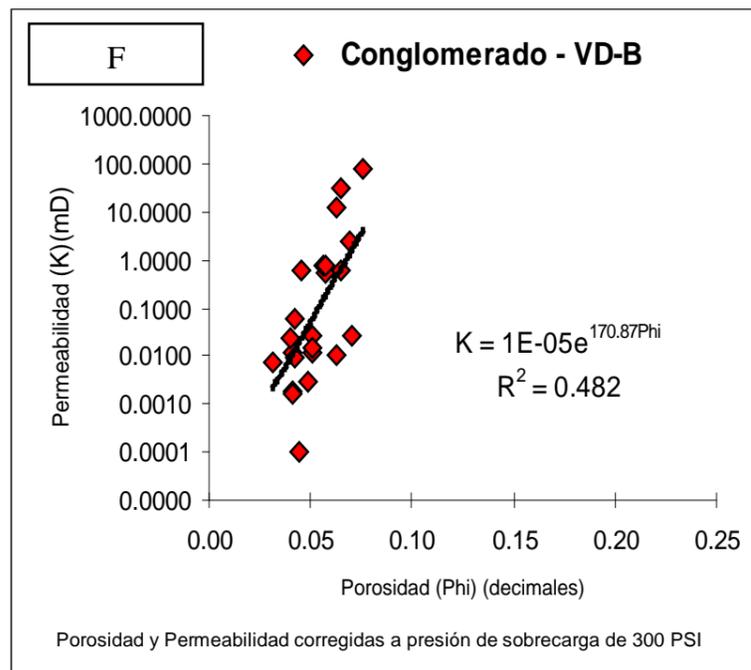
Se puede observar en E un coeficiente de correlación ( $R^2$ ) de 0.8538, entre la **Permeabilidad** vs. **Porosidad** de las areniscas para la Unidad Verdún B.

**Porosidad (Phi): 6.3%**  
**Permeabilidad (K): 0.09 mD.**

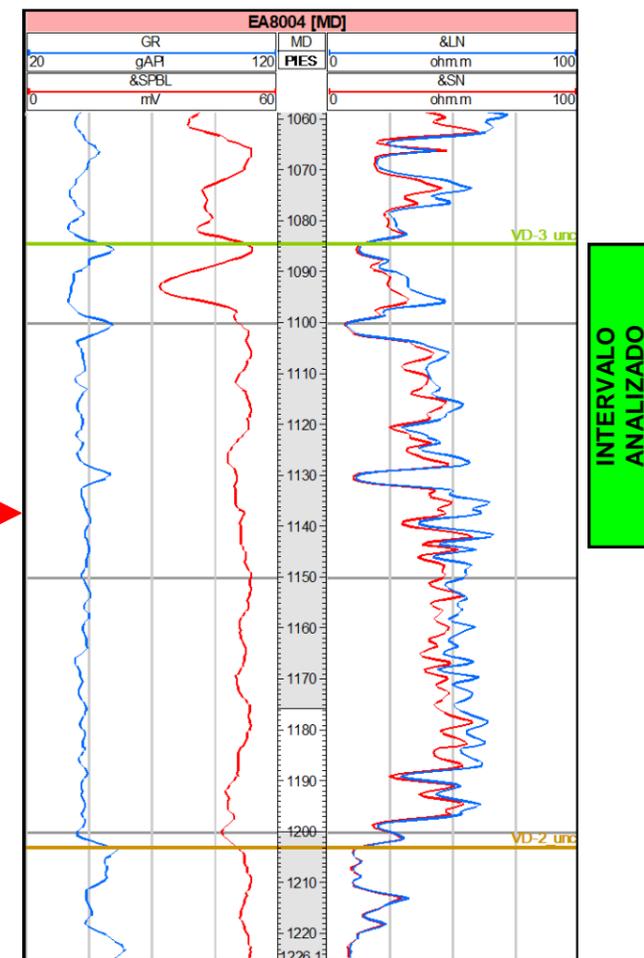
**Muestra representativa: 3C**

**Arenisca:** Grano fino a muy fino. Composición: Predominan cuarzo y feldespatos, son comunes fragmentos líticos, presencia de pirita y restos carbonosos, responde de manera débil al test de ácido clorhídrico (HCl) por lo que se deduce escasa cementación calcítica. Los granos son angulosos a sub-redondeados con buena a moderada selección. Porosidad moderada, se evidencia compactación.

Figura 33 – Relación porosidad - permeabilidad para la litofacie arenisca de la unidad VD-B del pozo EA8004. Se observa foto del núcleo y ubicación en el registro.



**UNIDAD VD-B: LITOFACIES DE CONGLOMERADOS**



Se observa en F un coeficiente de correlación ( $R^2$ ) de 0.482, entre la **Permeabilidad** vs. **Porosidad** del conglomerado para la **Unidad Verdún B**.

**Porosidad (Phi): 5.1%**  
**Permeabilidad (K): 0.028 mD.**

**Muestra representativa: 4D**

**Conglomerado:** Predominan conglomerados (clastos entre 2 y 30 mm. o mayores) con escasa matriz arenosa. Composición: Entre los clastos mayores, predominan líticos derivados de rocas metamórficas de grano fino, areniscas y fangolitas (en parte calcárea). Los clastos mayores son redondeados, el resto son angulosos a redondeados. Se observa una mala selección. Porosidad baja, evidencias de compactación. Test de ácido clorhídrico (HCl): Fuerte con distribución homogénea.

Figura 34 – Relación porosidad - permeabilidad para la litofacie conglomerado de la unidad VD-B del pozo EA8004. Se observa foto del núcleo y ubicación en el registro.

#### 4.5.1.2 Distribución de Arcillas

Las arcillas que fueron posibles de identificar, pueden agruparse en:

- a) Arcillas laminadas, se presentan intercaladas entre las areniscas en forma de laminaciones finas, con espesores que varían desde milímetros a centímetros. Estas arcillas actúan como barreras al flujo de fluidos.
- b) Arcillas primarias, se presenta en forma detrítica, intraclastos, siendo éstos depositados junto con los demás materiales y tienen similares granulometrías que el resto. Las lecturas de la herramienta de resistividad profunda se ven disminuidas por el agua contenida en ellas, en consecuencia se estimó una mayor saturación de agua para estos niveles.

#### 4.5.2 Cálculo de Parámetros Petrofísicos

##### 4.5.2.1 Presión de Sobrecarga

La presión de sobrecarga ( $\sigma_{ob}$ ) resultante de la carga geostática de los sedimentos, está dada por la siguiente expresión:

$$\sigma_{ob} = \int_0^D Rhob * g * dD$$

Donde:

$g$  : Constante gravitacional

$D$  : Profundidad

$Rhob$  : Densidad de la roca

La variación de la densidad con la profundidad está directamente relacionada con el cambio en la porosidad debido a compactación.

Para el cálculo de presión de sobrecarga se usó una relación exponencial para expresar la variación de la porosidad con la profundidad, Figura 35.

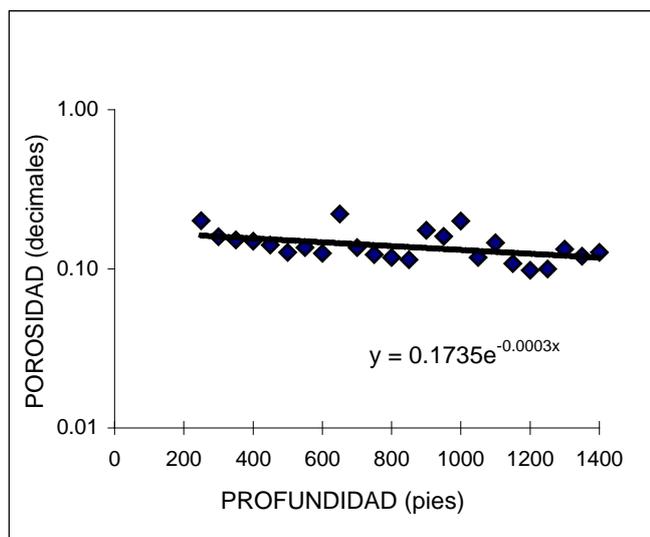


Figura 35 - Para el cálculo de presión de sobrecarga se utilizó la relación exponencial para expresar la variación de la porosidad con la profundidad.

La ecuación que representa esta variación es:

$$\phi = \phi_0 * e^{-K*D}$$

Donde:

$D$  : Profundidad (pies)

$\phi$  : Porosidad a la profundidad  $D$  (decimales)

$\phi_0$  : Porosidad en superficie (decimales)

$K$  : Constante de declinación de porosidad

Las constantes  $\phi_0$  y  $K$  pueden ser determinadas gráficamente, para la Formación Verdún estos valores son:

$$\phi_0 = 0.1735$$

$$K = 0.0003$$

La presión de sobrecarga resultante del peso de los sedimentos, puede ser calculada a cualquier profundidad, una vez obtenida la expresión más conveniente que exprese el cambio de la porosidad con la profundidad.

$$\sigma_{ob} = g \int_0^D [\delta_g (1 - \phi) + \delta_f * \phi] dD$$

Integrando esta ecuación obtenemos:

$$\sigma_{ob} = \delta_g * g * D - \frac{(\delta_g - \delta_f) * g * \phi_0}{K} (1 - e^{-K * D})$$

Donde:

$D$  : Profundidad (pies)

$\phi$  : Porosidad a la profundidad  $D$  (decimales)

$\phi_0$  : Porosidad en superficie (decimales)

$K$  : Constante de declinación de porosidad

$\delta_g$  : Densidad de grano

$\delta_f$  : Densidad del filtrado

$g$  : Constante gravitacional

Que con los valores:

$$\delta_g = 2.67 \text{ g/cc}$$

$$\delta_f = 1.025 \text{ g/cc}$$

$$D = 1400 \text{ ft}$$

Obtenemos una presión de sobrecarga de 1480 PSI.

Por lo tanto la gradiente geostática se puede asumir como igual a 1.0 PSI/ft. de profundidad.

#### 4.5.2.2 Cálculo de la Resistividad de Agua de Formación (Rw)

Se cuenta con estudios de análisis químico de 7 pozos en el área. A continuación se presenta las Rw determinadas para estos pozos (Tabla 1):

Tabla 1 - Resistividades de muestras de agua de la Formación Verdún.

POZOS	Cl <sup>-1</sup>	SALINIDAD (ppm)	Rw (Ohm-m)
EA8016	15600	25740	0.24
EA8019	23500	38775	0.16
EA8021	13200	21780	0.28
EA8039	11500	18975	0.31
EA8004	13000	21458	0.26
EA8007	13000	21949	0.27
EA8008	10500	17797	0.3

#### 4.5.2.3 Cálculo del Exponente de Saturación (n)

Es ampliamente conocido que una roca saturada parcialmente con salmuera posee una resistividad mayor que si la misma estuviera saturada al 100%, por lo que se ha definido un índice de resistividad como:

$$IR = \frac{R_t}{R_o}$$

Este índice es una función de la saturación de salmuera, por lo tanto:

$$IR = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}$$

Donde:

- IR : Índice de resistividad.
- Rt : Resistividad verdadera a una dada saturación de agua.
- Ro : Resistividad de la muestra 100% saturada con salmuera.
- Sw : Saturación de agua.
- n : Exponente de saturación.

Para el cálculo del exponente de saturación ( $n$ ), se graficaron los índices de resistividad, presión de sobrecarga de 300 PSI, obtenidos en laboratorio versus la saturación de agua del núcleo.

Las areniscas y conglomerados se trataron por separado. En este caso se definieron rectas para cada litología, que corta al eje de las abscisas en el valor de  $S_w=100\%$  para un  $IR=1$ ; de esta manera la pendiente de cada recta representa el valor de  $n$ . Los valores obtenidos en condiciones de sobrecarga son:

Areniscas  $n= 1,755$

Conglomerados  $n= 1,85$

El valor general, independiente de la litología, en condiciones de sobrecarga es:

$$n= 1,788$$

Ver Figuras 36 y 37.

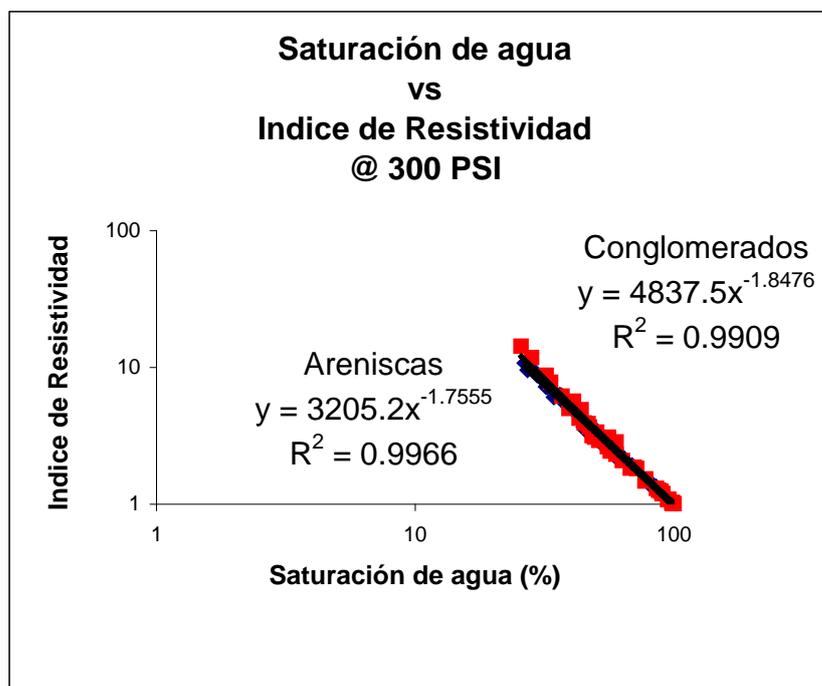


Figura 36 - Valores de exponente de saturación para las areniscas y conglomerados de 1,755 y 1,847 respectivamente.

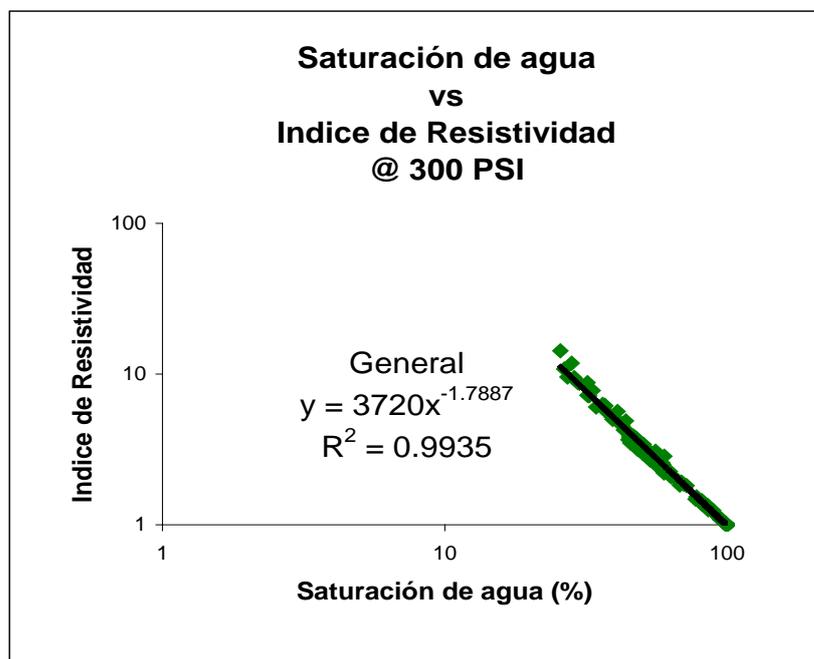


Figura 37 - Valor general de exponente de saturación de 1,788.

#### 4.5.2.4 Cálculo del Exponente de Cementación (m)

Como la resistencia eléctrica de una roca saturada con salmuera es mayor que la resistencia eléctrica del fluido mismo, la relación entre ambas resistividades es:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m}$$

Es conocido como Factor de Formación, donde:

- F : Factor de formación
- $\phi$  : Porosidad.
- m : Exponente de cementación.
- a : Exponente de tortuosidad

Este factor depende de la porosidad, siendo infinito cuando  $\phi=0$  y uno cuando  $\phi=100\%$ .

Se graficaron los valores de Factor de Formación, presión de sobrecarga de 300 PSI, versus la porosidad, obteniéndose una recta que pasa por  $\phi=100\%$  y  $F=1$ , y cuya pendiente es el parámetro  $m$ .

Los valores de "m" obtenidos fueron:

Areniscas  $m= 1,74$

Conglomerados  $m=1,73$

El valor general obtenido es:  $m=1,74$

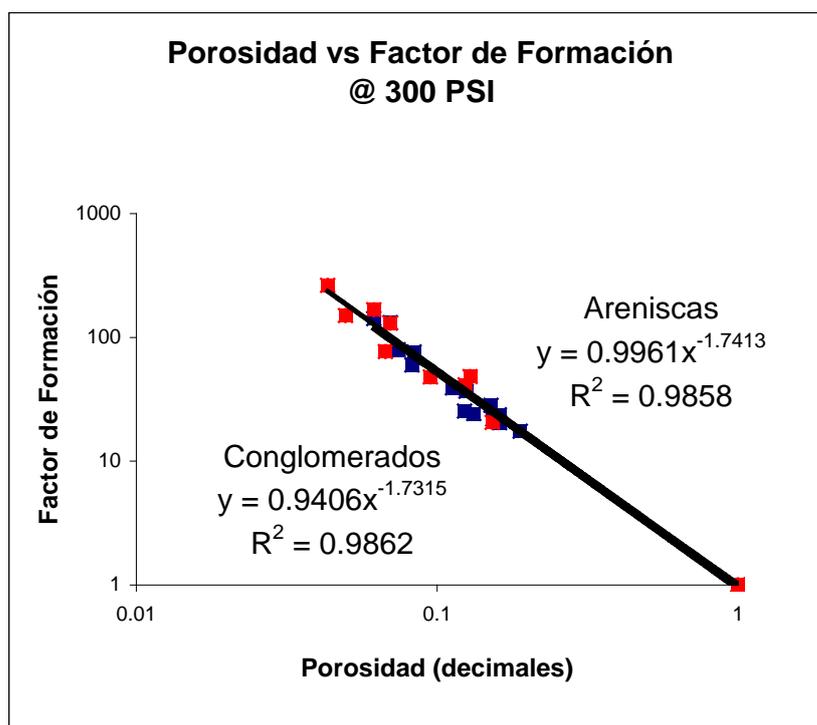


Figura 38 - Valores de exponente de cementación para las areniscas y conglomerados de 1,74 y 1,73 respectivamente.

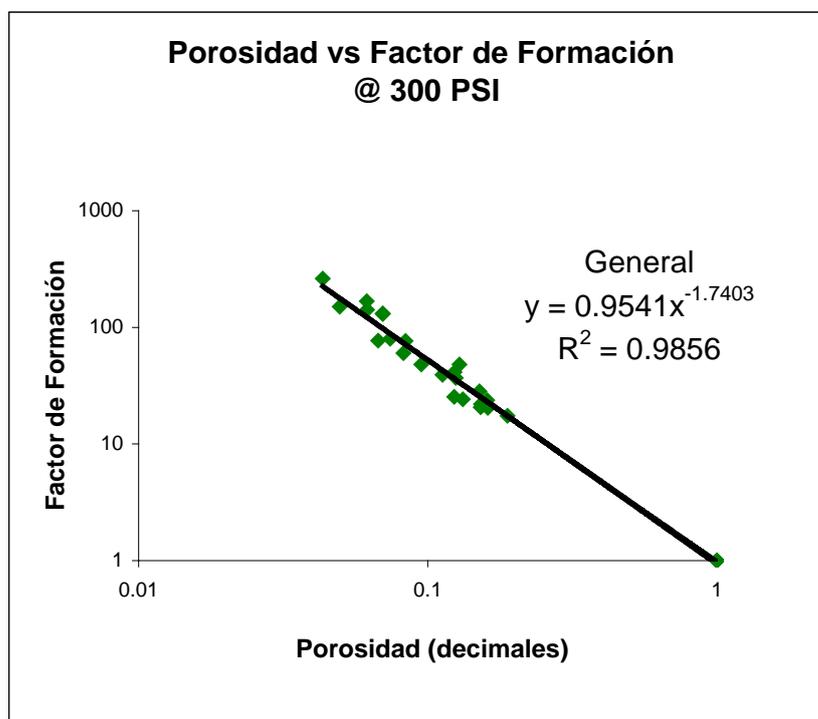


Figura 39 - Valor general de exponente de saturación de 1,74.

#### 4.5.2.5 Parámetros para el Cálculo de la Porosidad

Las mediciones de porosidad de núcleos son frecuentemente utilizadas para validar la porosidad interpretada a través de los registros. En estas validaciones es importante hacer notar que los primeros representan información puntual comparada con la respuesta promedio de una sonda de perfilaje. En la Tabla 2 se muestra la estadística descriptiva de las porosidades (decimales) de las Unidades VD-C y VD-B, corregidas a presión de sobrecarga, de la data de los núcleos de los 3 pozos.

Tabla 2 - Estadística descriptiva de las porosidades de las Unidades VD-C y VD-B.

UNIDAD VD-C ARENISCA	
Media	0.138
Error típico	0.007
Mediana	0.153
Moda	
Desviación estándar	0.045
Varianza de la muestra	0.002
Curtosis	0.862
Coefficiente de asimetría	-1.366
Rango	0.169
Mínimo	0.026
Máximo	0.195
Suma	6.335
Cuenta	46
Nivel de confianza (95%)	0.013

UNIDAD VD-C ARS CONG	
Media	0.107
Error típico	0.015
Mediana	0.09
Moda	
Desviación estándar	0.051
Varianza de la muestra	0.003
Curtosis	-1.891
Coefficiente de asimetría	0.178
Rango	0.138
Mínimo	0.043
Máximo	0.181
Suma	1.18
Cuenta	11
Nivel de confianza (95%)	0.034

UNIDAD VD-B ARENISCA	
Media	0.105
Error típico	0.006
Mediana	0.119
Moda	
Desviación estándar	0.04
Varianza de la muestra	0.002
Curtosis	-0.405
Coefficiente de asimetría	-0.91
Rango	0.142
Mínimo	0.015
Máximo	0.157
Suma	5.37
Cuenta	51
Nivel de confianza (95%)	0.011

UNIDAD VD-B CONGLOMERADO	
Media	0.053
Error típico	0.002
Mediana	0.051
Moda	
Desviación estándar	0.012
Varianza de la muestra	0
Curtosis	-0.833
Coefficiente de asimetría	0.267
Rango	0.045
Mínimo	0.031
Máximo	0.076
Suma	1.212
Cuenta	23
Nivel de confianza (95%)	0.005

En los histogramas siguientes, se muestran las porosidades corregidas a presión de sobrecarga de: Las areniscas, areniscas conglomerádicas y conglomerados para las Unidades VD-A y VD-B.

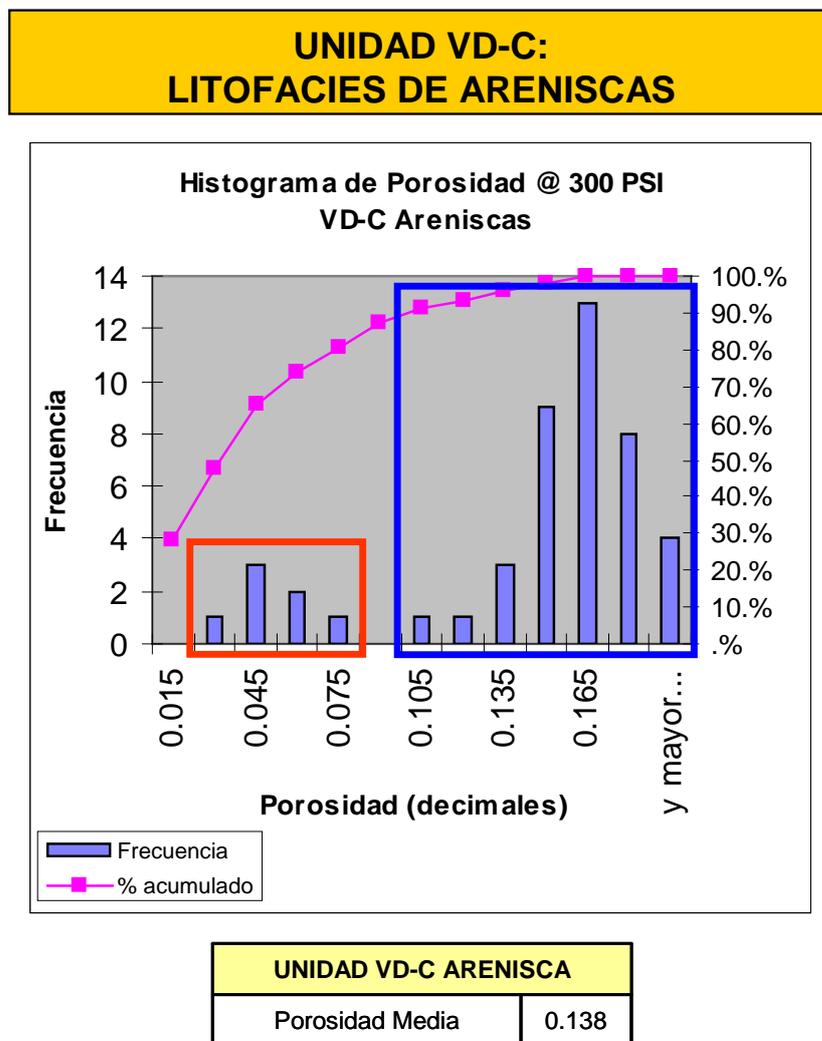


Figura 40 – Histograma de porosidades, se observan dos grupos de porosidades para las areniscas de la Unidad VD-C, un grupo pequeño con porosidades menores al 10% (cuadrado en rojo) y otro grupo más grande con porosidades mayores al 10% (cuadrado en azul). Datos del pozo EA8004.

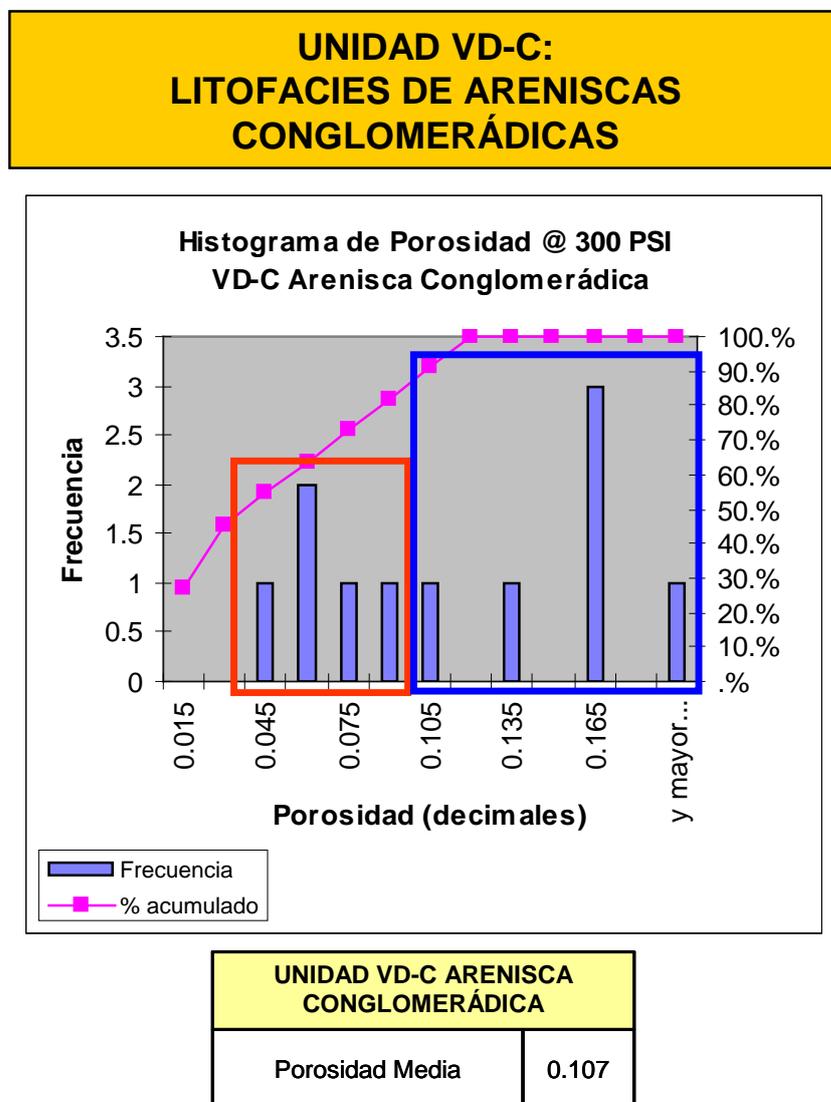


Figura 41 – Histograma de porosidades, se observan dos grupos de porosidades para las areniscas conglomerádicas de la Unidad VD-C, un grupo pequeño con porosidades menores al 10% (cuadrado en rojo) y otro grupo más grande con porosidades mayores al 10% (cuadrado en azul). Datos del pozo EA8004.

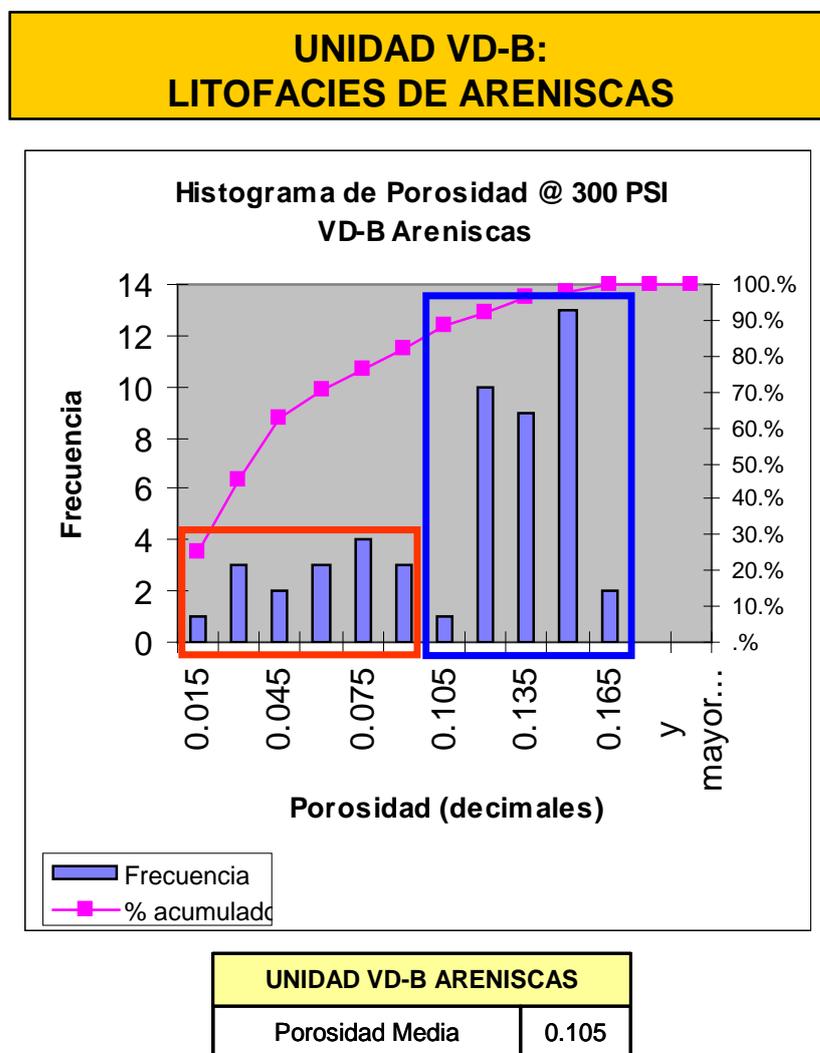
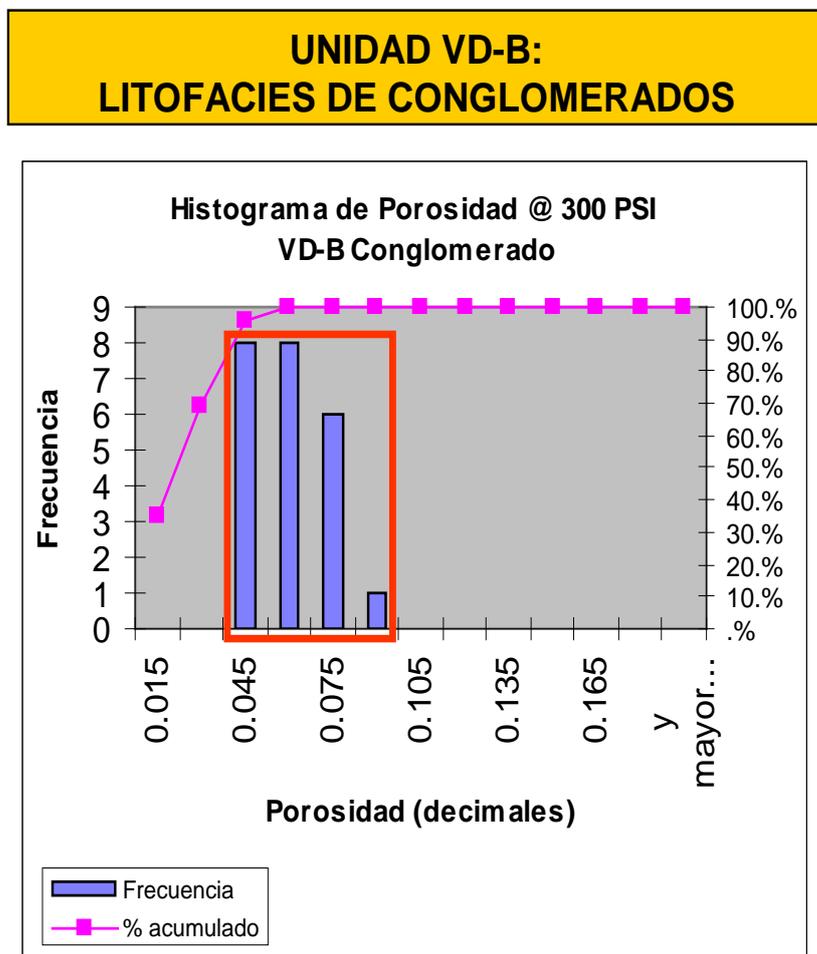


Figura 42 – Histograma de porosidades, se observan dos grupos de porosidades para las areniscas conglomerádicas de la Unidad VD-B, un grupo pequeño con porosidades menores al 10% (cuadrado en rojo) y otro grupo más grande con porosidades mayores al 10% (cuadrado en azul). Datos de los pozos EA8004 y EA8034.



<b>UNIDAD VD-B CONGLOMERADO</b>	
Porosidad Media	0.053

Figura 43 – Histograma de porosidades para los conglomerados de la Unidad VD-B.

Se observa un solo grupo de porosidades. Datos de los pozos EA8004 y EA8039.

#### 4.5.2.6 Parámetros de Matriz

Los parámetros de matriz del perfil densidad, fueron calculados utilizando una técnica que le permite a la densidad de matriz variar junto con la porosidad, minimizando los errores estadísticos de la medición causada por la variación de la densidad de grano.

Esta técnica utiliza las mediciones de densidades de grano y porosidades a condiciones de confinamiento (NOBP) para calcular una densidad total de roca, esto se realiza con la siguiente expresión:

$$RHO_{core @ NOBP} = (\emptyset_{core @ NOBP} * RHOf) + (1 - \emptyset_{core @ NOBP}) * \delta_{grano}$$

Donde:

$RHO_{core @ NOBP}$  : Densidad de roca a condiciones de confinamiento

$\emptyset_{core @ NOBP}$  : Porosidad de núcleo a condiciones de confinamiento

$RHOf$  : Densidad del filtrado

$\delta_{grano}$  : Densidad de grano

Es necesario apuntar la influencia de la presión de confinamiento sobre la porosidad, la misma es resuelta con la siguiente expresión:

$$\emptyset_{NOBP} = 0.898 * \emptyset_{CNPT}$$

Donde:

$\emptyset_{NOBP}$  : Porosidad a condiciones de confinamiento

$\emptyset_{CNPT}$  : Porosidad a condiciones de normales de Presión y Temperatura

(a condiciones de superficie)

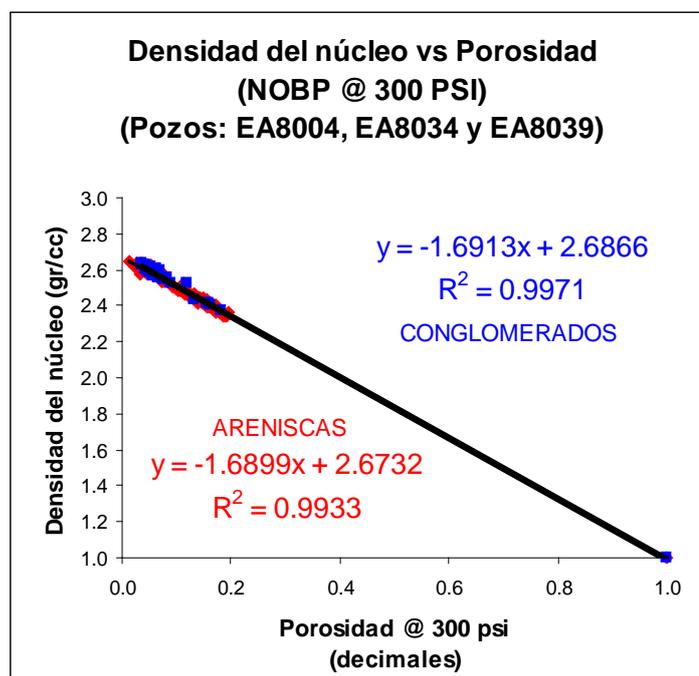


Figura 44 - La intersección entre la recta de mejor ajuste con el eje de los valores de Densidad de núcleo esta indicando el valor de densidad de matriz aparente de 2,679 gr/cc (valor promedio).

Cuando la densidad total de la roca es graficada versus la porosidad de núcleos, Figura 44, la intersección entre la recta de mejor ajuste con el eje de ordenadas esta indicando el valor de densidad de matriz aparente de 2,679 gr/cc (valor promedio para areniscas y conglomerados).

Por otro lado, los valores normalizados (descontando el volumen de arcilla) de las determinaciones mineralógicas por el método de Difracción de Rayos X, dieron densidades de matriz de 2,729 gr/cc para el pozo EA8004, 2,67 gr/cc para el pozo EA8034 y 2,696 gr/cc para el pozo EA8039. Figuras 45 y 46.

Como puede observarse la diferencia entre ambos métodos (parámetro de matriz por densidad y por difracción de rayos X) no es grande, por lo que puede concluirse que el volumen de arcilla es despreciable.

Otro método alternativo fue el uso del gráfico Densidad de perfil vs. Porosidad de núcleos, los que se extrapolaron los siguientes valores de densidad de matriz: 2,646 gr/cc para el pozo EA8039 y 2,67 gr/cc para el pozo EA8034.

En conclusión, sobre la base de los tres métodos se determinó que la densidad de matriz a utilizar, para el Yacimiento Laguna, es de 2,67 gr/cc.

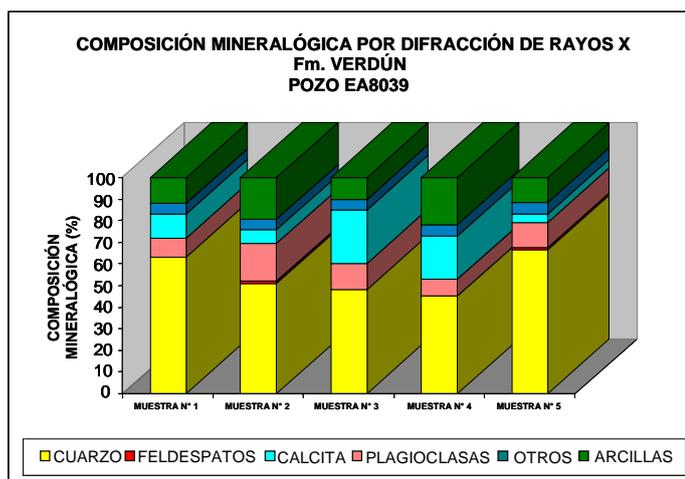
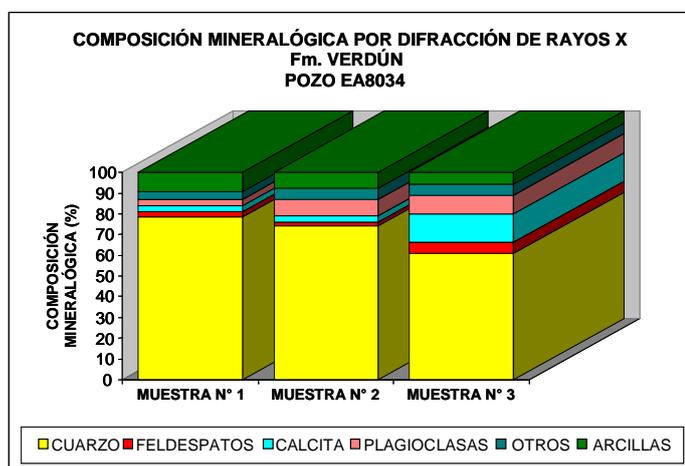
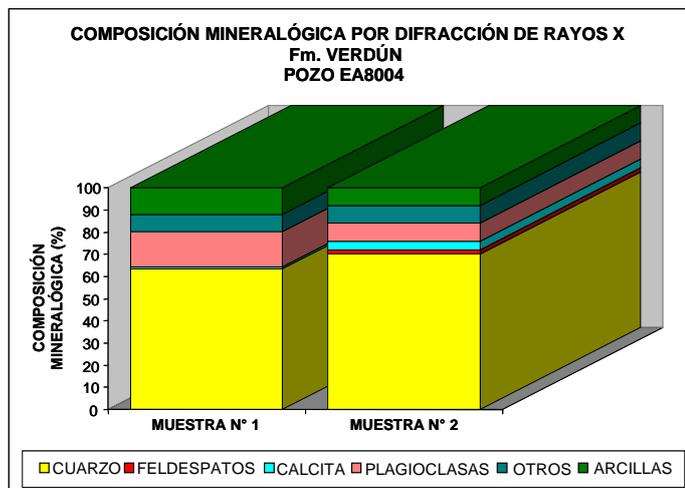


Figura 45 - Se observa en los tres pozos que el porcentaje de cuarzo es de alrededor del 60% a 70%, mientras que el porcentaje de arcillosidad no supera el 10%, es decir que es despreciable.

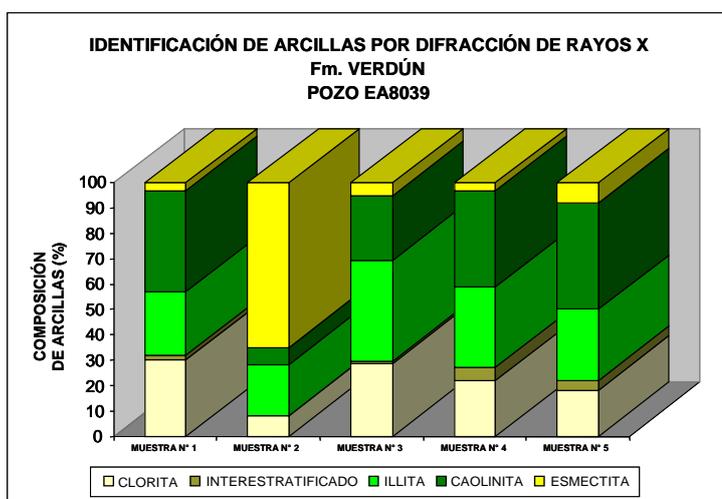
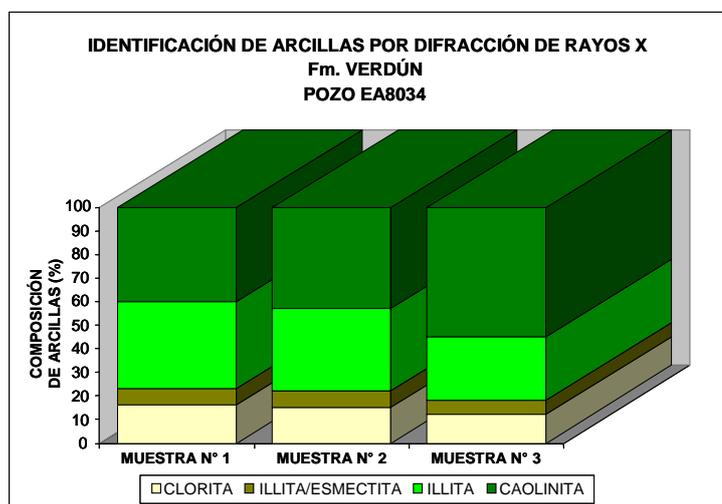
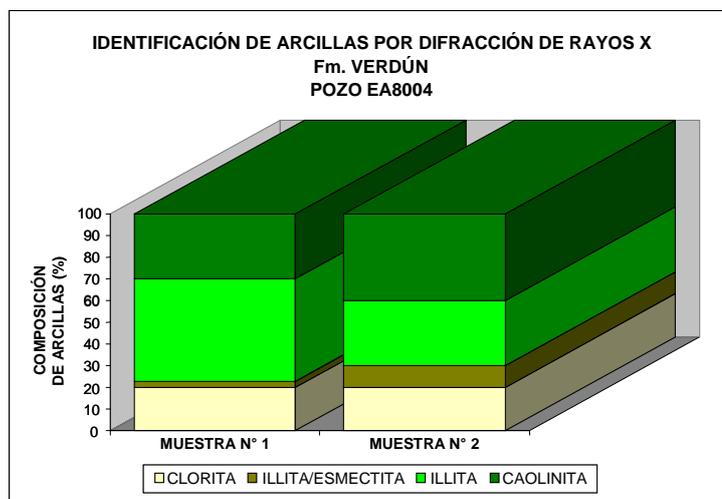


Figura 46 - Del resultado del análisis por difracción de rayos X se pudo obtener que las arcillas más abundantes sean la illita y la caolinita.

#### 4.5.2.7 Permeabilidad

En la Tabla 3 se muestra la estadística descriptiva de las permeabilidades (mD) de las Unidades VD-C y VD-B, de la data de los núcleos de los 3 pozos y en las siguientes figuras se muestran los histogramas de permeabilidad de las areniscas y conglomerados.

Tabla 3 - Estadística descriptiva de las permeabilidades (mD) de las Unidades VD-C y VD-B.

VD-C ARENISCA	
Media	34.29
Error típico	8.37
Mediana	10
Moda	
Desviación estándar	56.76
Varianza de la muestra	3221.2
Curtosis	5.69
Coefficiente de asimetría	2.39
Rango	259.08
Mínimo	0
Máximo	259.08
Suma	1577.53
Cuenta	46
Nivel de confianza (95%)	16.85

VD-C ARENISCA CONGL	
Media	53.13
Error típico	25.14
Mediana	0.4
Moda	
Desviación estándar	83.39
Varianza de la muestra	6953.27
Curtosis	0.64
Coefficiente de asimetría	1.45
Rango	216.45
Mínimo	0
Máximo	216.45
Suma	584.4
Cuenta	11
Nivel de confianza (95%)	56.02

VD-B ARENISCA	
Media	3.41
Error típico	0.74
Mediana	1.32
Moda	
Desviación estándar	5.29
Varianza de la muestra	27.96
Curtosis	5.48
Coefficiente de asimetría	2.37
Rango	22.29
Mínimo	0
Máximo	22.29
Suma	174.16
Cuenta	51
Nivel de confianza (95%)	1.49

VD-B CONGLOMERADO	
Media	5.39
Error típico	3.47
Mediana	0.03
Moda	
Desviación estándar	16.63
Varianza de la muestra	276.47
Curtosis	15.5
Coefficiente de asimetría	3.84
Rango	75.27
Mínimo	0
Máximo	75.27
Suma	123.96
Cuenta	23
Nivel de confianza (95%)	7.19

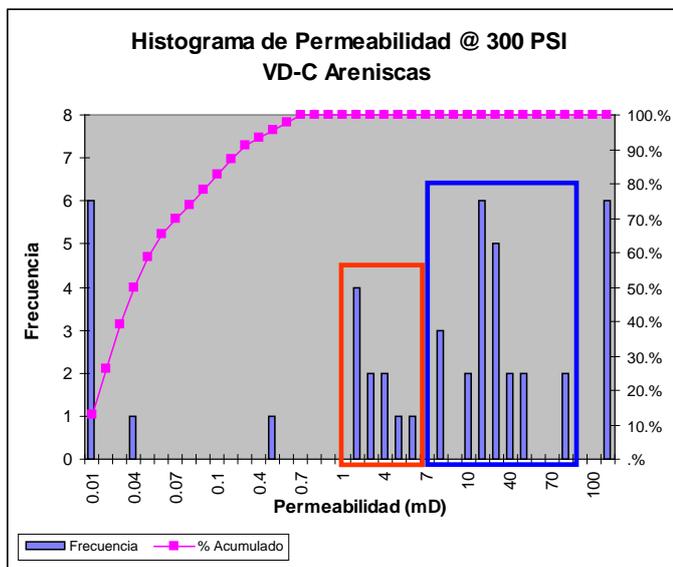


Figura 47 – Histograma de permeabilidades, se observan dos grupos principales para las areniscas de la Unidad VD-C, un grupo con permeabilidades que van desde 0.4 a 7 mD. (cuadrado en rojo) y otro grupo permeabilidades que van desde 8 a 80 mD. (cuadrado en azul). Datos del pozo EA8004.

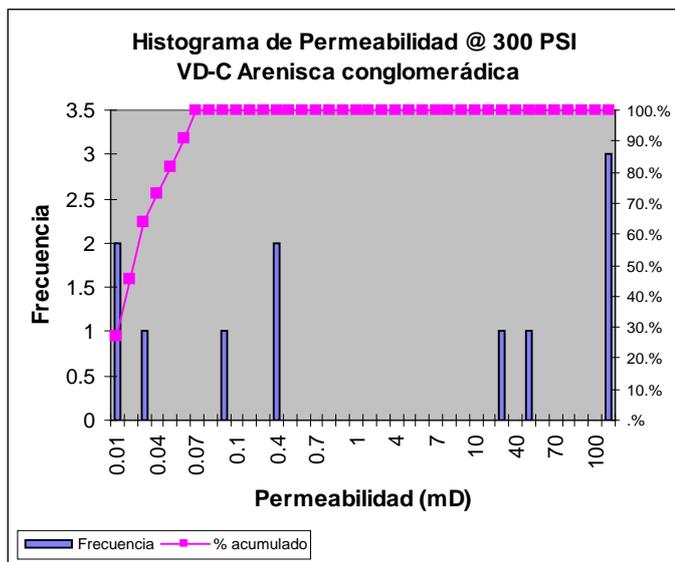


Figura 48 – Histograma de permeabilidades para las areniscas conglomerádicas de la Unidad VD-C. Debido a la poca cantidad de datos (11), no se observa una tendencia clara. Tenemos permeabilidades que van desde 0.04 mD. hasta 110 mD. Datos del pozo EA8004.

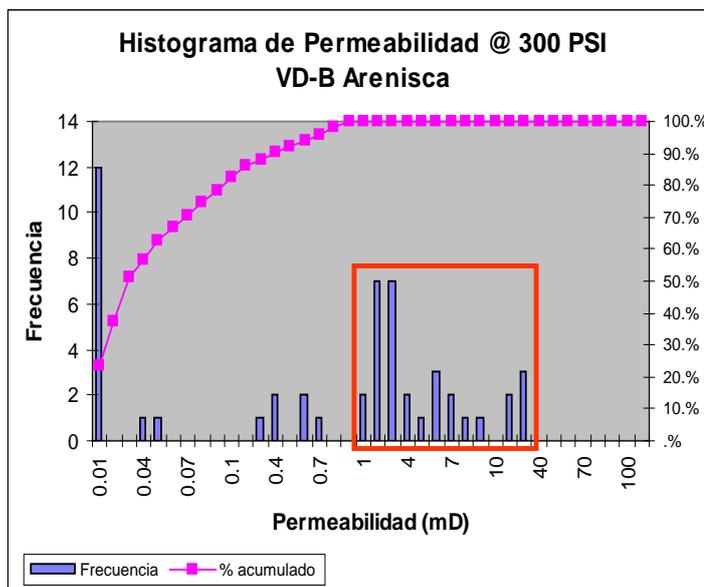


Figura 49 – Histograma de permeabilidades, para las areniscas de la Unidad VD-B.

Se observa un rango de permeabilidades predominante entre 1 mD. a 40 mD.

Datos de los pozos EA8004 y EA8034.

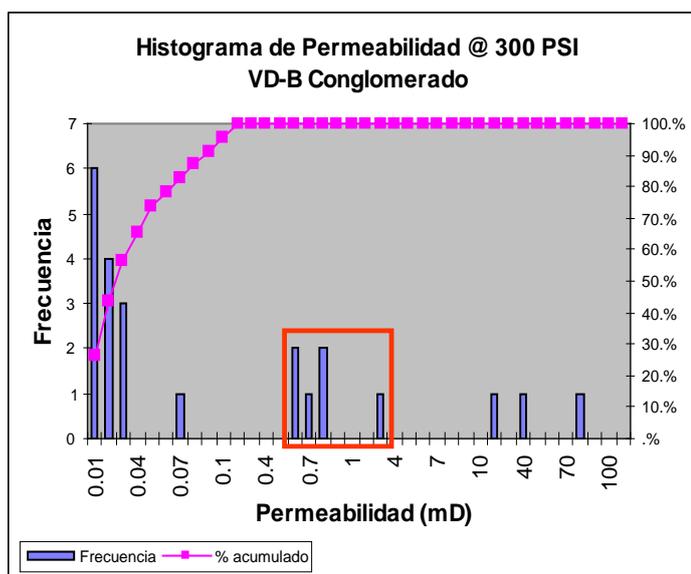


Figura 50 – Histograma de permeabilidades, para los conglomerados de la Unidad VD-B.

Se observa una distribución de permeabilidades entre 0.01 mD. a 90 mD. Con un posible

agrupamiento que va desde 0.06 mD. a 4 mD. Datos de los pozos EA8004 y EA8039.

#### 4.5.3 Cálculo de los Delimitadores (*cut-Off*) de Volumen de Arcilla, Porosidad y Saturación de Agua

Los valores de los delimitadores (*cut-off*) de porosidad y permeabilidad son necesarios para estimar el correcto espesor permeable en el cálculo del petróleo original "*in situ*".

##### 4.5.3.1 Delimitadores (*cut-off*) del Volumen de Arcilla

Los datos para el cálculo de los valores de *cut-off* del volumen de arcilla fueron obtenidos de la interpretación de pozos, luego se graficó los valores del Volumen de arcilla ( $V_{cl}$ ) versus la sumatoria de dichos valores ( $\Sigma V_{cl}$ ). El cambio de pendiente de la primera derivada (Ver Figura 51) marca el valor requerido, que para los pozos analizados se encuentra en un 20%.

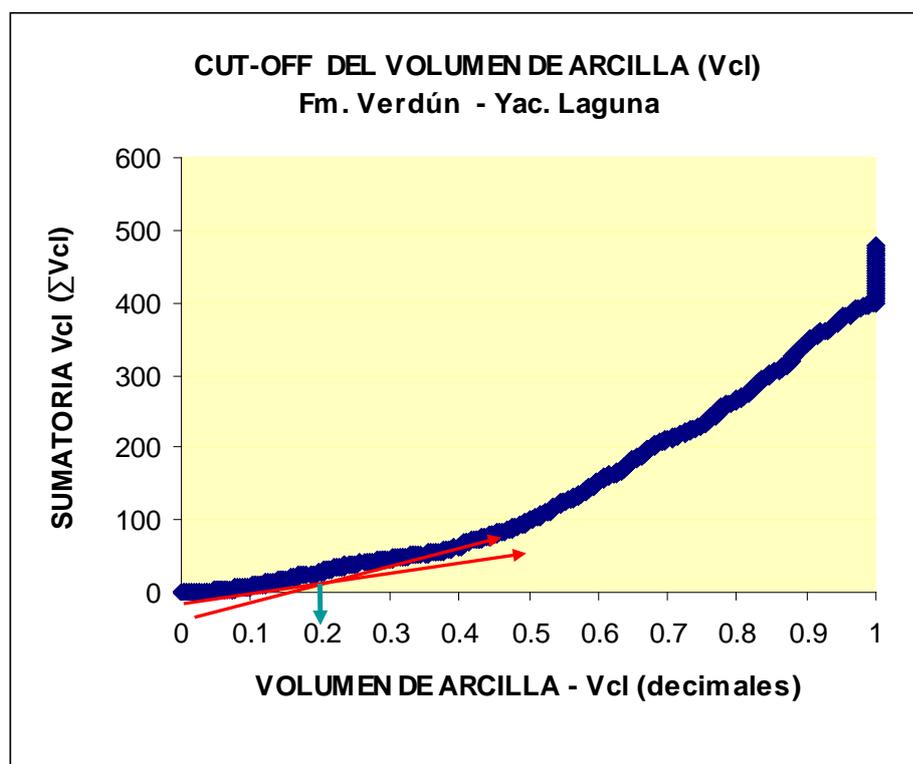


Figura 51 - Determinación del *cut-off* del Volumen de arcilla ( $V_{cl}$ ) de la Fm. Verdún.

#### 4.5.3.2 Delimitadores (cut-off) de Porosidad

El cálculo de los delimitadores se determinó mediante la utilización de la siguiente técnica (Scribner, 1984):

- 1) Se presentan los valores de porosidad ( $\phi_i$ ) y permeabilidad ( $K_i$ ) de las litologías presentes.
- 2) Se agrupan para cada litología en rangos de porosidad creciente.
- 3) Se calculan para cada rango los promedios de porosidad, permeabilidad, capacidad de almacenamiento ( $\phi^*h$ ) y capacidad de flujo ( $K^*h$ ).
- 4) Se calculan las acumuladas  $\phi^*h$  ( $\Sigma\phi^*h$ ) y las acumuladas  $K^*h$  ( $\Sigma K^*h$ ) para cada grupo en orden creciente de porosidad hasta que  $\Sigma\phi^*h$  y  $\Sigma K^*h$  lleguen al 100%.
- 5) Se calcula el porcentaje acumulativo de  $\Sigma\phi^*h$  y  $\Sigma K^*h$  para cada grupo.
- 6) Se grafica  $\% \Sigma K^*h$  vs  $K$  en escala semilogarítmica para determinar el *cut-off* de  $K$  a  $K^*h$  aproximadamente cero.
- 7) Se grafica  $\% \Sigma \phi^*h$  vs  $K$  en escala semilogarítmica para determinar el corte de  $\% \Sigma \phi^*h$  al valor del corte de  $K$ .
- 8) Se grafica  $\% \Sigma \phi^*h$  vs.  $\phi$  en escala lineal para determinar el valor de corte de  $\phi$  al corte de  $\% \Sigma \phi^*h$ .

Los valores de los delimitadores (*cut-off*) obtenidos son los siguientes:

##### ARENISCAS:

Porosidad ( $\phi$ ) = 5 %

Permeabilidad ( $K$ ) = 0,2 mD.

##### ARENISCAS CONGLOMERÁDICAS:

Porosidad ( $\phi$ ) = 5 %

Permeabilidad ( $K$ ) = 0,2 mD.

##### CONGLOMERADOS:

Porosidad ( $\phi$ ) = 6 %

Permeabilidad ( $K$ ) = 0,3 mD

#### 4.5.3.3 Delimitadores (cut-off) de Saturación de Agua (Sw)

El valor del corte de saturación de agua (Sw) se determinó mediante la graficación de aquellas capas con ensayos de producción de 100% de agua, el valor de corte obtenido fue de Sw = 65%.

#### 4.5.4 Interpretación Petrofísica

##### 4.5.4.1 Cálculo del Volumen de Arcilla (Vcl)

Para el cálculo de volumen de arcilla en los pozos del área del proyecto, se utilizaron los registros de *Gamma Ray* (GR). Las relaciones utilizadas para este cálculo fueron la lineal, cuya fórmula es la siguiente:

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

Donde:

$I_{GR}$  = Índice de Rayos Gamma

$GR_{log}$  = Lectura de Rayos Gamma del registro

$GR_{min}$  = Rayos Gamma mínimo para arena limpia

$GR_{max}$  = Rayos Gamma máximo para lutita

##### 4.5.4.2 Cálculo de la Porosidad Total y Porosidad Efectiva (Phie)

Para realizar el cómputo de porosidad total se utilizaron los algoritmos básicos para el registro de densidad (Rhob), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\phi_D = \frac{\rho_{log} - \rho_{matrix}}{\rho_{fluid} - \rho_{matrix}}$$

Donde:

$\phi_D$  = Porosidad del registro de densidad

$\rho_{log}$  = Valor de densidad leído del registro

$\rho_{matrix}$  = Valor de densidad de matriz

$\rho_{fluid}$  = Valor de densidad del fluido

Finalmente, la porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) es calculada con la siguiente expresión:

$$\phi_e = \phi_t \times (1 - Vcl)$$

Donde:

$\Phi_e$  = Porosidad efectiva ( $\Phi_e$ )

$\Phi_t$  = Porosidad total

$Vcl$  = Volumen de arcilla

#### 4.5.4.3 Cálculo de la Saturación de Agua ( $S_w$ )

Existen numerosas ecuaciones de saturación de agua para la evaluación de reservorios pero para nuestro caso particular la utilizada fue la ecuación de Simandoux modificada en 1969 por Bardon y Pied:

$$S_w = \left[ \sqrt{\left( \frac{FR_w}{R_t} \right) + V_{sh} \left( \frac{FR_w}{2R_{sh}} \right)} \right] - V_{sh} \left( \frac{FR_w}{2R_{sh}} \right)$$

Donde:

$S_w$  = Saturación de agua

$F$  = Factor de formación

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$R_t$  = Resistividad verdadera

$R_{sh}$  = Resistividad de la lutita adyacente

$V_{sh}$  = Volumen de lutita

#### 4.5.4.4 Evaluación de Perfiles

Con base en la información de registros y los parámetros de interpretación del área de estudio, se realizó la evaluación de perfiles para la obtención de propiedades petrofísicas promedio: Espesor neto con hidrocarburo “*Net Pay*” (Hn), porosidad efectiva (Phie), saturación de agua (Sw), volumen de arcilla (Vcl) y relación espesor neto con hidrocarburo con espesor total (NTG). Con esta información se calculó el Índice de hidrocarburos comercial ( $Hn \cdot Phie \cdot So$ ), donde:

Hn: Espesor neto con hidrocarburo

Phie: Porosidad efectiva

So: Saturación de hidrocarburo ( $1 - Sw$ )

Como resumen de toda la interpretación petrofísica, se muestra en la Tabla 4 el resumen de los valores promedio de dicha interpretación por unidad para la Formación Verdún (N/G: Relación espesor neto con hidrocarburo con el espesor total; Sw: Saturación de agua; Phie: Porosidad efectiva y Vcl: Volumen de arcilla) y la interpretación del pozo tipo EA8004 (Figura 52).

Tabla 4 - Resumen de la petrofísica promedio de las unidades de la Formación Verdún.

PROMEDIO						
UNIDAD	ESPESOR (pies)	NET PAY (pies)	N/G (dec)	Sw (dec)	Phi (dec)	Vcl (dec)
VD-A	54	8	0.14	0.53	0.11	0.17
VD-B	103	32	0.31	0.46	0.12	0.16
VD-C	82	18	0.22	0.45	0.12	0.12
VD-D	75	9	0.11	0.44	0.12	0.11
VD-E	85	2	0.03	0.56	0.11	0.18

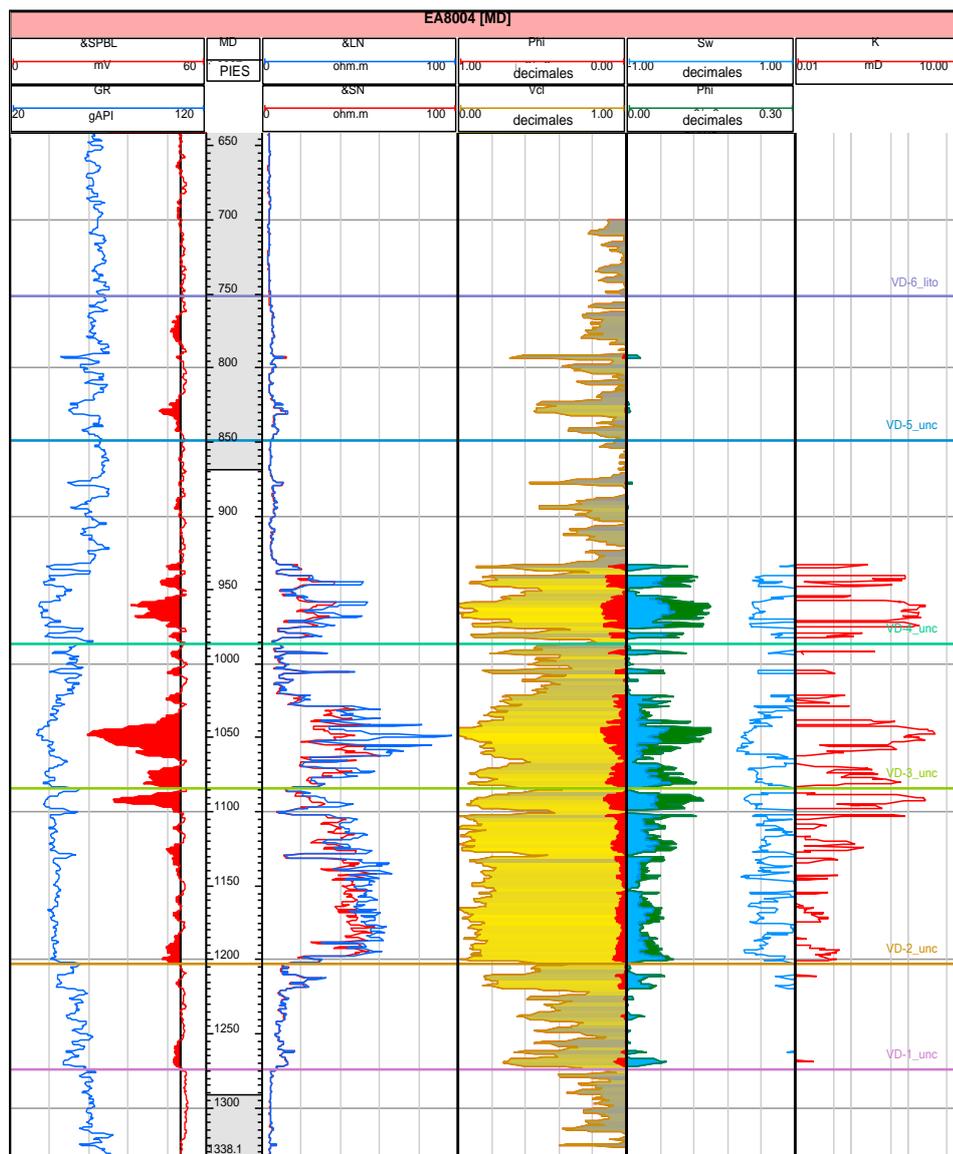


Figura 52 - Interpretación petrofísica del pozo tipo EA8004 de la Fm. Verdún.

Registros: *Gamma Ray (GR), Resistividad profunda (&LN), Resistividad somera (&SN), Potencial espontáneo con línea base en 54mV. (SPBL), Porosidad efectiva (Phi), Volumen de arcilla (Vcl), Saturación de agua (Sw) y Permeabilidad (K).*

En la sección donde se encuentran las curvas de porosidad efectiva (Phi) y saturación de agua (Sw) se pueden observar la saturación de hidrocarburos (color verde) y la saturación de agua (color azul claro) en la porosidad efectiva.

Profundidad MD en pies.

**CAPITULO V**  
**MODELO GEOLÓGICO INTEGRADO 3D**  
**FORMACIÓN VERDÚN**

5.1 Generalidades

El modelado estático tridimensional es una herramienta de uso extensivo, en la actualidad permite una mejor descripción del reservorio en términos de geometría y límites, características depositacionales y estratigráficas, así como propiedades de las rocas que lo conforman. Para ello herramientas como la geoestadística muestran la distribución de propiedades petrofísicas y de facies, con los datos de entrada, generan modelos coherentes para una mejor cuantificación de la incertidumbre, riesgo geológico y/o económico dentro de los proyectos técnicos de inversión. Como resultado, se obtiene una representación conceptual del subsuelo que dará origen a un modelo dinámico y consecuentemente, a un modelo de desarrollo con base en la capacidad predictiva de la simulación numérica de reservorios.

Inicialmente el proyecto de inyección de agua en la Formación Verdún, fue generado desde un modelo geológico 2D, a medida que el proyecto fue avanzando, se evidenciaron limitaciones que hicieron necesario la elaboración de un modelo 3D, este último permitiría reducir las incertidumbres no resueltas por el anterior modelo.

## 5.2 Metodología

A continuación, se detalla la secuencia de caracterización estática tridimensional de la Formación Verdún, en el proyecto de inyección de agua. Este modelo fue realizado íntegramente con el uso del *software* Petrel™, el cual comprende los siguientes puntos:

- Recopilación, validación, control de calidad y carga de información de entrada (información de pozos, topes de estratigrafía secuencial, registros litológicos, perfiles eléctricos convencionales e interpretados, registros de imágenes y marco estructural).
- Determinación de perfiles (discretos) de litofacies con base en las descripciones de los perfiles litológicos y la respuesta de perfiles eléctricos.
- Generación del modelo estructural.
- Creación de horizontes con base en topes del modelo de estratigrafía secuencial.
- Generación de unidades estratigráficas y creación de celdas (*layering*).
- Escalamiento (*scale up*) de litofacies y de perfiles de pozo interpretados.
- Análisis geoestadístico de datos: Curvas de proporción vertical de facies (VPC) y generación de variogramas.
- Generación del modelo tridimensional de litofacies.
- Creación del modelo petrofísico tridimensional con base en litofacies.
- Exportación de grillas al simulador numérico.

En la Figura 53 se puede observar un diagrama esquemático de la metodología seguida.

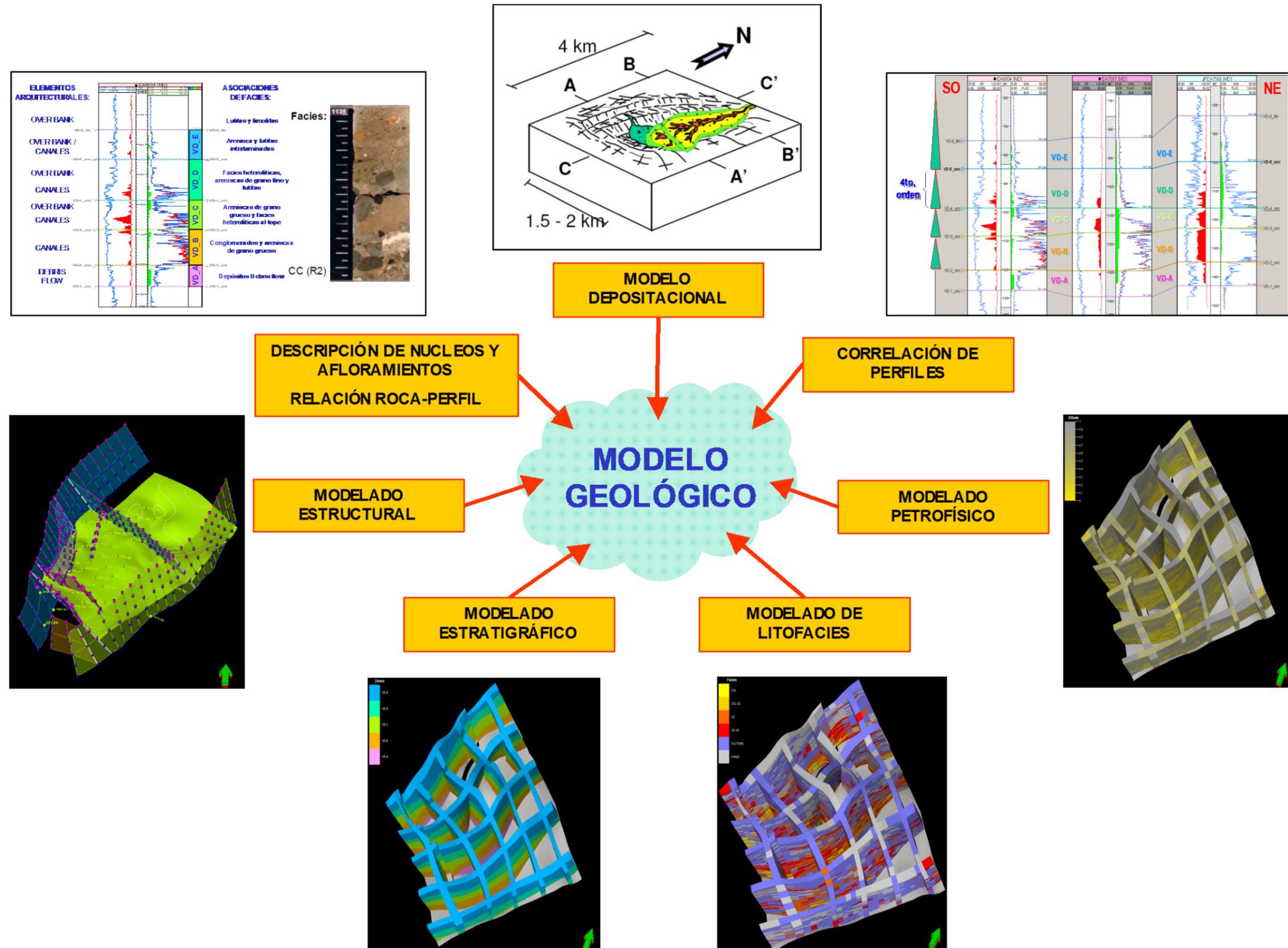


Figura 53 – Diagrama esquemático de la metodología seguida en el modelado estático 3D para la Formación Verdún, yacimiento Laguna - Lote X.



Tabla 5 – Delimitadores (*cut-off*) usados para la determinación de litofacies para la Formación Verdún.

CODIGO	LITOFACIES	ABREVIATURA	CUT-OFF
0	CONGLOMERADO	CGL	$V_{cl} < 0.25$ y $SPBL > 46$
1	CONGLOMERADO 1	CGL1	$V_{cl} < 0.25$ y $SPBL \leq 46$
2	ARENISCA	SD	$V_{cl} < 0.25$ y $\&LN \leq 40$
3	ARENISCA ARCILLOSA	SD-SH	$V_{cl} \geq 0.25$
4	LIMOLITA	SILSTONE	$V_{cl} \geq 0.5$
5	LUTITA	SHALE	$V_{cl} \geq 0.9$

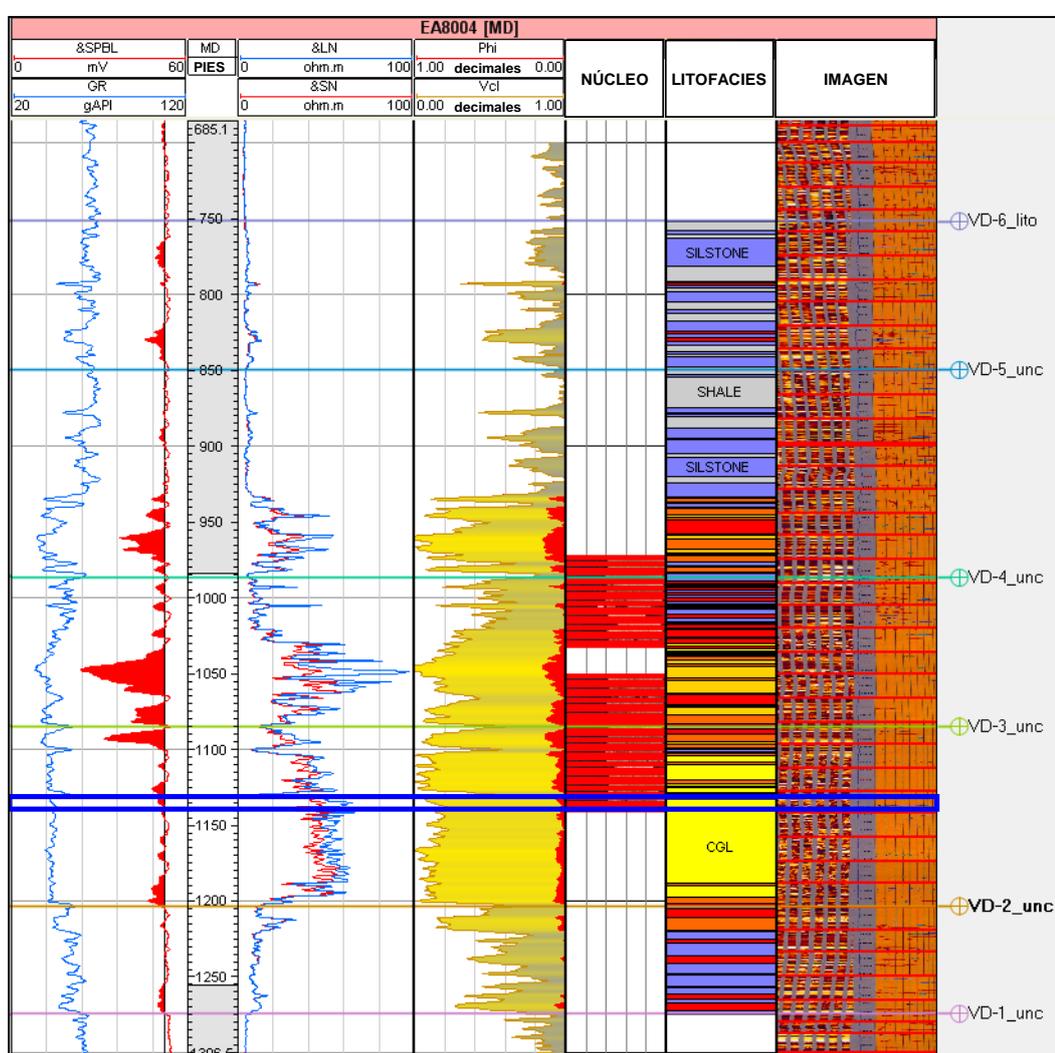


Figura 55 - Perfil discreto de litofacies generado usando *cut-off* de curvas (Volumen de arcilla ( $V_{cl}$ ), potencial espontáneo con línea base en 54mV. (SPBL) y resistividad profunda ( $\&LN$ )) obtenidos de la integración roca-perfil. CGL: Conglomerado, CGL1: Conglomerado 1, SD: Arenisca, SD-SH: Arenisca arcillosa, SILSTONE: Limolita, SHALE: Lutita.





Figura 57 - Modelo estructural tridimensional basado en polígonos de falla en el tope y en la base de la Formación Verdún.

Una vez generados los planos de falla, se procedió a la construcción de la grilla a través del proceso *Pilar Gridding* (grillado basado en los pilares utilizados para la generación de las fallas). Para el caso de los bloques de inyección, el tamaño de celda en la horizontal fue de 50 m. x 50 m., considerando al menos dos celdas entre pozo y pozo, dando como número de celdas 26 en la dirección principal de la grilla (*dirección  $\hat{i}$* ) y 52 en la dirección ortogonal a

la dirección principal de la grilla (*dirección j*). Se tomaron las fallas de los bloques como límite general y como dirección para la generación de la grilla, además se incluyeron direcciones locales en la *dirección i y j* para una menor distorsión de la grilla (Figura 58).



Figura 58 – Se pueden observar las fallas (líneas continuas), los pilares de falla (cuadrados blancos) y las direcciones locales (líneas discontinuas) utilizados en la construcción de la grilla a través del proceso de *Pillar Gridding*. Los números en blanco indican la cantidad de celdas a generar en dicha dirección local (línea discontinua).

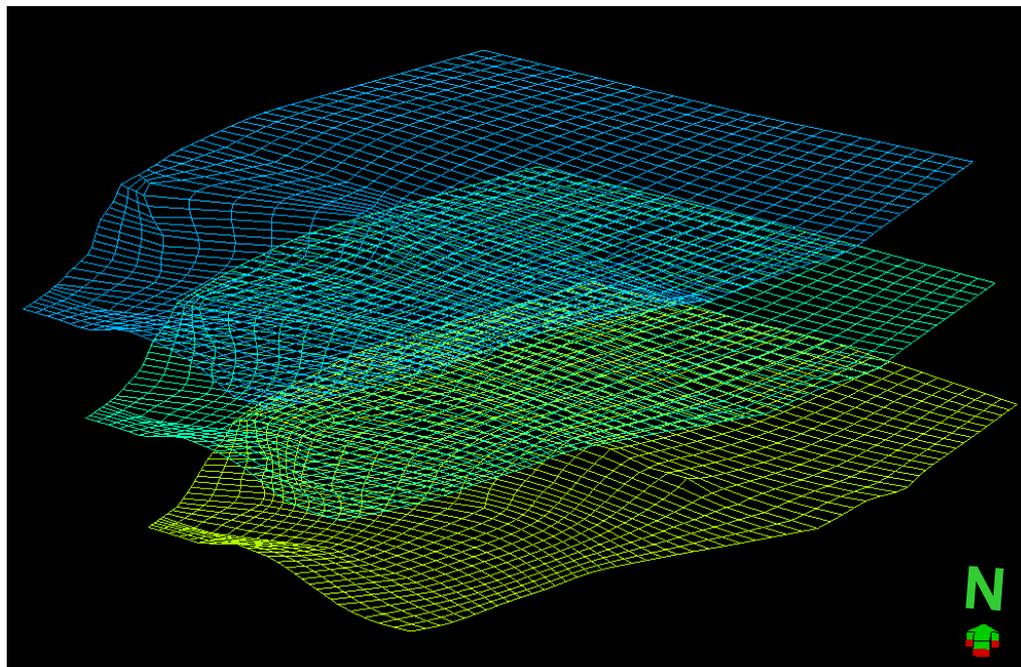


Figura 59 - Visualización tridimensional de celdas en el tope, centro y base de la grilla, construidas en el proceso de Pillar Gridding.

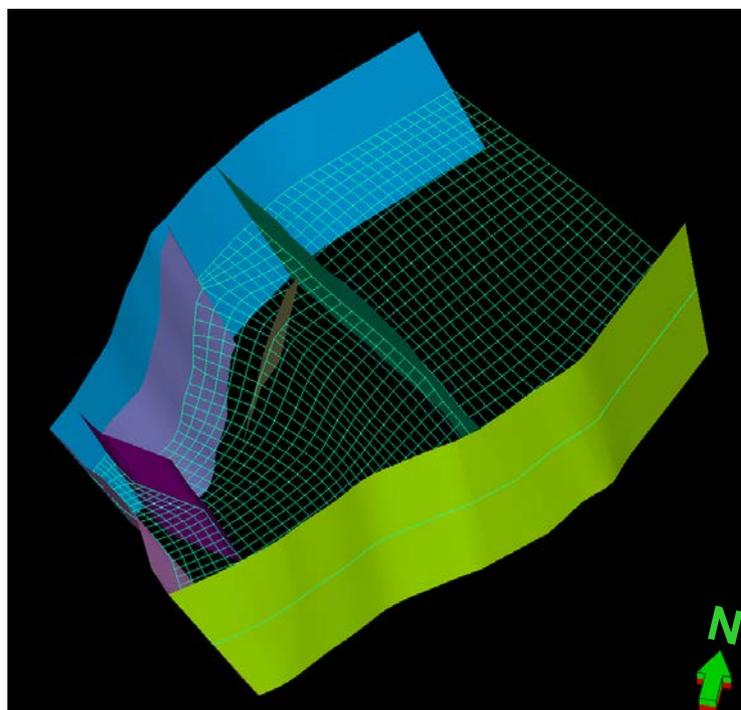


Figura 60 - Disposición final de la grilla y fallas para el modelo estático 3D de la Formación Verdún en los bloques de inyección.

### 5.6 Modelo Estratigráfico Tridimensional de la Formación Verdún

Luego de la generación del modelo estructural, se realizó la construcción del modelo estratigráfico, tomando como referencia las superficies de estratigrafía correlacionadas en los pozos; este proceso incluye la generación de horizontes, unidades estratigráficas y la división vertical de estas en capas (*layering*).

En este último paso, el número de capas (celdas en la dirección vertical) fue diferente para cada unidad estratigráfica con el objetivo de conservar la heterogeneidad del reservorio; así, el número de horizontes creados fue de 6, lo que produjo 5 unidades estratigráficas con diferente número de capas entre ellas (78 en total), ver Tabla 6. La grilla creada en el proceso de *Pilar Gridding*, es dividida en la vertical tomando como límites los horizontes generados en el tope y en la base de la formación. El criterio para la creación de capas fue de proporcionalidad, es decir, manteniendo la forma del tope y la base de la unidad y colocando un número fijo de capas en el interior, esto se hizo de acuerdo al detalle requerido y teniendo en cuenta los *pinch-outs* estratigráficos del sistema depositacional de la Formación Verdún. El proceso de modelamiento estratigráfico, respeta los topes estratigráficos y los controles de falla en los pozos. El número total de celdas creadas asciende a 105456.

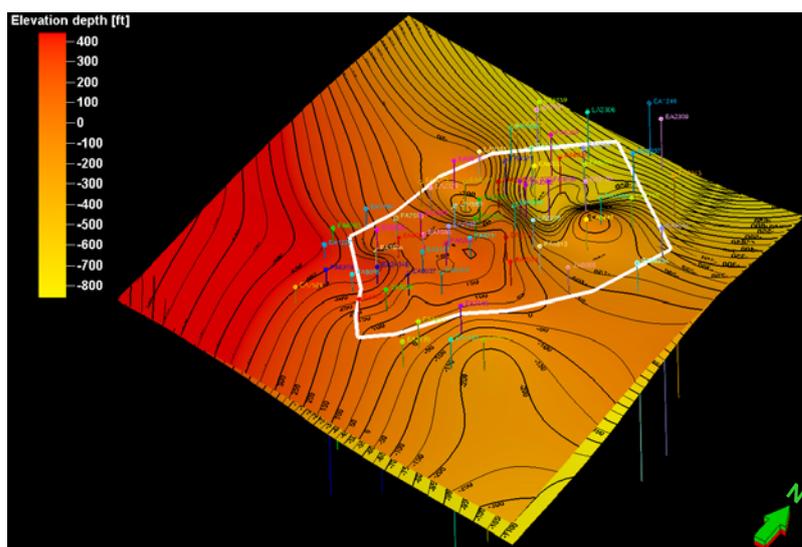


Figura 61 - Superficies generadas a partir de topes de estratigrafía de pozos, las cuales se utilizaron como datos de entrada para la generación de horizontes estratigráficos.

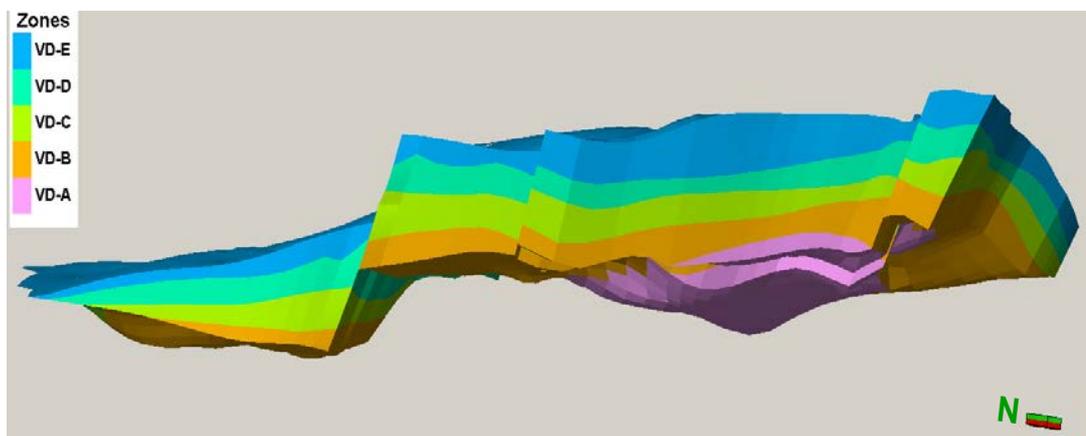


Figura 62 - Vista tridimensional desde el Oeste del modelo de horizontes los cuales definieron 5 unidades (*Zones*).

Tabla 6 - Número variable de capas por unidad, Fm. Verdún.

	Name	Color	Zone division		
	VD-E		<input type="button" value="v"/>	Proportional	Number of layers: 15
	VD-D		<input type="button" value="v"/>	Proportional	Number of layers: 18
	VD-C		<input type="button" value="v"/>	Proportional	Number of layers: 14
	VD-B		<input type="button" value="v"/>	Proportional	Number of layers: 18
	VD-A		<input type="button" value="v"/>	Proportional	Number of layers: 13

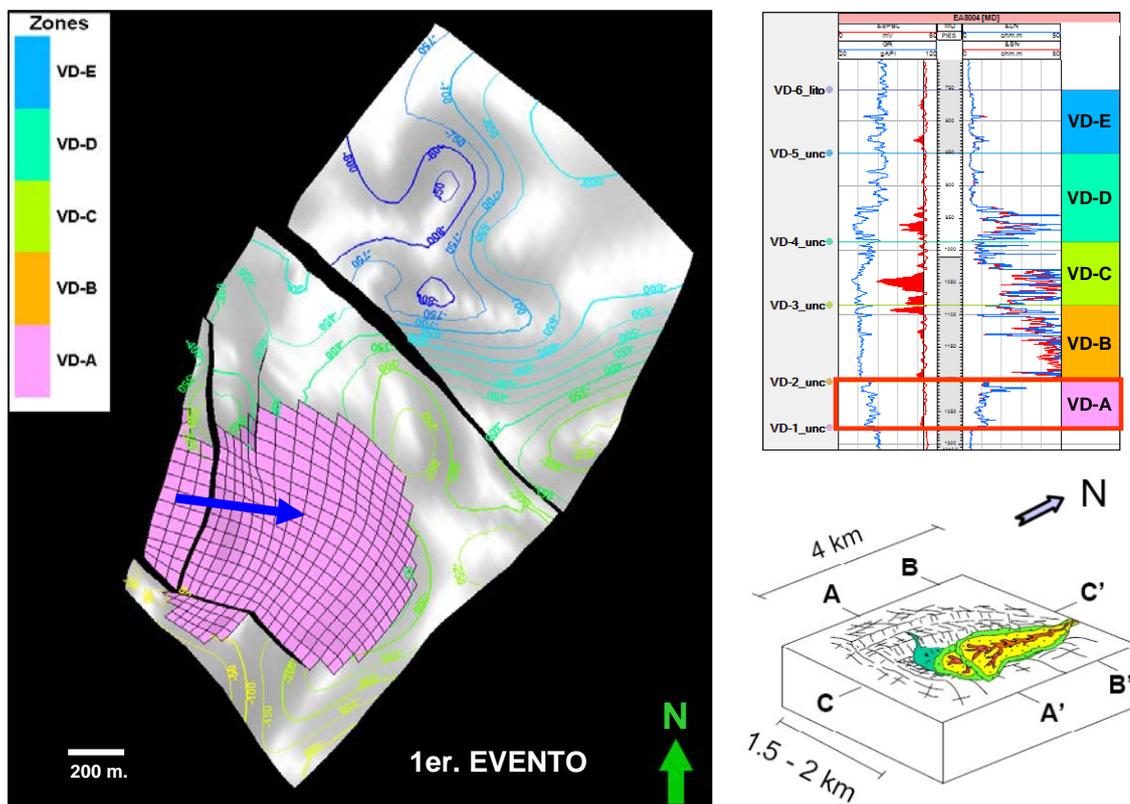


Figura 63 - Se muestra el modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún (vista de planta). El cual está conformado en la zona del proyecto por 5 eventos principales de depositación. En la figura de la izquierda se observa el 1er. evento (*mud debris-flow*) Unidad VD-A con dirección de aporte de los sedimentos Oeste – Este. A su vez se observa en la figura superior derecha las características electrográficas en el perfil tipo (pozo EA8004) para dicho evento (cuadrado rojo) y en la figura inferior derecha, el bloque diagrama del modelo depositacional de la Formación Verdún.

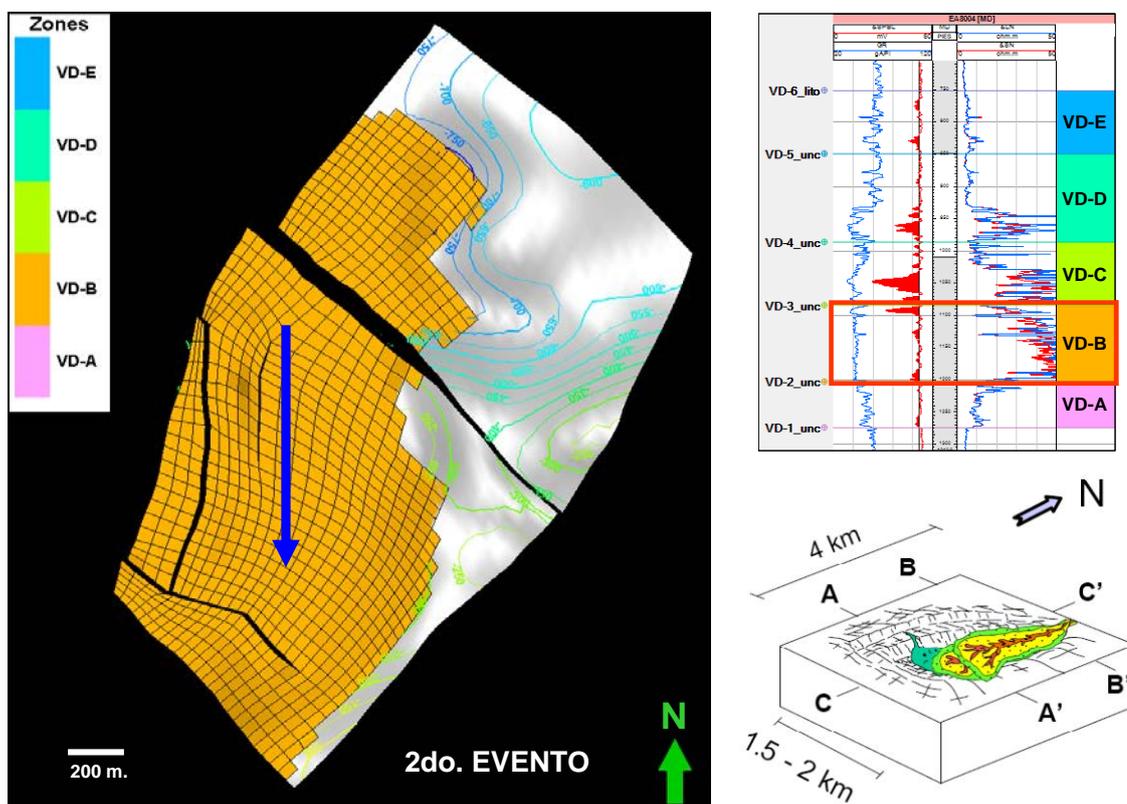


Figura 64 - Se muestra el modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún (vista de planta). El cual está conformado en la zona del proyecto por 5 eventos principales de depositación. En la figura de la izquierda se observa el 2do. evento (sistema de canales turbidíficos) Unidad VD-B con dirección principal de aporte de sedimentos noreste-suroeste. A su vez se observa en la figura superior derecha las características electrográficas en el perfil tipo (pozo EA8004) para dicho evento (cuadrado rojo) y en la figura inferior derecha, el bloque diagrama del modelo depositacional de la Formación Verdún.

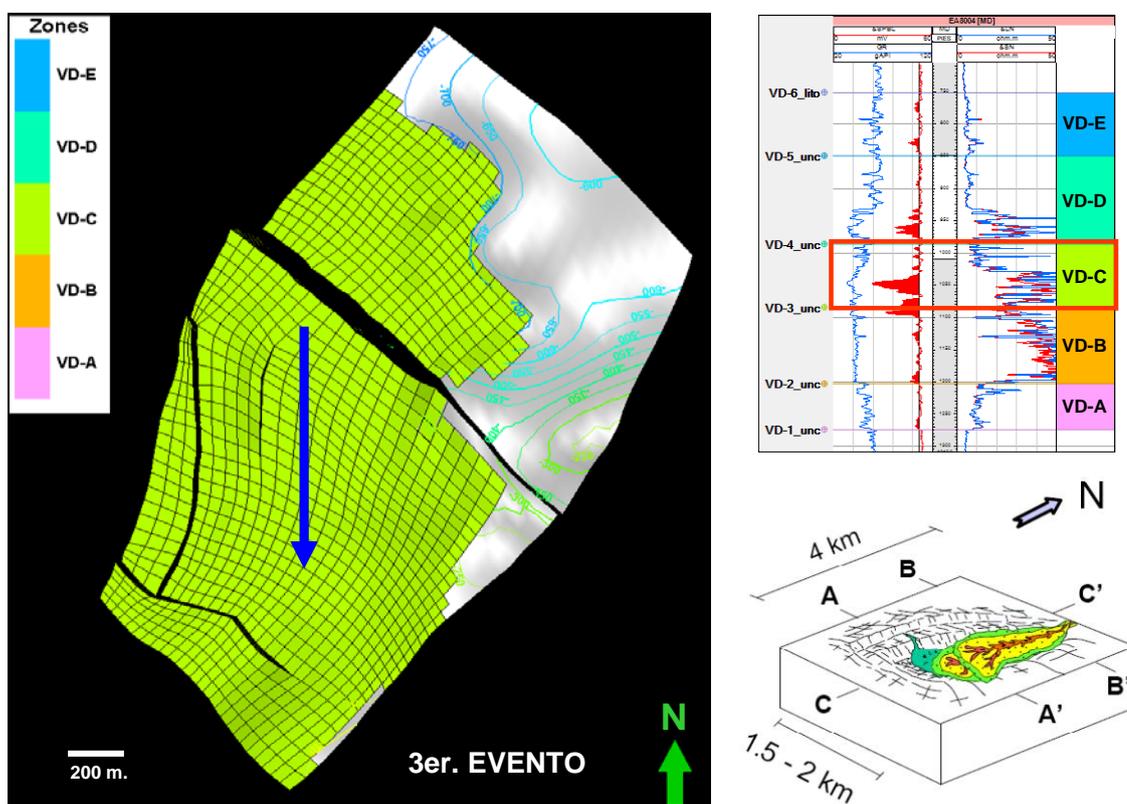


Figura 65 - Se muestra el modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún (vista de planta). El cual está conformado en la zona del proyecto por 5 eventos principales de depositación.

En la figura de la izquierda se observa el 3er. evento (sistema de canales turbidíticos) Unidad VD-C con dirección principal de aporte de sedimentos noreste-suroeste. A su vez se observa en la figura superior derecha las características electrográficas en el perfil tipo (pozo EA8004) para dicho evento (cuadrado rojo) y en la figura inferior derecha, el bloque diagrama del modelo deposicional de la Formación Verdún.

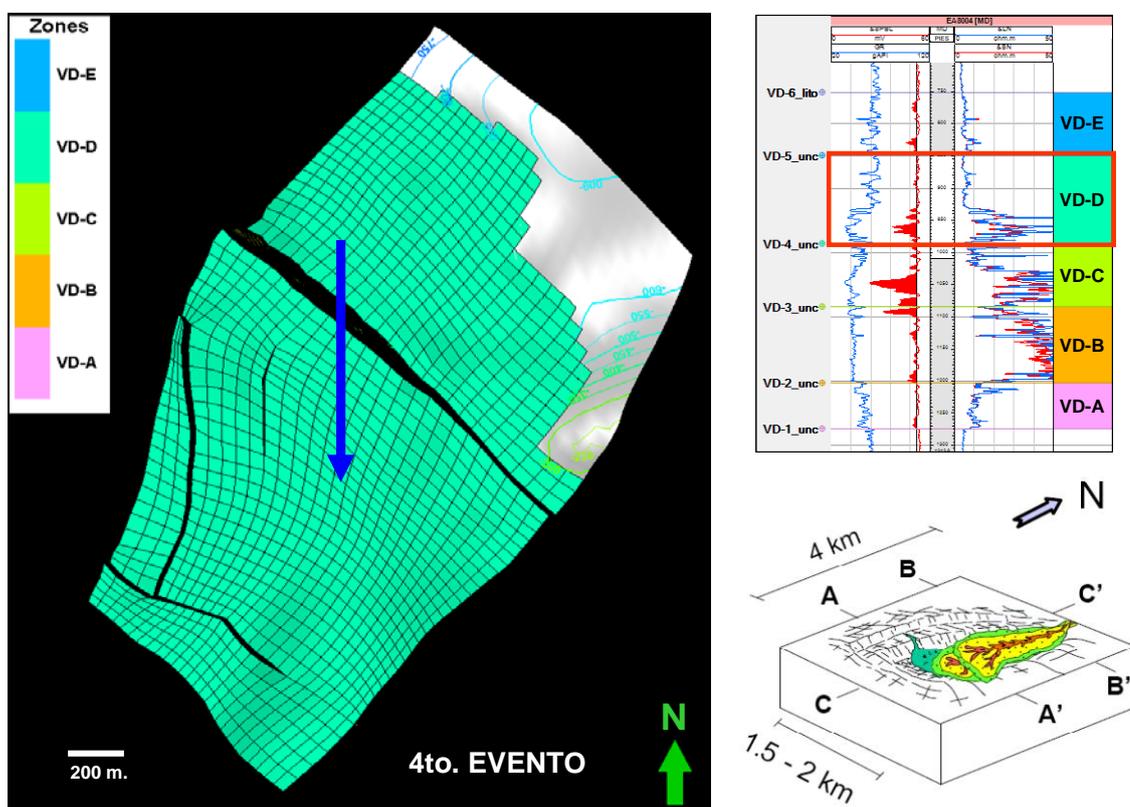


Figura 66 - Se muestra el modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún (vista de planta).

El cual está conformado en la zona del proyecto por 5 eventos principales de depositación.

En la figura de la izquierda se observa el 4to. evento (sistema de canales turbidíticos) Unidad VD-D con dirección principal de aporte de sedimentos noreste-suroeste. A su vez se observa en la figura superior derecha las características electrográficas en el perfil tipo (pozo EA8004) para dicho evento (cuadrado rojo) y en la figura inferior derecha, el bloque diagrama del modelo deposicional de la Formación Verdún.

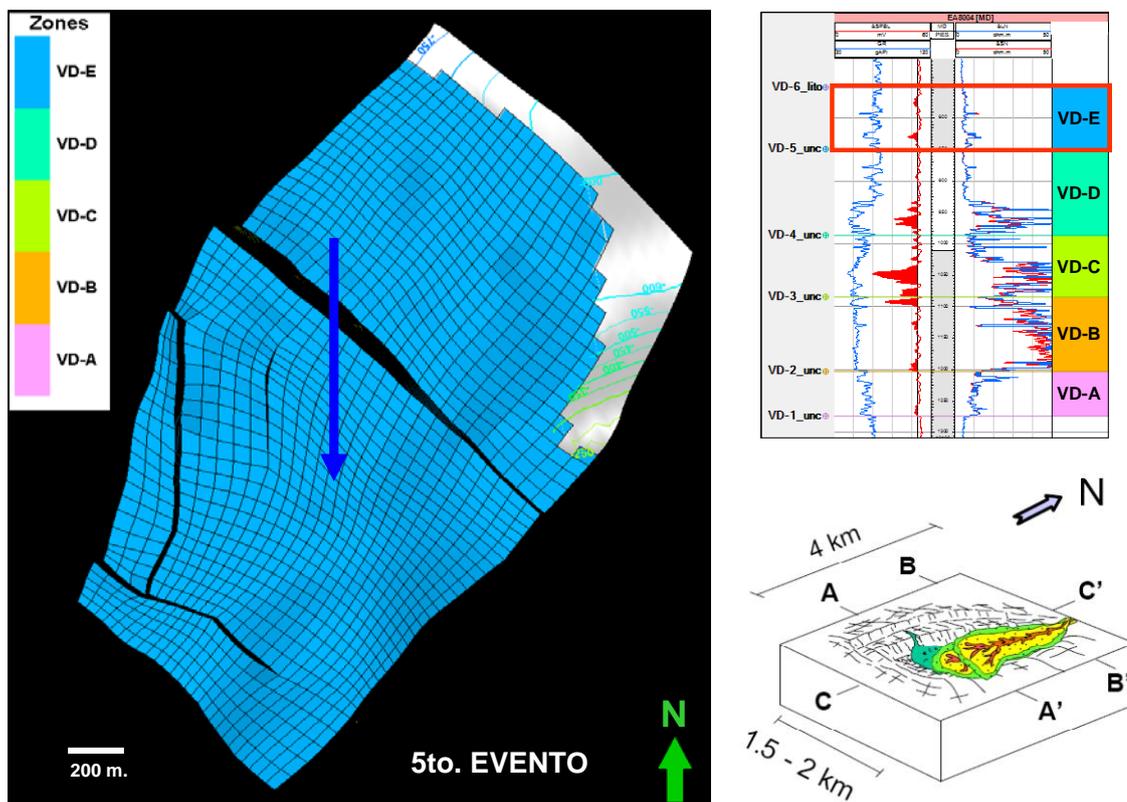


Figura 67 - Se muestra el modelo estratigráfico final 3D de la Fm. Verdún (vista de planta).

El cual está conformado en la zona del proyecto por 5 eventos principales de depositación.

En la figura de la izquierda se observa el 5to. evento (sistema de canales turbidíticos) Unidad VD-E con dirección principal de aporte de sedimentos noreste-suroeste. A su vez se observa en la figura superior derecha las características electrográficas en el perfil tipo (pozo EA8004) para dicho evento (cuadrado rojo) y en la figura inferior derecha, el bloque diagrama del modelo deposicional de la Formación Verdún.

Una vez generado el modelo estratigráfico y para efectos de control de calidad del mismo, es recomendable la generación de una grilla denominada “*Zone Index*” (Indicador de Zona), en la cual estarán diferenciadas las unidades consideradas por la división estratigráfica y sus capas asociadas; así, al visualizar cada una de las capas, podemos saber si la construcción de la grilla fue realizada de manera coherente.

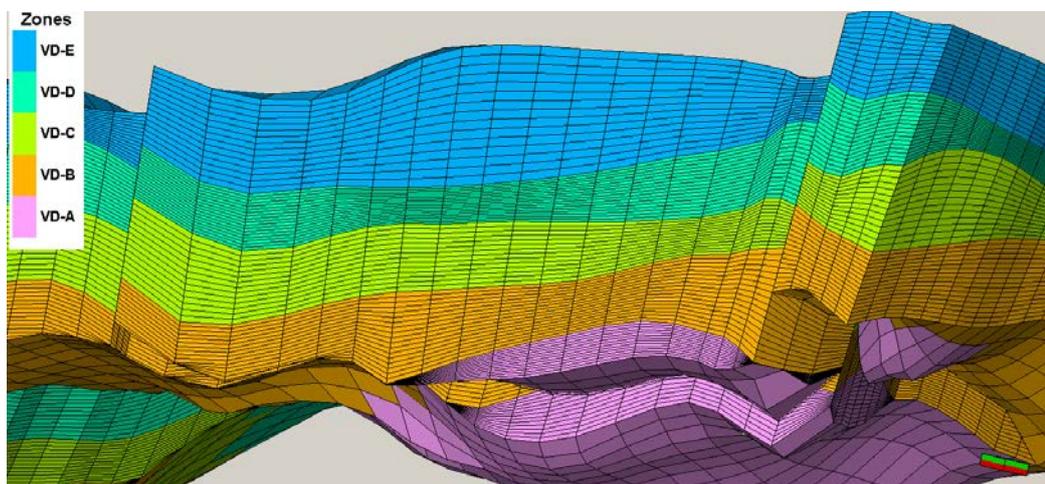


Figura 68 - Modelo estratigráfico de la Fm. Verdún (vista desde el Oeste), donde se puede observar la grilla 3D final, mostrando las diversas unidades generadas y las capas que las conforman.

### 5.7 Escalamiento (*Scale Up*) de Litofacies y de Perfiles de Pozos Interpretados

El intervalo de muestreo de los perfiles de pozo (continuos y discretos) permite una buena resolución vertical de los mismos, en términos de evidenciar las heterogeneidades de las rocas que conforman los reservorios; lo ideal sería que cada valor sea atribuido a una capa en la vertical, pero esto sería imposible puesto que el número total de celdas sería muy grande, haciendo difícil la simulación numérica de reservorios y por las limitaciones en *hardware* de los equipos de cómputo actuales. Por tanto, es necesario asignar los valores a las celdas en la grilla tridimensional penetradas por los pozos, considerando un promedio de valores en el intervalo vertical de cada capa. Este paso es necesario para la posterior distribución de los valores de las propiedades entre pozos.



## 5.8 Análisis Geoestadístico de Datos

### 5.8.1 Creación de Curvas de Proporción Vertical de Facies, Transformaciones y Generación de Variogramas

El siguiente paso en la caracterización estática de la Formación Verdún fue el análisis geoestadístico de datos, a través de la creación de curvas de proporción vertical de facies y la generación de variogramas. Una curva de proporción vertical de facies, corresponde al porcentaje de litofacies calculado en un pozo a diferentes niveles, paralelos a un horizonte de referencia dentro de una unidad estratigráfica. Esta curva permite verificar que exista una organización vertical lógica de las litofacies, de acuerdo al marco sedimentológico conocido para la formación de estudio. En la Figura 70 se muestra la curva de proporción vertical de litofacies para la unidad VD-C, en el se observa como la abundancia relativa de areniscas, va disminuyendo hacia el tope, formando un patrón de apilamiento general granodecreciente (flecha azul), tal y como se aprecia en las descripciones sedimentológicas y en los perfiles de pozo.

Posteriormente, se procedió a la construcción de variogramas tanto horizontales como verticales por unidad, para determinar el grado de correlación espacial entre las litofacies de los pozos del proyecto. Se tuvo en consideración la dirección de aporte de los sedimentos previamente definido en el modelo sedimentológico, esta dirección es noreste-suroeste y la geometría de los cuerpos tiende a ser más alargada en la dirección de mayor correlación para las litologías más gruesas (por ejemplo, conglomerados de fondo de canal).

El tipo de variograma utilizado fue el esférico, debido al comportamiento lineal en corta distancia, observado por la propiedad litofacies y porque se ajusta más y es estable al sistema de ecuaciones de *Kriging* que es aplicado para la distribución espacial de la propiedad de litofacies (Schlumberger – Petrel Property Modeling Course, 2005).

La Figura 71 muestra un ejemplo de variograma horizontal en la dirección de mayor correlación para la litofacies conglomerado de la unidad VD-C.

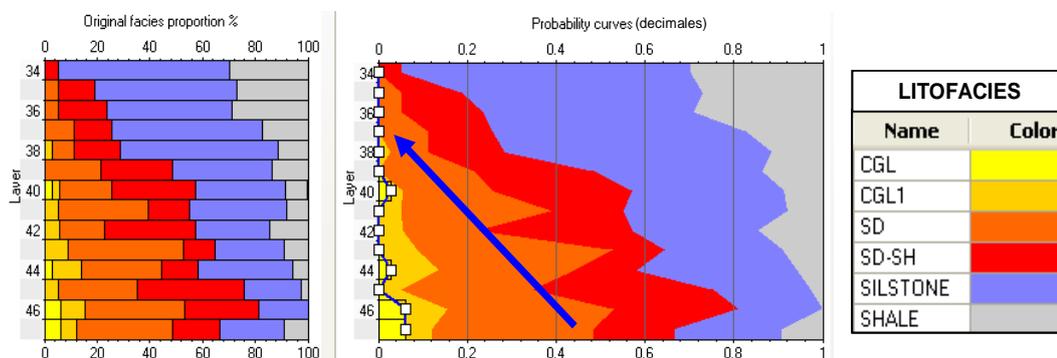


Figura 70 - Curvas de proporción vertical de litofacies de la unidad VD-C de la Formación Verdún. Hacia la izquierda se observa la proporción de litofacies original y a la derecha las curvas de probabilidades de cada litofacies interpretada de acuerdo al aspecto sedimentológico. Se aprecia el patrón granodecreciente (flecha azul).

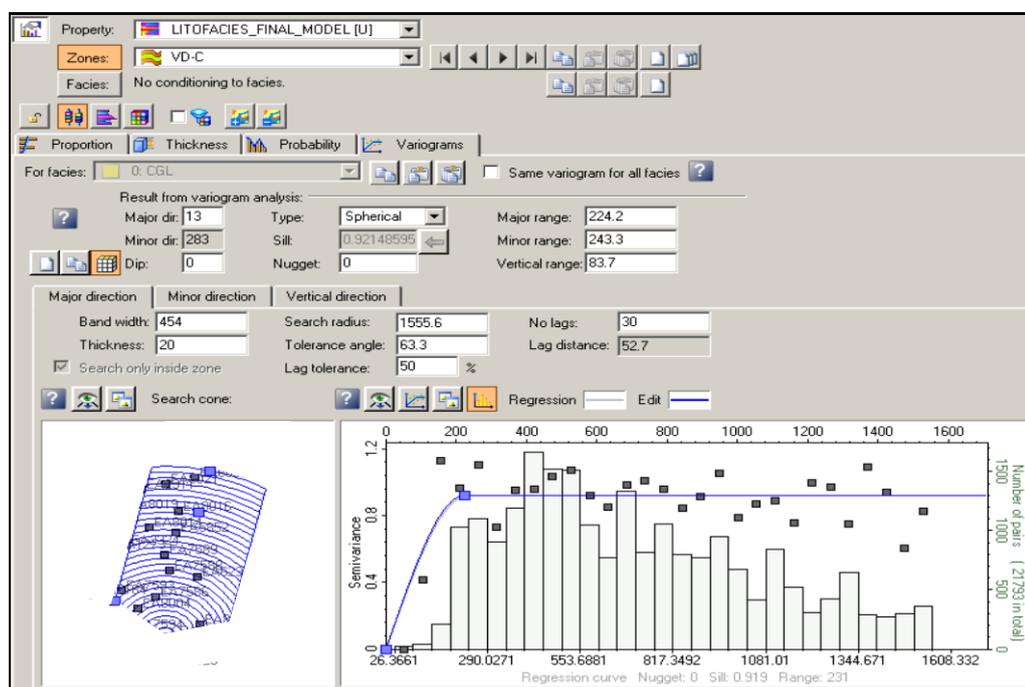


Figura 71 - Se observa a manera de ejemplo, el variograma horizontal en la dirección de mayor correlación para la litofacie conglomerado en la unidad VD-C. El tipo de variograma utilizado fue el esférico.

El análisis de datos también fue realizado para las propiedades continuas como porosidad y permeabilidad, mediante la aplicación de transformaciones a los datos de entrada y la creación de variogramas horizontales y verticales. Dentro de las transformaciones iniciales tenemos las siguientes:

- *Input Truncation*: Remoción de valores fuera de rango (*outliers*).
- *Normal Score*: Transformación de los datos a una distribución normal, con media 0 y desviación standard de 1. Esto se hace con la finalidad de asignarle a la función aleatoria el principio de estacionalidad, es decir, el de no alterar su media ni su desviación *standard* con la distancia.

La Figura 72 muestra las transformaciones realizadas en el análisis de datos de la variable porosidad, para la litofacie arenisca en la unidad VD-C.

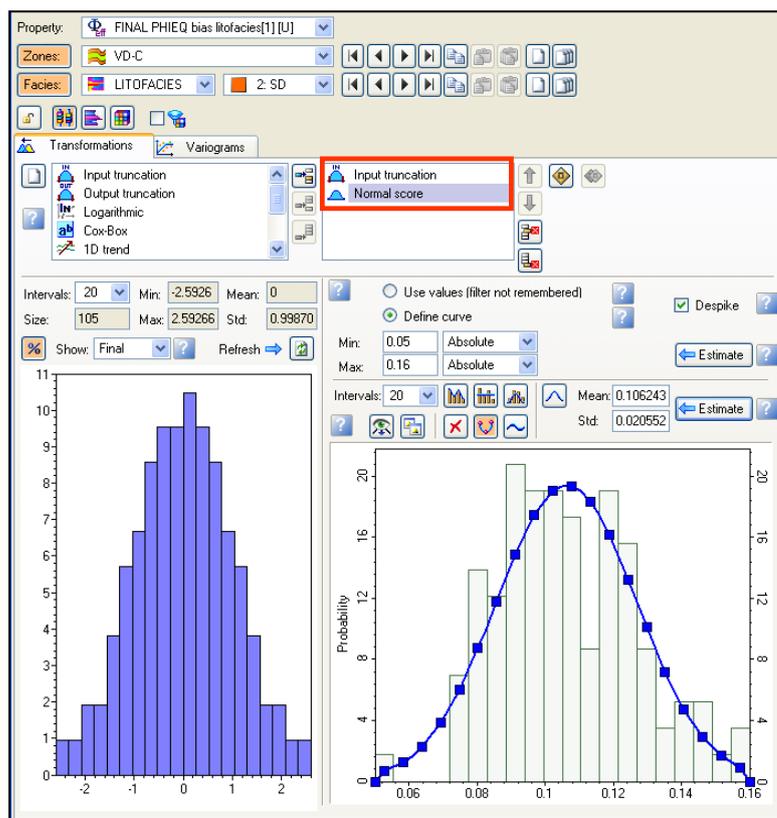


Figura 72 - Se observa a manera de ejemplo, las transformaciones realizadas sobre la variable porosidad, para la litofacie areniscas (SD) de la unidad VD-C.

El recuadro rojo indica los tipos de transformaciones realizadas sobre los datos.

Luego, se generaron variogramas horizontales y verticales con los datos transformados de las propiedades porosidad y permeabilidad, por litofacies, para encontrar las distancias de correlación de los datos en un sentido horizontal y para tener una idea del grado de continuidad de los mismos en la dirección vertical. La Figura 73 muestra los variogramas de la propiedad porosidad para la litofacies arenisca, tanto horizontal (dirección principal) como vertical, de la unidad VD-C. El modelo usado fue esférico, al igual que para las litofacies.

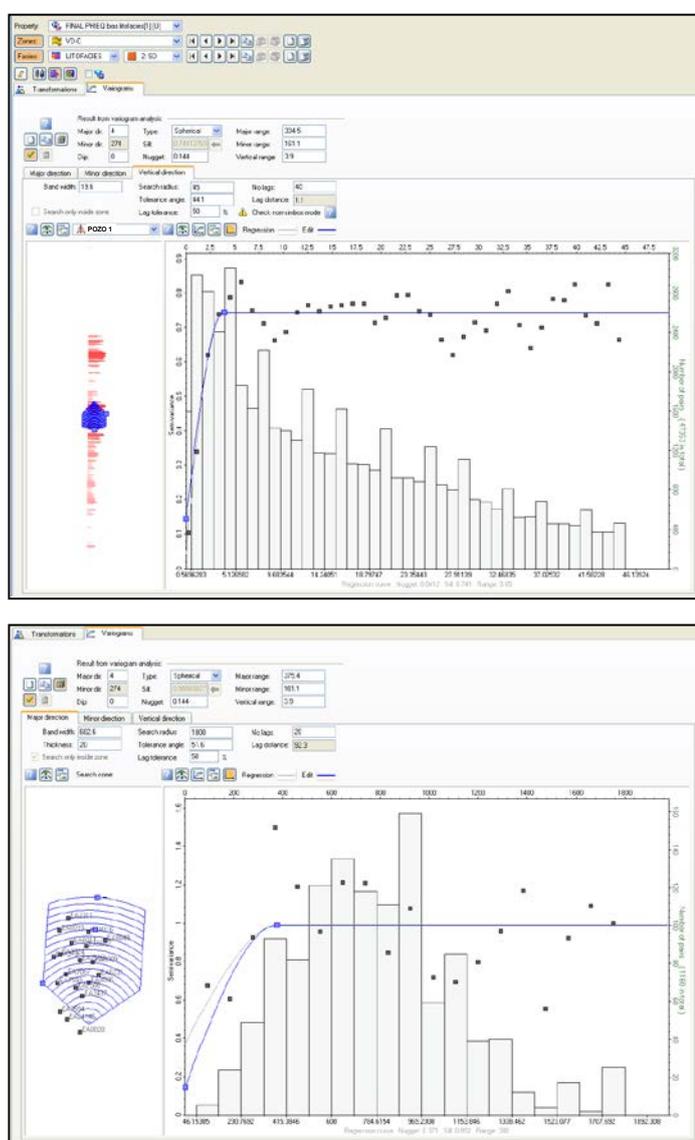


Figura 73 - Variograma vertical (arriba) y horizontal (abajo) para la propiedad porosidad (litofacies arenisca) en la unidad VD-C. Nótese la ciclicidad mostrada por el variograma vertical.

### 5.9 Modelo Tridimensional de Litofacies

Una vez realizado el análisis de datos sobre la propiedad litofacies, se procede al poblamiento de la grilla base, mediante la propagación de la propiedad litofacies en las tres dimensiones, por unidad, respetando las curvas de proporción vertical y los variogramas generados en el paso previo. Para ello se utilizó el algoritmo “*Sequential Indicator Simulation*” (SIS), que crea un modelo estocástico con múltiples realizaciones, todas equiprobables, a partir de semillas aleatorias variables, calculando la probabilidad de ocurrencia de una facie en un lugar específico de la grilla, respetando los datos de entrada en los pozos y las direcciones obtenidas por los variogramas, como se mencionó anteriormente (Schlumberger – Petrel Property Modeling Course, 2005). En Tabla 7 se observa que la arenisca es la litofacie reservorio que predomina, destacando en la unidad VD-B con un mayor porcentaje.

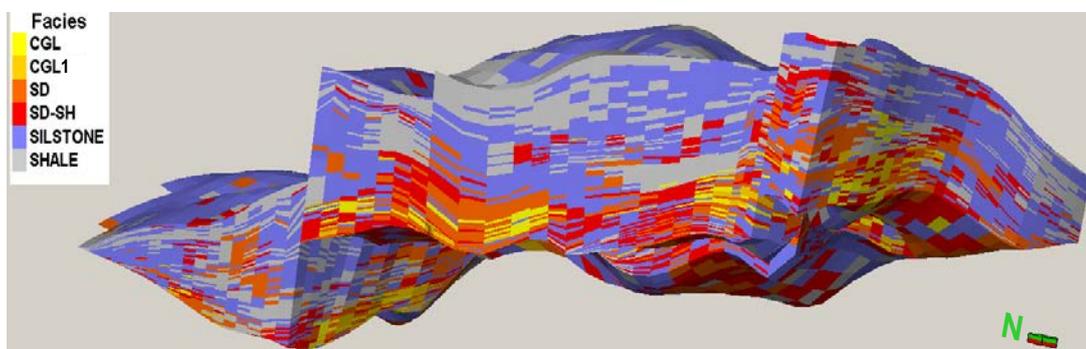


Figura 74 - Modelo tridimensional de litofacies para la Formación Verdún.

Vista desde el Sur-oeste. Exageración vertical 3X.

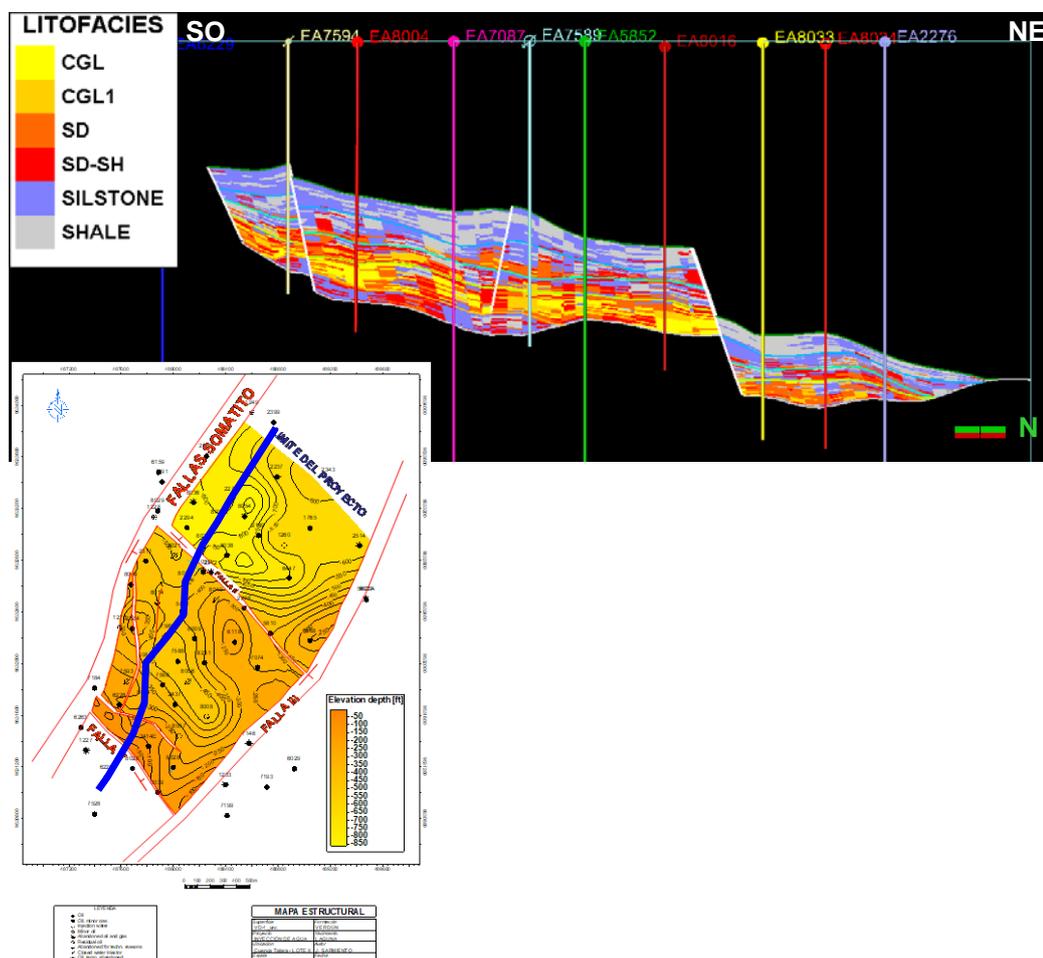


Figura 75 - Sección estructural SO-NE, en la cual se puede apreciar la continuidad de las litofacies modeladas tridimensionalmente. Exageración vertical 3X.

Tabla 7 - Porcentajes de litofacies para las unidades de la Formación Verdún.

LITOFACIES	UNIDAD				
	VD-E	VD-D	VD-C	VD-B	VD-A
CONGLOMERADO	-	-	1.00%	12.62%	-
CONGLOMERADO1	-	0.62%	3.90%	12.18%	-
ARENISCA	4.43%	10.29%	23.92%	28.14%	6.87%
ARENISCA ARCILLOSA	8.65%	11.73%	21.68%	20.41%	29.03%
LIMOLITA	53.52%	53.57%	33.15%	21.31%	54.13%
LUTITA	33.40%	23.79%	16.35%	5.34%	9.97%

#### 5.10 Modelo Tridimensional de Propiedades Petrofísicas

Con los datos transformados a una distribución normal y los variogramas generados para las propiedades porosidad y permeabilidad, se procedió al poblamiento de la grilla en las tres dimensiones, utilizando el algoritmo “*Sequential Gaussian Simulation*” (SGS), por unidad y por litofacie. Este algoritmo también provee una simulación estocástica a partir de una semilla aleatoria, y es usado cuando los datos son continuos y escasos, produciendo múltiples realizaciones, todas equiprobables, en la medida que se varíe esta semilla aleatoria (Schlumberger – Petrel Property Modeling Course, 2005).

Para el caso de la porosidad, solo se tuvo en consideración la grilla de litofacies como condicionante para la propagación de la propiedad, pero para la permeabilidad, adicionalmente a la grilla de litofacies, se tuvo en cuenta la grilla de porosidad como variable secundaria para el *Co-kriging*. La parte superior de la Figura 76 (arriba) muestra el cuadro de diálogo para la generación del modelo tridimensional de la propiedad porosidad para la litofacie arenisca en la unidad VD-C; la parte inferior de la figura muestra el cuadro de diálogo del modelo de permeabilidad para la litofacie arenisca en la unidad VD-C, donde se observa la utilización de la porosidad como variable secundaria para el “*Co-kriging*”.

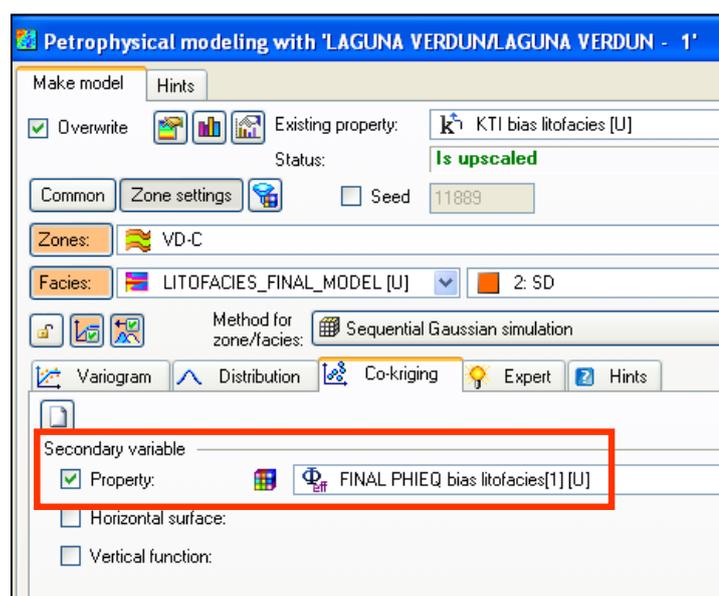
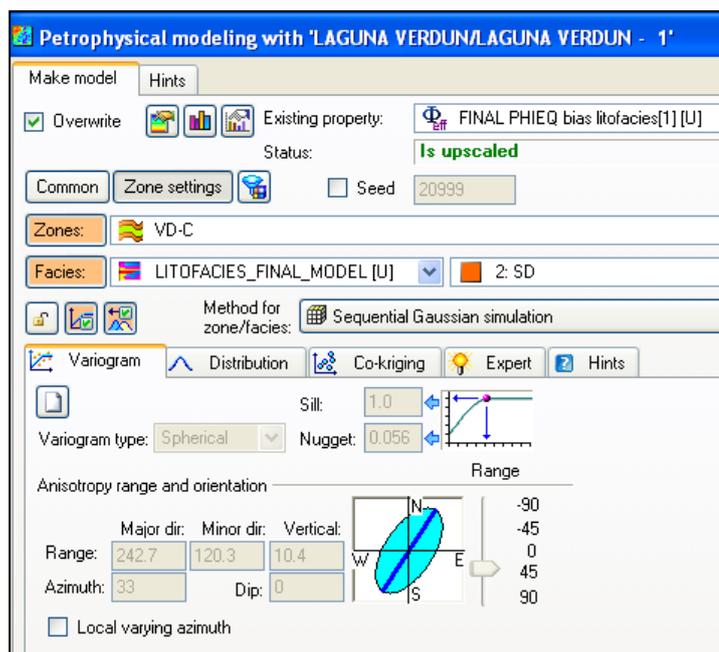


Figura 76 - Ventana de generación del modelo tridimensional de propiedades petrofísicas.

Aquí se muestra el ejemplo de construcción de la grilla de porosidad, para la litofacie arenisca de la unidad VD-C, utilizando el método “*Sequential Gaussian Simulation*” (arriba). Cuadro de diálogo de construcción del modelo de permeabilidad, para la litofacie arenisca de la unidad VD-C. En el recuadro rojo se muestra la utilización de la porosidad como variable secundaria para el “*Co-kriging*” (abajo).

En la Figura 77 se puede observar una de las capas de los modelos tridimensionales finales de porosidad y permeabilidad, ambos generados con el algoritmo “*Sequential Gaussian Simulation*” (SGS).

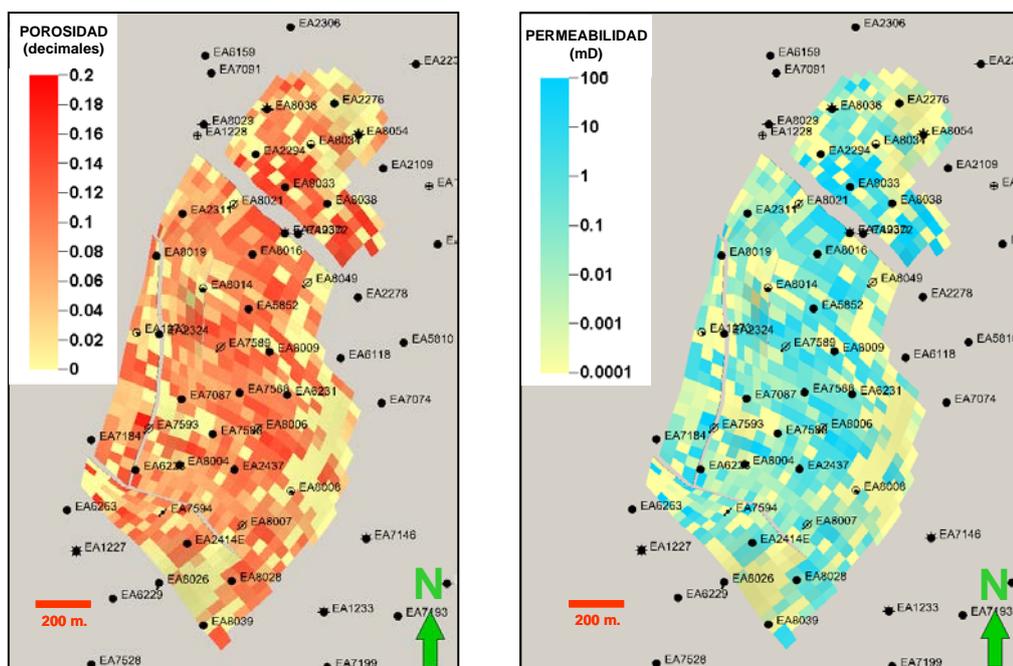


Figura 77 - Se observa una vista de planta de la capa 54 de la unidad VD-B, en la cual se puede apreciar los modelos tridimensionales de porosidad (izquierda) y permeabilidad (derecha), generados con el algoritmo “*Sequential Gaussian Simulation*” (SGS) y condicionados al modelo tridimensional de litofacies.

#### 5.11 Control de Calidad de las Grillas de Porosidad y Permeabilidad

Se realizó finalmente el control de calidad de las grillas de propiedades, que consistió principalmente en: La construcción de histogramas de las propiedades modeladas vs. litofacies, con el objetivo de corroborar que los rangos de valores de las propiedades, correspondan a cada litofacie modelada (ver Figura 78) y también se generaron histogramas para controlar que tanto los registros (*raw data*), el *scale up* y las celdas de los modelos de cada propiedad, tengan distribuciones, rangos y frecuencias similares; un ejemplo puede ser observado en la Figura 79.

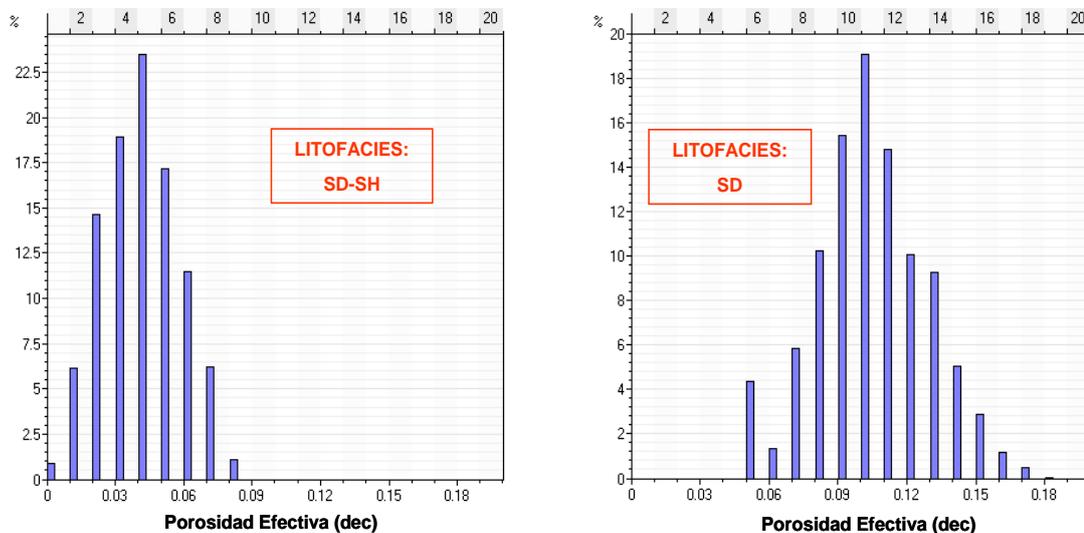


Figura 78 - Se observan los histogramas de la propiedad de porosidad efectiva modelada para toda la Fm. Verdún. Izquierda: Para la litofacie arenisca arcillosa (SD-SH). Derecha: Para la litofacie arenisca (SD). Se puede apreciar la distribución normal de dicha propiedad, el rango de valores y frecuencias coherentes con las litofacies modeladas.

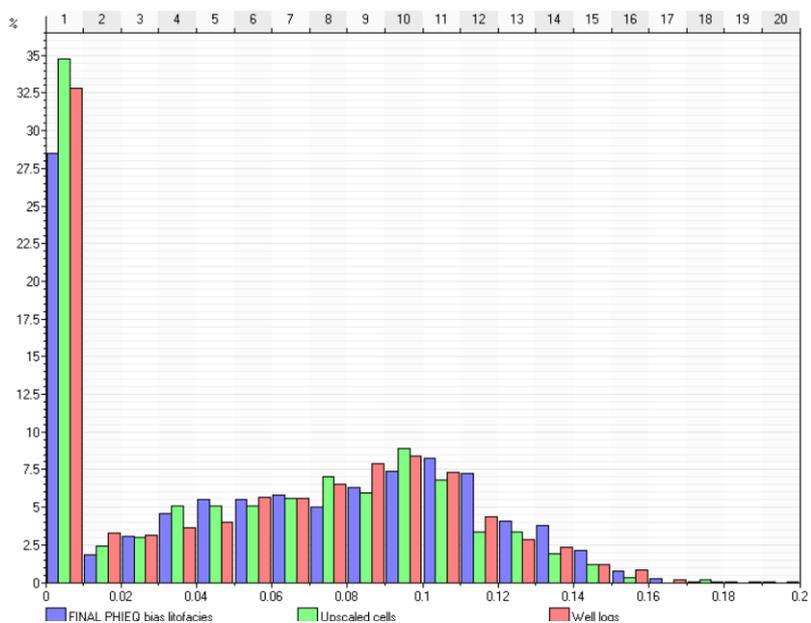


Figura 79 - Histograma de la propiedad de porosidad efectiva de la unidad VD-C. Se puede observar la misma distribución, rangos y frecuencias entre los valores de: Registros de pozos (rojo), scale up (verde) y modelo final tridimensional (azul).

#### 5.12 Modelo de Saturación de Agua (Sw)

El modelo de saturación de agua (Sw) utilizado para la Formación Verdún fue de valores constantes para cada unidad. Estos valores son iguales a la saturación promedio obtenida del intervalo de Net Pay de la interpretación petrofísica de perfiles eléctricos. Dichos valores se observan en la Tabla 8.

Tabla 8 – Modelo de saturación de agua por unidad de la Formación Verdún.

UNIDAD	Sw promedio (decimales)
VD-A	0.53
VD-B	0.46
VD-C	0.45
VD-D	0.44
VD-E	0.56

#### 5.13 Factor de Volumen de Formación del Petróleo a Condiciones Iniciales (Boi)

Para el caso de la Formación Verdún en el área de estudio el factor de volumen de formación del petróleo a condiciones iniciales (Boi) estimado utilizado en los cálculos fue de: 1.036 Bls/STB.

#### 5.14 Cálculo del Petróleo Original "In Situ" (POIS) - Volumétrico

Después del control de calidad del modelo geológico integrado 3D, se procedió al cálculo volumétrico del petróleo original "in situ" (POIS), para ello es necesario calcular previamente la propiedad de "Net to Gross" (NTG), la cual identifica la fracción de cada celda del modelo o que celdas del modelo serán contabilizadas como espesor neto petrolífero (NET PAY) para efectos del calculo volumétrico. Esta propiedad de NTG se obtuvo aplicando a la grilla el "cut-off" de porosidad efectiva (Phie) definido en el capítulo 4.5.3.2. Lo que equivale decir, que toda celda que tenga un valor de porosidad efectiva mayor o igual al cut-off será utilizada para el cálculo del POIS.

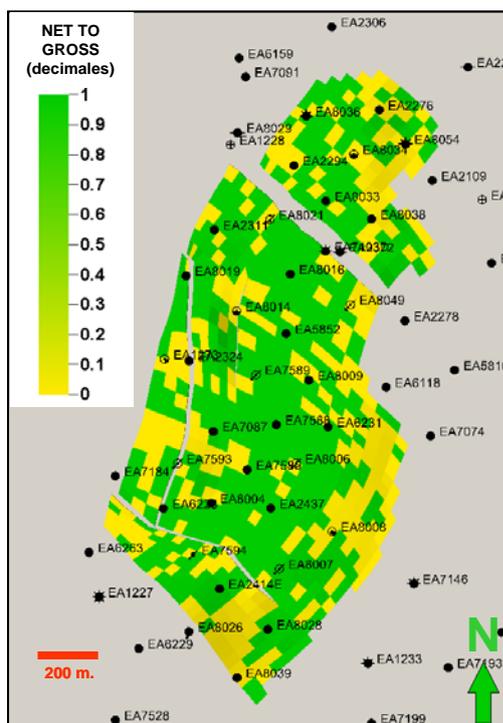


Figura 80 - Se observa una vista de planta de la capa 54 de la unidad VD-B, en la cual se puede apreciar el modelo de la propiedad de "Net to Gross" (NTG), la cual será utilizada para efectos del cálculo volumétrico del petróleo original "in situ" (POIS).

El valor obtenido para el volumen del petróleo original "in situ" (POIS) para la Formación Verdún fue de **12.560 MMSTB**. En la Tabla 9 se observa que la arenisca es la litofacie reservorio que posee un mayor POIS, destacando en la unidad VD-C con 3102.26 MSTB.

Tabla 9 - POIS por litofacie para cada unidad de la Formación Verdún.

LITOFACIES	UNIDAD				
	VD-E MSTB	VD-D MSTB	VD-C MSTB	VD-B MSTB	VD-A MSTB
CONGLOMERADO	-	-	90.21	1363.19	-
CONGLOMERADO1	-	150.35	736.72	2230.22	-
ARENISCA	185.43	1157.71	3102.26	3087.22	205.48
ARENISCA ARCILLOSA	3.78	26.70	80.19	136.34	4.19
<b>TOTAL</b>	<b>189.22</b>	<b>1334.76</b>	<b>4009.38</b>	<b>6816.97</b>	<b>209.67</b>

#### 5.15 Exportación de la Grilla para el Simulador Numérico

El paso final en el modelamiento estático de reservorios, consiste en la exportación de la grilla para su posterior carga en el simulador numérico. El formato usado para este proceso es el *Rescue*, que agrupa una serie de archivos binarios con toda la información de la grilla (dimensiones, propiedades por celda, trayectorias de pozos, etc.).

## CONCLUSIONES

- Los pasos explicados dentro de este informe, constituyen el flujo de trabajo básico de caracterización de reservorios de hidrocarburos, habiéndose considerado la experiencia del autor, la definición de los perfiles y la grilla de litofacies para su uso como cubo condicionante, en la propagación de las propiedades petrofísicas. Esto es de vital importancia para entender cómo las heterogeneidades litológicas, permiten ó no, la distribución y el flujo de fluidos dentro del reservorio.
- La metodología seguida para la obtención del modelo geológico 3D de la Formación Verdún, se basa fundamentalmente en información de pozos, integrando todos los datos y estudios disponibles. Esto debido a que, campos maduros como el Lote X, no cuentan con información sísmica suficiente. El modelo logrado disminuye la incertidumbre del anterior modelo 2D, con el que se originó el proyecto de inyección de agua.
- La integración del análisis estratigráfico y sedimentológico, permitió la elaboración del modelo de depositación para las turbiditas de la Formación Verdún en el yacimiento Laguna. La interpretación es que los flujos turbidíticos, tuvieron dirección preferencial Noreste - Suroeste, generando depósitos confinados en dirección Oeste, por el sistema de fallas Somatito y en dirección Sur, por un paleorelieve de suave inclinación hacia el Norte. Los límites hacia el Este representados también por un paleorelieve de baja inclinación. Posteriormente, todo el depósito fue

afectado por fallamiento normal.

- Se puede deducir del modelo un fuerte componente estratigráfico-depositacional, como factor determinante del potencial productivo de las secuencias inferiores (VD-B y VD-C), generando capas y depósitos fuertemente amalgamados y conectados. Esto se produjo como consecuencia de una mayor energía original en estos flujos (capaces de transportar clastos de hasta 30-40 cm. durante su trayectoria), característica que causa un aumento en el potencial de erosión en las capas ya depositadas, aumentando por consecuencia, la conectividad vertical.
- El carácter no sellante de las fallas internas del yacimiento es muy probable ya que las mismas son, normalmente, de pequeño desplazamiento vertical, colocando en cada bloque las mismas unidades, sin interrupción significativa del cuerpo sedimentario.
- El análisis geoestadístico de datos, en especial la generación de variogramas, también constituyó una buena experiencia de trabajo, en la búsqueda de una determinación más precisa de las tendencias depositacionales de los sedimentos de la Formación Verdún, paso importante en la comprensión de los cambios litológicos en las tres dimensiones, así como de propiedades petrofísicas tales como porosidad y permeabilidad.
- A su vez se definieron por cada unidad, las litofacies con mejores características de roca reservorio y que albergarían mayor volumen de petróleo (ver Tabla 8).
- La caracterización estática tridimensional de la Formación Verdún en el yacimiento Laguna, constituyó un paso muy importante en el entendimiento de la complejidad de los reservorios que la conforman, lo cual ha permitido, mediante simulaciones analíticas, identificar oportunidades de mejora en el proyecto, lográndose incrementar el factor de recuperación de 6.3% a 8.7%.

## RECOMENDACIONES

- Optimizar la selectividad en el proceso de inyección teniendo en consideración la definición por cada unidad de las litofacies con mejores características de roca reservorio y que albergarían mayor volumen de petróleo.
- Controlar los caudales de inyección de agua para no perder eficiencia en los pozos cerca de las fallas potencialmente no sellantes (Fallas Somatito y Falla II) por canalización por los planos de falla.
- El paso siguiente será elaborar el modelo de simulación numérica, para cuantificar con mayor aproximación las reservas remanentes y establecer el mejor esquema de inyección que permita maximizar la recuperación final.
- Aplicar la metodología descrita en la elaboración de modelos geológicos integrados 3D en otros reservorios en el Lote X.

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Álvarez, P., Kraemer, P., Rodríguez, J. y Weiner, G., 2001. Evaluación Exploratoria – Lotes XVI y X, Cuenca Talara. Informe Preliminar, 35p.
2. Canales, C., 2008. Proyecto de recuperación secundaria: Formación Verdún - Campo de Laguna. Informe Petrofísico complementario. Reporte Interno Petrobras Energía, disponible en Intranet, Lima, Perú.
3. 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.
4. Daudt, J., Pozo, G. y Grosso, S., 2003a. Caracterización de Reservorios con Base en la Descripción de Afloramientos: Informe de Avance. Reporte Interno Petrobras Energía, disponible en Intranet, Lima, Perú.
5. Daudt, J., Álvarez, J. y Cavero, F., 2003a. Proyecto de recuperación secundaria, Fm. Verdún – Yacimiento Laguna, Bloque X, Cuenca Talara. Taller de Recuperación Secundaria. Reporte Interno Petrobras Energía, Talara, Perú.

6. Daudt, J.; Leyva, J., Lloyd, D. y Cavero, F., 2003c. Evaluating the links between sedimentary processes and production rate in a fault-controlled turbidite system: example of Laguna Field, Talara Basin, NW Perú. 3rd Latinamerican Congress of Sedimentology, Belém, Brasil.
7. Daudt, J., 2003c. Proyecto de recuperación secundaria: Formación Verdún - Campo de Laguna. Revisión de la Geología. Reporte Interno Petrobras Energía, disponible en Intranet, Lima, Perú.
8. Daudt, J., 2004. Depositional Setting, Sedimentary Processes, and Pinch-out Geometries in a Faultcontrolled 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.
9. Deutsch, Clayton, 2002. Geostatistical Reservoir Modeling. Applied Geostatistics Series, Oxford University Press.
10. 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.
11. Duerichen, E.T., 2005. Sedimentology and Architecture of Upper Eocene Deep-Water Deposits, Talara Basin, NW Peru. PhD Thesis, Stanford University, p. 185.
12. Fildani, A., Hanson, A., Chen, Z., Moldowan, J., Graham, S., Arriola, P., 2005. Geochemical Characteristics of Oil and Source Rocks and Implications for Petroleum Systems. Talara Basin, Northwest Peru. AAPG Bulletin, v. 89, p. 1519-1545.
13. Gonzáles, E., y Alarcón, P., 2002. Potencial hidrocarbúfero de la cuenca Talara: Lima, Perú, Ingepet 2002 seminario, Nov. 6–8, p. 15.
14. Gonzáles, G., 1973. Modelos Depositacionales en el Eoceno del Noroeste del Perú. II Congreso Latinoamericano de Geología. Caracas, Venezuela, PetroPerú.

15. Higley; Debra, 2004. The Talara Basin Province of Northwestern Perú: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System". U.S. Geological Survey Bulletin 2206-A.
16. Iddings, A.; Olsson, 1928. A. Geology of Northwest Peru. Bulletin of the AAPG, Volume 12, Number 1.
17. Ingersoll, R.V. y Busby, C., 1995. Capítulo 1: Tectonics of Sedimentary Basins. In: Busby & Ingersoll (eds), Blackwell-Sci Publication, p. 1-51.
18. ISA (Informe de Situación Actual), 2005, Lote X, Cuenca Talara, Perú. Informe interno Petrobras.
19. ISA (Informe de Situación Actual), 2008, Lote X, Cuenca Talara, Perú. Informe interno Petrobras.
20. Kingston, J., 1994. Undiscovered petroleum of southern South America: U.S. Geological Survey Open-File Report 94-559, p. 443.
21. Knowledge Reservoir, 2007. Estudio del Área Etan Este, Cuenca de Talara, Bloque X, Perú. Reporte Final.
22. LCV del Perú S.A., 1998. Estudio Petrográfico, Sedimentológico, Petrofísica Básica y Análisis Especiales – Fm. Verdún Sondeo EA8004, Informe Técnico, Lima.
23. LCV del Perú S.A., 1998. Estudio Petrográfico, Sedimentológico, Petrofísica Básica y Análisis Especiales – Fm. Verdún Sondeo EA8034, Informe Técnico, Lima.
24. LCV del Perú S.A., 1998. Estudio Petrográfico, Sedimentológico, Petrofísica Básica y Análisis Especiales – Fm. Verdún Sondeo EA8039, Informe Técnico, Lima.
25. Leyva, J. y Daudt. J., 2003, Tectonic Influence in Trap Generation during the Early Eocene, Talara Basin, NW Perú: A Case Study of the Mogollón Formation. VII° Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.

26. Leyva, J., 1983. Correlación Estratigráfica del Miembro Peña Negra y La Fm. Pariñas Inferior, Cuenca Talara- Perú. Congreso Peruano de Geología.
27. Manrique, P., 2009. Geología de la zona Este del Lote X. Presentación interna Petrobras.
28. Marchal, D., 2003. Asesoría Geología Estructural. Reporte Interno PESA, p. 30.
29. McCaffrey, W.D. y Kneller, B., 2001. Process controls on the development of stratigraphic trap potential on the margins of confined turbidite systems and aids to reservoir evaluation. AAPG Bulletin 85 (6) 971-988.
30. Mobil Research, 1993, Talara Basin, Perú: Source rock characterization. Mobil Research and Development Corporation. Informe preparado para Perupetro.
31. Petroconsultants, 1996, Petroleum exploration and production and PetroWorld 21 databases: Petroconsultants, Inc., P.O. Box 740619, 6600 Sands Point Drive, Houston TX 77274-0619, USA.
32. 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.
33. 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.
34. 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, Perú. Congreso Peruano de Geología.

35. Raez Lurquin, M.A., 1999. Tectónica en la cuenca Talara costaafuera, nor-oeste Perú  
Exploration and exploitation of petroleum and gas: Lima, Perú, Ingepet '99 seminar,  
Oct. 26–29, p.19.
36. Schlumberger, 2005. Petrel Property Modeling Course. Schlumberger Information  
Solutions (SIS).
37. Serra, O. y Abbott, H.T., 1982. The contribution of logging data to sedimentology and  
stratigraphy. Society of Petroleum Engineers Journal. v.22, p.117-131.
38. Serrane M., 1987b. Evolution tectono-sedimentaire du bassin de Talara (nordouest du  
Perou). Bulletin Institut Français d'Etudes Andines, XVI: p. 103-125.
39. Serrane, M., 1987a, Informe Geológico sobre la Evolución Tectónica y Sedimentaria  
de la Cuenca Talara, IFEA/Petroperu, Lima, Perú. p. 73.
40. Tankard, A., 2002. Tectonic Framework of Basin Evolution in Peru. Informe Público  
publicado por Perupetro, p. 29.
41. Zúñiga - 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.
42. Zúñiga, F. y Cruzado J., 1986. Bioestratigrafía del Noroeste Peruano. Boletín de la  
Sociedad Geológica del Perú. Tomo 60 Abril.
43. Zúñiga - Rivero, F., Keeling, J.A., y Hay-Roe, H., 1998b. Peru onshore-deepwater  
basins should have large potential: Oil and Gas Journal, Oct. 19, 1998, p. 88–95.

**ABREVIATURAS**

Cl <sup>-1</sup>	Iones Cloruros
E-O	Orientación Este-Oeste
Fm.	Formación
ft.	Pies
GR	<i>Gamma Ray</i>
gr/cc	Gramo por centímetro cúbico
ISA	Informe de Situación Actual
Km.	Kilómetro
Km <sup>2</sup> .	Kilómetro cuadrado
lito	Superficie litoestratigráfica
m.	Metro
Ma.	Millón de años
mD.	Mili Darcy.
MMSTB	Millón de barriles a condiciones de superficie
NE	Orientación Noreste
NE-SO	Orientación Noreste-Suroeste

NNE-SSO	Orientación Nornoreste-Sursuroeste
NO	Orientación Noroeste
NO-SE	Orientación Noroeste-Sureste
POIS	Petróleo Original <i>In Situ</i>
ppm	Partes por millón
PSI	Libra por pulgada cuadrada
Rw	Resistividad de agua de formación
SE	Orientación Sureste
SO-NE	Orientación Suroeste-Noreste
SPBL	Potencial espontáneo con línea base en 54 milivoltios
unc.	Discordancia
VD	Verdún
vs.	Versus
&LN	Resistividad profunda
&SN	Resistividad somera
3D	Tres dimensiones (tridimensional)